

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA

DEL PERÚ

FACULTAD DE DERECHO



Energías Renovables No Convencionales en el Perú: Análisis, Barreras y

Oportunidades de Mejora

Tesis para obtener el título profesional de Abogado que presenta:

*Javier Sebastián Li Loo*

Asesor:

*Pedro Fernando Gamio Aita*

Lima, 2022



# PUCP

Sistema  
de Bibliotecas

## INFORME DE SIMILITUD

Vs. PEDRO FERNANDO GAMIO AITA, docente de la Facultad de DERECHO de la Pontificia Universidad Católica del Perú, asesor(a) de la tesis/el trabajo de investigación titulado:

**ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL PERÚ: ANÁLISIS BARRERAS Y OPORTUNIDADES DE MEJORA.**

de/ste la autor(a) de los(as) autores(as):

**JAVIER SEBASTIAN LI LOO**

Dejo constancia de lo siguiente:

- El mencionado documento tiene un índice de puntuación de similitud de 31%. Así lo consigna el reporte de similitud emitido por el software *Tumitin* el 01/07/2022.
- He revisado con detalle dicho reporte y confirmo que cada una de las coincidencias detectadas no constituyen plagio alguno.
- Las citas a otros autores y sus respectivas referencias cumplen con las pautas académicas.

Lugar y fecha: Lima, 31 de enero de 2023

Apellidos y nombres del asesor / de la asesora: <b>GAMIO AITA, PEDRO FERNANDO</b>	
DNI: 07818376	Firma 
ORCID: 0000-0001-7280-3468	

## AGRADECIMIENTOS

*A mis padres Nelly y Javier quienes siempre me han brindado su cariño y apoyo incondicional, gracias por todas sus enseñanzas que sirven para que cada día sea una mejor versión de mí.*

*A mis abuelos Nelly y Gilberto, y a mi tía Ana quienes siempre han estado conmigo en los momentos más importantes de mi vida, gracias por dar siempre todo su amor.*

*A mi novia Patricia quien siempre me ha apoyado y animado a que perseverare en todas las metas que me planteo.*

*A los amigos que me dio la universidad Jimena, Moisés, Susyl y Cristian, siempre serán para mí como hermanos.*

*A mi equipo de trabajo QA Legal que siempre estuvo dispuesto a escuchar, debatir e intercambiar ideas durante todo el proceso de la investigación.*

*A mi asesor de tesis Pedro Gamio quien confió en mí desde el primer momento, sin su orientación esta investigación no podría haberse culminado.*

*Este trabajo es para todos ustedes.*

*Con mucho cariño,*

*Sebastián Li*

## RESUMEN

El Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, es el instrumento normativo de mayor relevancia para la promoción de generación con recursos energéticos renovables pues establece que el gobierno debe llevar a cabo subastas para adjudicar proyectos RER. Sin embargo, después de la cuarta subasta, el gobierno no convocó ninguna nueva, y ante la ausencia de este régimen promocional, los inversionistas no han tenido incentivos para desarrollar nuevas Centrales RER.

Esta situación se debe a la presencia de barreras regulatorias como el no reconocimiento de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, la ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico para atender el mercado regulado, y la presencia de regulaciones desfasadas en el sector eléctrico como la declaración de precios de gas natural. Estas barreras deben ser superadas a efectos de que los inversionistas vean atractivo construir nuevas Centrales RER sin la necesidad de que exista un régimen promocional que les otorgue un ingreso garantizado.

El desarrollo de nuevas Centrales RER también requiere de medidas complementarias que desarrollen nuevas tecnologías como la eficiencia energética, las redes inteligentes, la generación distribuida, la electromovilidad y el hidrógeno verde. La sinergia entre el uso de RER en la producción y estas nuevas tecnologías facilitará el proceso de transición energética, y en consecuencia, acelerará la descarbonización de nuestra matriz energética.

**PALABRAS CLAVE:** Centrales RER – Subastas RER - Régimen RER - Barreras Regulatorias - Transición Energética.



## CONTENIDO

Índice de Gráficos .....	1
Índice de Tablas .....	2
1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. CAPÍTULO I - EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO .....	6
2.1. Modelos de Organización del Sector Eléctrico .....	6
2.2. Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas .....	13
2.2.1. Sistemas de Precios .....	22
2.2.2. Protección de la Competencia .....	23
2.3. Ley N° 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica .....	27
2.3.1. Licitaciones de Suministro Eléctrico a Largo Plazo .....	29
2.3.2. Comité de Operación Económica del Sistema .....	33
2.3.3. Coordinación del Despacho Eléctrico .....	34
2.3.4. Administración del Mercado de Corto Plazo .....	38
2.3.5. Nuevos Sistemas de Transmisión .....	42
2.3.6. Promoción de la Generación Distribuida .....	49

2.4.	Conclusiones del Capítulo I – El Mercado Eléctrico Peruano.....	50
2.	CAPÍTULO II - PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES .....	52
2.1.	Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables .....	52
2.1.1.	Energías Renovables No Convencionales.....	54
2.1.2.	Mecanismos de Promoción de RER.....	59
2.1.3.	Subastas RER.....	60
2.1.4.	Cláusulas Relevantes del Contrato de Suministro RER.....	65
2.2.	Resultados de las Subastas RER <i>on-grid</i> .....	70
2.2.1.	Primera Subasta RER <i>on-grid</i> .....	70
2.2.2.	Segunda Subasta RER <i>on-grid</i> .....	71
2.2.3.	Tercera Subasta RER <i>on-grid</i> .....	72
2.2.4.	Cuarta Subasta RER <i>on-grid</i> . .....	73
2.3.	Decreto Supremo N° 020-2013-EM – Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red.....	75
2.3.1.	Resultados de Subasta RER <i>off-grid</i> .....	79
2.4.	Decreto Supremo N° 064-2010-EM – Política Energética Nacional .....	80

2.5.	Conclusiones del Capítulo II – Promoción de las Energías Renovables.....	81
3.	CAPÍTULO III - BARRERAS REGULATORIAS DE LAS CENTRALES RER NO CONVENCIONALES.....	84
3.1.	No reconocimiento adecuado de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares	87
3.2.	Ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico .....	99
3.3.	Presencia de Regulaciones Desfasadas: El Caso del Régimen de Declaración de Precio Único de Gas Natural.....	103
3.4.	Conclusiones del Capítulo III - Barreras Regulatorias de las Centrales RER No Convencionales .....	117
4.	CAPÍTULO IV - LEGISLACIÓN COMPARADA.....	119
4.1.	Chile.....	119
4.1.1.	Organización del Sector Eléctrico.....	119
4.1.2.	Mercado Mayorista de Electricidad .....	119
4.1.3.	Licitaciones Horarias de Suministro Eléctrico.....	121
4.2.	Colombia.....	122
4.2.1.	Organización del Sector Eléctrico.....	122

4.2.2.	Mercado Mayorista de Electricidad .....	123
4.2.3.	Cargo por Confiabilidad .....	125
4.3.	Conclusiones del Capítulo IV - Legislación Comparada.....	127
5.	CAPÍTULO V - MEDIDAS COMPLEMENTARIAS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA .....	130
5.1.	Eficiencia energética: Uso masivo de RER en la producción eléctrica.....	131
5.2.	Desarrollo de nuevas tecnologías.....	132
5.2.1.	Redes Inteligentes.....	132
5.2.2.	Generación Distribuida .....	135
5.2.3.	Electromovilidad .....	137
5.2.4.	Hidrógeno Verde.....	148
5.2.5.	Conclusiones del Capítulo V - Medidas Complementarias para una Transición Energética .....	150
6.	CONCLUSIONES.....	154
	BIBLIOGRAFÍA.....	157

## Índice de Gráficos

Gráfico N° 1. Monopolio Verticalmente Integrado .....	7
Gráfico N° 2. Modelo de Comprador Único .....	8
Gráfico N° 3. Modelo de Competencia Mayorista.....	10
Gráfico N° 4. Modelo de Competencia Minorista .....	12
Gráfico N° 5. Despacho Eléctrico realizado por el COES.....	38
Gráfico N° 6. Transacciones de Energía en el Mercado Spot y de Contratos .....	42
Gráfico N° 7. Producción de Energía Eléctrica por Fuentes en el Año 2013.....	57
Gráfico N° 8. Consumo de Energía Nacional por Tipo de Fuente - 2019 .....	139
Gráfico N° 9. Consumo Total de Energía por Sector Económico .....	140
Gráfico N° 10. Consumo Energético del Sector Transporte por Tipo de Fuente -2019.	141
Gráfico N° 11. Avance en Electromovilidad en Chile a Julio de 2020.....	145
Gráfico N° 12. Penetración de la Electromovilidad en Colombia 2012 - 2020.....	146

## Índice de Tablas

Tabla N° 1. Esquema Remunerativo de los Sistemas de Transmisión.....	44
Tabla N° 2. Evolución del CMg en Barra Santa Rosa 220kv (2020 - 2021).....	116
Tabla N° 3. Comparativa de Eficiencia por Tipo de Vehículo.....	142



## 1. INTRODUCCIÓN

En la última década, la producción de electricidad a través de recursos energéticos renovables (“RER”) ha cobrado vital importancia en la búsqueda de disminuir la contaminación ambiental y proteger el medio ambiente. Todos los países del mundo están pasando por un proceso de transición para “descarbonizar” su matriz energética, lo cual implica desplazar de manera progresiva el uso de los combustibles fósiles por RER, al caracterizarse por ser una fuente de energía limpia e inagotable.

Esta tendencia mundial hizo que el Estado peruano emitiera, en el año 2008, el Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo para la promoción de Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables (“DL 1002”), que declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de nueva generación eléctrica con RER. Se desarrollaron cuatro grandes subastas donde los inversionistas manifestaron un gran interés de invertir en estas tecnologías, especialmente por la presencia de un régimen promocional que estaba destinado a garantizar la rentabilidad de los proyectos adjudicados.

Sin embargo, después de la cuarta subasta, el gobierno no realizó nuevas convocatorias, y ante la ausencia de este régimen promocional, los inversionistas no tuvieron incentivos para construir y operar nuevas Centrales RER. Ello tuvo como consecuencia que, a la fecha, la presencia de RER en nuestra matriz energética no supera ni el 10%.

En efecto, los inversionistas no tienen incentivos para el desarrollo de nuevas Centrales RER. Esto se debe, principalmente, a que existen barreras regulatorias que envían señales de mercado indicando que estas centrales no son rentables y no podrían competir con

las demás tecnologías del sistema eléctrico a menos que sean construidas bajo el régimen promocional del DL 1002. Estas barreras son (i) el no reconocimiento de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, (ii) la ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico para atender el mercado regulado, y (iii) la presencia de regulaciones desfasadas en el sector eléctrico.

En ese sentido, el objetivo principal de la presente investigación consiste en analizar el proceso de promoción de las energías renovables, así como las barreras regulatorias desde una perspectiva económica y jurídica; y de manera posterior, plantear las alternativas de solución tomando como referencia la regulación de países latinoamericanos como Chile y Colombia.

A continuación, se revisarán los aspectos más importantes del marco normativo del sector eléctrico peruano que sentaron las bases para que se establezca el régimen de promoción de las Centrales RER. Asimismo, se abordará el procedimiento para la promoción de las energías renovables, los resultados obtenidos durante dicho proceso y las contingencias que se han presentado en algunos proyectos. Posteriormente, se analizarán las barreras regulatorias que no incentivan a los inversionistas a desarrollar nuevas Centrales RER, con la finalidad de que se propongan cambios en el esquema regulatorio actual.

Por otro lado, los cambios propuestos tendrán un punto de partida en la regulación comparada de países latinoamericanos, particularmente Chile y Colombia, para lo cual se analizará de manera general como se encuentra organizado su sector eléctrico, en qué

consiste su mercado mayorista de electricidad y medidas específicas que existen en su regulación.

Finalmente, se desarrollarán las medidas complementarias que debe tomar el Estado peruano, las cuales, en sinergia con las Centrales RER, coadyuvarán a un proceso eficiente de transición energética y a continuar con el objetivo de descarbonizar nuestra matriz energética.



## **2. CAPÍTULO I - EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

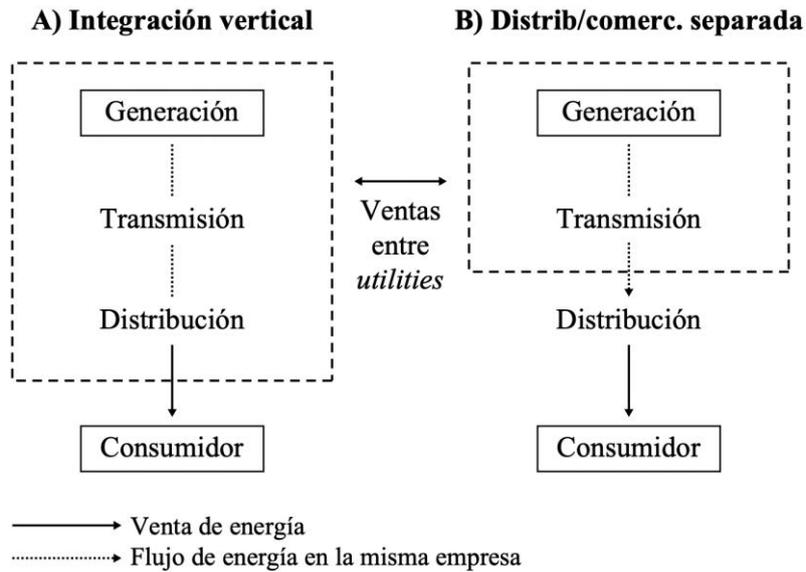
Las principales normas que rigen la organización y operación del mercado eléctrico en el Perú son la Ley de Concesiones Eléctricas y la Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Antes de pasar al análisis de los aspectos más relevantes de cada una, corresponde explicar los diversos modelos de organización del sector eléctrico que la doctrina ha identificado.

### **2.1. Modelos de Organización del Sector Eléctrico**

La doctrina ha reconocido a nivel internacional cuatro modelos típicos de organización del sector eléctrico en función del grado de competencia que se introduce en cada uno (Hunt, 2002). Estos son (i) el Monopolio Verticalmente Integrado, (ii) el Modelo de Comprador Único, (iii) el Modelo de Competencia Mayorista y (iv) el Modelo de Competencia Minorista.

En el Monopolio Verticalmente Integrado, una empresa estatal concentra las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica:

Gráfico N° 1. Monopolio Verticalmente Integrado<sup>1</sup>

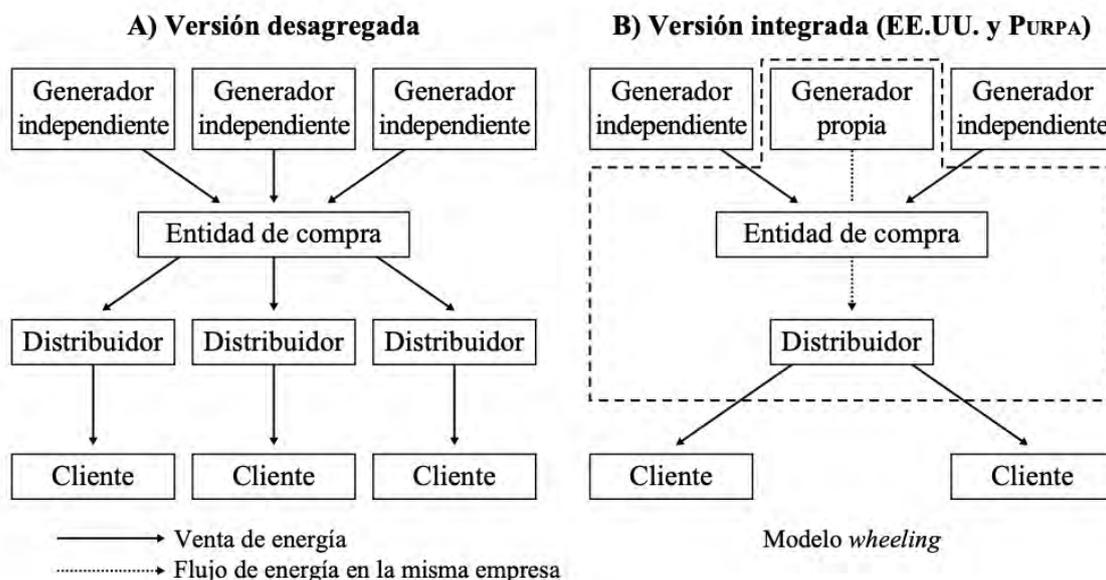


Al no haber competencia en la actividad de generación, su eficiencia depende de un adecuado proceso de planeamiento e inversión. Caso contrario, la regulación tarifaria se convierte en un mecanismo para transferir los errores de operación e inversión a las tarifas que serán pagadas por todos los usuarios finales (Dammert et al., 2008). En efecto, como nos encontramos ante una empresa estatal y no privada, no existen incentivos económicos para operar de manera eficiente por lo que todo el riesgo operacional puede ser trasladado a la demanda.

En cuanto al Modelo de Comprador Único, la empresa estatal actúa como único comprador y vendedor de la energía permitiendo la participación de generadores independientes e introduciendo competencia en dicho segmento:

<sup>1</sup> Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 77.

Gráfico N° 2. Modelo de Comprador Único<sup>2</sup>



Este modelo aún presenta restricciones a la entrada en las actividades de generación y a la oferta libre de precios por lo que el grado de desregulación está claramente limitado (Dammert et al., 2008).

Asimismo, existe una versión integrada de este modelo en el cual los generadores independientes despachan electricidad y se la venden a la empresa estatal, solo cuando el costo en que incurriría la empresa estatal para producir energía con su propio generador resulte más alto que el precio de venta ofrecido por los generadores independientes.

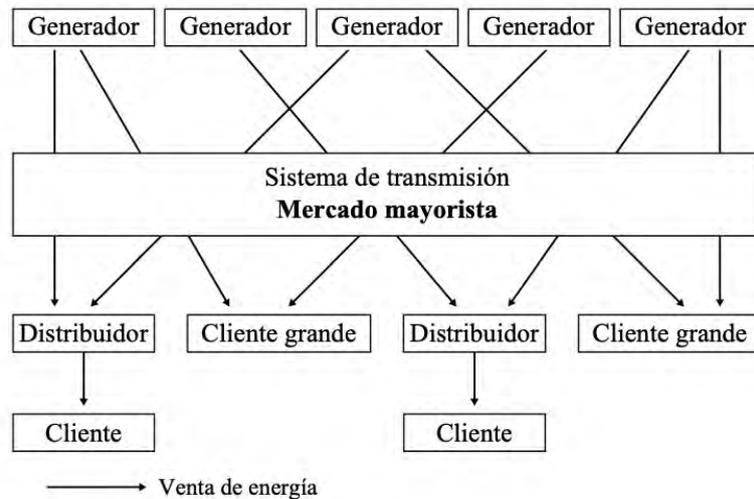
Hunt (2002) advierte que esta variante del Modelo de Comprador Único presenta dos problemas:

<sup>2</sup> Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 78.

- En primer lugar, los términos y condiciones de los contratos de suministro de energía suscritos entre los generadores independientes y la empresa estatal son comúnmente determinados por esta última. Ello limita la competencia dado que no permite a los generadores independientes alcanzar la eficiencia a través de las mejores condiciones técnicas y económicas que pueden ofrecer.
- En segundo lugar, estos contratos muchas veces resultan *nondispatchable*, es decir, el operador del sistema no decide cuando estas centrales entran en operación. Todo lo contrario, los generadores independientes dan aviso al operador del sistema cuando deciden participar del despacho eléctrico, a razón de que el operador podría no llamar al despacho a los generadores independientes en tanto estos compiten con el generador de la empresa estatal. En consecuencia, la forma en cómo se relacionan los actores, resulta perjudicial para el operador, quien ve mermada su autonomía y el control sobre el sistema.

En el Modelo de Competencia Mayorista, no existe ninguna preferencia de contratación por la empresa generadora integrada verticalmente, sino que todos los generadores compiten entre sí en condiciones similares, promoviendo la desintegración vertical del sector eléctrico:

**Gráfico N° 3. Modelo de Competencia Mayorista<sup>3</sup>**



Las principales características que presenta este modelo son (Dammert et al., 2008):

- Los generadores compiten por vender su energía a las empresas distribuidoras y a los grandes consumidores en el mercado mayorista o Mercado Spot.
- Los generadores con capacidad insuficiente para cumplir con sus compromisos contractuales o que hayan sido desplazadas en el despacho eléctrico adquieren capacidad disponible de otros generadores del Mercado Spot para cubrir su déficit y cumplir con sus obligaciones contractuales.
- Los generadores obtienen una ganancia o pérdida en función de la diferencia que resulta del precio de la energía en el contrato y el precio de la energía en el Mercado Spot.
- Las instalaciones de transmisión no participan en el mercado mayorista pues se remuneran de acuerdo con un pago predeterminado.

<sup>3</sup> Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 79.

Asimismo, existen dos diseños de mercado dentro del modelo mayorista pues hay (i) un *pool* obligatorio y contratos bilaterales financieros y (ii) un despacho eléctrico que se basa en contratos bilaterales físicos junto con un mercado de balance.

El primero implica la creación de un *pool* obligatorio (*mandatory pool*) administrado por el operador del sistema denominado *pool company* - *PoolCo*. Bajo este esquema, todos los generadores venden su energía a través del *pool*, de acuerdo con estimaciones de oferta y demanda que le permiten al operador ordenar las subastas horarias de energía en base a los precios más bajos. En ese sentido, el precio que oferta el último generador dentro de la subasta es el precio del sistema, con el que todos los compradores y vendedores del mercado mayorista realizarán sus transacciones de energía (Dammert et al., 2008).

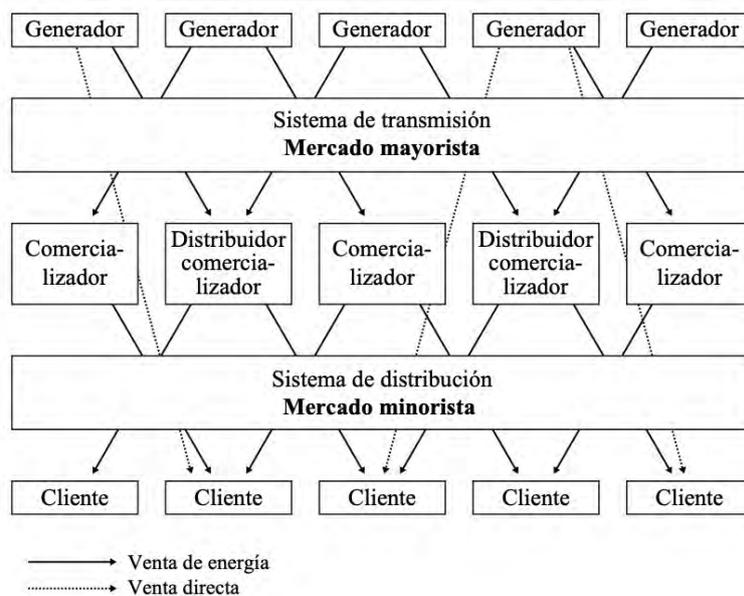
Lo beneficioso de este diseño es que el *pool* sirve como un instrumento para poder igualar la oferta y la demanda de energía en todo momento, independientemente de los compromisos contractuales estipulados en los contratos bilaterales financieros que los generadores estén obligados a cumplir. En ese sentido, el presente diseño busca compatibilizar el despacho físico de electricidad, es decir, la energía que verdaderamente inyectan los generadores al *pool*, con las obligaciones financieras que estos últimos hayan asumido a través de contratos bilaterales financieros.

El segundo diseño consiste en la celebración de contratos bilaterales físicos donde, al no existir la obligación de que toda la energía que produzcan los generadores sea ofrecida en el *pool*, la energía ingresa directamente al sistema para que sea retirada por el consumidor correspondiente. Dammert et al. (2008) advierte que aquellos generadores que no puedan cumplir con sus contratos deberán recurrir a un mercado de balance

donde comprarán la energía faltante a otros generadores que hayan ofrecido mayor capacidad en el sistema, todo ello a través del operador.

El último modelo de organización es el Modelo de Competencia Minorista, en el cual todos los consumidores pueden escoger a sus suministradores de energía pues adquieren la energía de los comercializadores minoristas en base a sus preferencias, como, por ejemplo, los sistemas de medición, esquemas de precios, calidad de la atención al cliente, difusión de energía limpia, entre otros:

**Gráfico N° 4. Modelo de Competencia Minorista<sup>4</sup>**



En esta actividad también pueden participar algunos distribuidores, en tanto el resto se limita únicamente a realizar la operación de las redes de distribución (Dammert et al., 2008). Cabe señalar que este modelo implica la liberalización total del sector eléctrico pues tanto los grandes consumidores de energía como los pequeños consumidores o

<sup>4</sup> Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú, p. 82.

consumidores residenciales pueden negociar las condiciones del servicio de energía que desean recibir.

## 2.2. Decreto Ley N° 25844 - Ley de Concesiones Eléctricas

Tomando en cuenta los cuatro modelos de organización del sector eléctrico reconocidos a nivel internacional, nuestro país optó por la desintegración vertical bajo el Modelo de Competencia Mayorista a través de la emisión del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas ("LCE"). Este modelo de organización, adaptado al Perú, presenta las siguientes características:

- (i) Existe libre competencia en la generación y las ventas se producen en un mercado mayorista competitivo, aunque se han producido intervenciones del Estado, a través del OSINERGMIN y/o el MINEM, en momentos específicos para resolver problemas que se presentaban en la libre competencia.<sup>5</sup>
- (ii) Las distribuidoras y los Grandes Usuarios están facultados a competir y participar en el mercado mayorista de electricidad.

---

<sup>5</sup> Estas intervenciones no necesariamente han tenido el éxito esperado. Podemos mencionar, como ejemplo, la declaración de precio único del gas que nació como un incentivo para el desarrollo de la generación térmica a gas natural pero que terminó distorsionando y deprimiendo el CMg de la energía del sistema eléctrico peruano, ocasionando un problema de mayor magnitud. Dicha situación, buscó ser corregida por la Ministra de Energía y Minas, Cayetana Aljovín, a través de la emisión del Decreto Supremo N° 043-2017-EM. Sin embargo, posterior a su emisión, la norma no modificó este régimen tan cuestionado por las empresas eléctricas que no operaban con gas natural, sino únicamente introdujo un precio mínimo de gas que debía ser declarado manteniendo aún vigente el régimen de declaración de precios.

- (iii) Las actividades de transmisión y distribución eléctrica son monopolios naturales sujetos a regulación tarifaria por parte de OSINERGMIN, razón por la cual no existe competencia dentro de estas actividades.
- (iv) La comercialización es realizada por las distribuidoras, quienes proveen de energía a los pequeños compradores, adquiriendo simultáneamente dicha energía de los generadores. Asimismo, también es realizada por los generadores, quienes se dedican a comprar energía y revenderla tanto a distribuidores, Usuarios libres u otros generadores, sin participar necesariamente del despacho físico de electricidad. Pese a ello, aún no se ha previsto en nuestro marco regulatorio la figura de un comercializador *stricto sensu* o puro que atienda la demanda de los pequeños consumidores de energía.

Como se puede apreciar, la introducción de competencia en la actividad de generación no sólo obedece a un criterio puramente legal y normativo, sino también a un criterio técnico, pues en la generación eléctrica existen economías de escala que se agotan rápidamente (Dammert et al. 2011). Es decir, las empresas de generación se encuentran en la capacidad aumentar la producción de energía a menor costo, pero no de manera sostenible por lo que resulta necesaria la presencia de varias empresas en este segmento.

En cuanto a los requisitos para realizar esta actividad, la LCE señala que en el caso de operación de centrales hidráulicas que tengan una potencia instalada mayor a 500kW se requiere de una concesión definitiva<sup>6</sup>. Este requisito se justifica en que el agua es

---

<sup>6</sup> Inciso a) del artículo 3 de la LCE.

propiedad del Estado y por tanto el aprovechamiento y/o explotación de esta no es de libre disponibilidad de los agentes privados (Aragón, 2012).

Asimismo, para la operación de centrales térmicas (diésel, carbón o gas natural) que tengan una potencia instalada mayor a 500kW se requiere autorización por parte del Estado<sup>7</sup> y para el caso de la operación de Centrales RER con potencia instalada mayor a 500 kW se requiere concesión<sup>8</sup>. En caso la actividad de generación eléctrica a realizar no se encuentre en alguno de los supuestos descritos anteriormente, no se requerirá de ningún título habilitante para realizar la actividad, bastando que cumpla con las demás normas que le resulten aplicables en materia ambiental y en aquellas vinculadas al patrimonio cultural de la nación<sup>9</sup>.

A diferencia de lo que sucede en la generación, las actividades de transmisión y distribución son monopolios naturales, lo cual implica que no es conveniente la introducción de competencia en estos segmentos debido a que resulta más eficiente que una sola empresa abastezca a toda la demanda que dos o más empresas.

Tradicionalmente el concepto de monopolio natural estaba relacionado a la concurrencia en una misma empresa de economías de escala, alcance y densidad. Las economías de escala consisten en que a una empresa le resulta más económico producir a mayor escala, en tanto que, a mayor producción, mayor reducción de sus costos. En cuanto a las economías de alcance, estas surgen cuando a una empresa le resulta más económico

---

<sup>7</sup> Artículo 4 de la LCE.

<sup>8</sup> Inciso d) del artículo 3 de la LCE.

<sup>9</sup> Artículo 7 de la LCE.

producir de manera conjunta varios bienes y/o servicios, y las economías de densidad se manifiestan cuando a una empresa le resulta más económico que se añada una nueva conexión a una red ya existente que construir una nueva.

Por su parte, Barrantes (2019) considera que la característica esencial de los monopolios naturales varía de si nos encontramos frente a un monopolio natural uniproducción (que ofrece un solo producto) y un multiproducción (que ofrece varios productos de manera simultánea). Al respecto, señala que el monopolio natural uniproducción se caracteriza por la presencia de grandes economías de escala; mientras que, el monopolio natural multiproducción, se caracteriza por la presencia de economías de diversificación que ocurren cuando el costo de producir dos bienes por una misma empresa es menor que producirlos con varias empresas de manera individual.

En ese sentido, dado que tanto la transmisión como distribución eléctrica ofrecen un único producto que es el transporte de la electricidad a través de sus redes y que resulta ineficiente el desarrollo de redes de transmisión y distribución paralelas a las redes ya existentes, afirmamos que ambas actividades encajan dentro del concepto de monopolio natural uniproducción.

Ahora bien, la condición de monopolio natural obliga a que exista una regulación de ambas actividades por parte del Estado, entendiendo regulación no como la reglamentación de la actividad en general (a la cual el segmento de la generación también está sometido) sino a las diversas opciones regulatorias que el Estado debe evaluar ante el dilema que plantea la presencia de monopolios naturales. En efecto, si bien la actuación de una sola empresa en el mercado maximiza el bienestar social, el

monopolista siempre colocará un precio que lo beneficie y que genere una pérdida de eficiencia para la sociedad (Barrantes, 2019).

De manera similar a la generación, para realizar la actividad de transmisión se requiere concesión cuando las instalaciones afecten bienes estatales y/o se requiera la imposición de una servidumbre por parte del Estado<sup>10</sup>, y en la distribución eléctrica con carácter de servicio público cuando la demanda supere los 500kW<sup>11</sup>. Igualmente, todas las actividades de transmisión y distribución que no se encuentren dentro de estos supuestos, podrán realizarse libremente siempre que se cumplan con las normas ambientales correspondientes y las vinculadas al patrimonio cultural de la nación<sup>12</sup>.

Aunado a lo anterior, la LCE le otorgó a la transmisión y distribución eléctrica la condición de servicio público<sup>13</sup>. Al respecto, la noción clásica de servicio público tiene su origen en el derecho francés y presenta las siguientes características esenciales:

- El servicio público se concibe como una actividad prestacional del Estado.
- Existe "*publicatio*" lo cual significa que el Estado se reserva la titularidad de la prestación de los servicios públicos.
- El Estado como titular de la actividad gestiona y decide si prestar los servicios públicos directamente o entregarlas en concesión a privados para que estos lo brinden. Sin embargo, la técnica concesional no era lo común pues esta noción

---

<sup>10</sup> Literal b) del artículo 3 de la LCE.

<sup>11</sup> Literal c) del artículo 3 de la LCE:

<sup>12</sup> Artículo 7 de la LCE.

<sup>13</sup> Artículo 2 de la LCE.

clásica nace de la idea de un monopolio estatal encargado de la dirección y prestación del servicio (Huapaya, 2015).

La noción clásica de servicio público se vincula con el servicio público en sentido subjetivo pues este último entiende que el servicio público es una actividad prestacional de titularidad del Estado; mientras que el servicio público en sentido objetivo considera que este es un régimen jurídico de una determinada actividad económica que se encuentra sujeta a intervención estatal debido al carácter esencial del servicio.

Según Huapaya (2015), el servicio público en sentido objetivo es la concepción moderna de servicio público por la cual opta nuestro ordenamiento jurídico:

(...) el Perú ha asumido un concepto objetivo y finalístico de servicio público, como actividades declaradas formalmente como tales por el legislador, el cual las somete a un régimen jurídico de derecho público y de contenido eminentemente regulador, a fin de que se cumplan los principios jurídicos base de la prestación de estos servicios (p. 391).

El concepto objetivo y finalístico del servicio público también va de la mano con el principio de subsidiariedad que se encuentra en el artículo 60 de nuestra Constitución Política del Perú de 1993:

#### Artículo 60.- Pluralismo Económico

El Estado reconoce el pluralismo económico. La economía nacional se sustenta en la coexistencia de diversas formas de propiedad y de empresa.

Sólo autorizado por ley expresa, el Estado puede realizar subsidiariamente actividad empresarial, directa o indirecta, por razón de alto interés público o de manifiesta conveniencia nacional.

La actividad empresarial, pública o no pública, recibe el mismo tratamiento legal. (Énfasis agregado)

No sólo ello, sino que, además, del mismo artículo se desprende, tres concepciones de Estado:

- Estado Regulador: aquel que fija las reglas para el desarrollo de las actividades económicas.
- Estado Prestacional: aquel que asume la titularidad de prestar y garantizar determinados servicios a la población.
- Estado Garante: aquel que impulsa y favorece las inversiones privadas a través de mecanismos de regulación y control haciendo que los servicios “se presten”, y en caso el mercado no cubra dichas necesidades, el Estado acudirá a la creación de empresas públicas como mecanismo de última ratio (Huapaya, 2015).

Bajo la presente lógica, el autor señala que todas las actividades económicas se encuentran sometidas al Estado Regulador. Sin embargo, debemos diferenciar entre la prestación de servicios públicos sociales que obedecen al rol prestacional del Estado, de los servicios públicos económicos que están vinculados al Estado Garante donde se propicia la prestación privada de los servicios públicos y se establece la subsidiariedad como solución de última ratio sujeta a las reglas del artículo 60 de la Constitución.

Por otro lado, Baca (2009) considera que el concepto de “servicio público” debe emplearse únicamente en aquellos casos donde exista *publicatio* de la actividad, en el sentido de que los particulares sólo podrán realizarla previa concesión, considerando que no existe de manera originaria una libertad de acceso al mercado. Asimismo, considera que debe denominársele “servicio esencial” a todo aquel servicio que debe ser garantizado por el Estado y que se caracteriza por ser de necesidad y utilidad pública.

En ese sentido, el citado autor señala que no debe utilizarse la técnica del “servicio público” para garantizar que se satisfagan los “servicios esenciales”, toda vez que el artículo 58 de nuestra Constitución señala un rol promotor del Estado que se desvincula del concepto técnico de “servicio público” y hace referencia más bien a “servicios esenciales”:

Artículo 58.- Economía Social de Mercado

La iniciativa privada es libre. Se ejerce en una economía social de mercado. Bajo este régimen, el Estado orienta el desarrollo del país, y actúa principalmente en las áreas de promoción de empleo, salud, educación, seguridad, servicios públicos e infraestructura. (Énfasis agregado)

Adicionalmente, el mismo autor explica que en nuestro ordenamiento jurídico se ha utilizado la expresión de “servicio público” a servicios que son considerados como esenciales tales como los correspondientes a las telecomunicaciones y la electricidad. No sólo ello, sino que incluso cuando se le denomina “servicio público” mediante ley a las actividades de transmisión y distribución eléctrica estas no requieren siempre

concesión<sup>14</sup>, y en cuanto a la generación, esta requiere muchas veces de concesión cuando en principio esta actividad se encuentra liberalizada.

Ante esta paradoja Baca (2009) concluye que:

El servicio público es, en realidad, el servicio esencial, que debe ser promovido por el Estado (art. 58 arriba citado), y que por sí mismo es título suficiente como para imponer ciertas obligaciones, incluso aquellas que pretenden asegurar la universalidad del servicio, ya sean generales y no indemnizables (...) (p. 17).

Al respecto, somos de la opinión que la noción de servicio público de nuestro ordenamiento jurídico refiere a aquel servicio esencial con *publicatio*, es decir, reservado para la titularidad estatal y que sólo puede ser prestado por privados mediante títulos habilitantes por lo que no existe de ninguna manera para los privados un libre acceso al mercado de dicha actividad.

Sin embargo, la noción de servicio esencial o servicio público objetivo o servicio público económico obedece a aquel servicio esencial que, si bien no es de titularidad estatal, debe ser garantizado por el Estado y que al existir una libertad de acceso originaria para la actividad (condicionado a que en algunos casos se exijan títulos habilitantes), está sometido principalmente a un régimen de regulación o policía administrativa.

Cabe señalar que en nuestro ordenamiento jurídico los servicios públicos son siempre calificados como tal mediante ley alegando utilidad pública, necesidad pública o interés nacional. Asimismo, bajo el principio de subsidiariedad, el Estado ya no se encarga de

---

<sup>14</sup> Artículo 7 de la LCE.

prestar directamente el servicio, sino que “hacen que presten” los servicios públicos económicos a través de la participación de agentes privados. Sólo cuando no sea posible incentivar la inversión privada, el Estado se verá en la obligación de prestar el servicio a través de una empresa pública (Huapaya, 2015). De esta forma, el Estado no se desentiende de la actividad de servicio público, sino que regula, supervisa e interviene, conservando un rol garante del servicio.

### 2.2.1. Sistemas de Precios

Otro aspecto por resaltar de la LCE es que la generación eléctrica cuenta con dos regímenes de precios<sup>15</sup>, existe (i) libertad de precios para los suministros de electricidad que puedan realizarse en condiciones de competencia y (ii) un sistema de precios regulados para aquellos suministros que lo requieran.

En otras palabras, dado que en la generación existen condiciones de libre competencia, las centrales pueden pactar los precios libremente con los usuarios para suministrarles electricidad. Sólo en el caso de la venta de energía para el servicio público de electricidad<sup>16</sup>, el OSINERGMIN determinará los precios de generación aplicables a los usuarios, los cuales son precios regulados<sup>17</sup>. Ello, con la salvedad que se llega a estos precios a partir de un proceso competitivo como las licitaciones de energía, pero sujeto a un precio tope o máximo (“*price cap*”). Por lo tanto, hay cada vez un margen menor de discrecionalidad de la autoridad reguladora.

---

<sup>15</sup> Artículo 8 de la LCE.

<sup>16</sup> Refiere a aquella generación realizada al amparo de las licitaciones de suministro eléctrico establecidas en la Ley 28832, las cual desarrollaremos en la Sección 2.3.

<sup>17</sup> Inciso d) del artículo 45 de la LCE.

Asimismo, para efectos de la presente investigación serán considerados como "precios libres" aquellos precios que no están sujetos a fijación tarifaria por parte de OSINERGMIN tales como el precio spot o CMg y el precio que pactan los generadores en condiciones de libre competencia. Mientras que serán "precios regulados" el precio firme y el precio en barra, tal como se aborda en la Sección 2.3.1. Cabe señalar, que también son precios regulados los que derivan de las actividades de transmisión y distribución.<sup>18</sup>

### **2.2.2. Protección de la Competencia**

Dado que la LCE produjo la desintegración vertical de la empresa estatal verticalmente integrada y, en consecuencia, del sector eléctrico, la versión original del artículo 122 de la LCE estableció expresamente la prohibición de que una misma empresa realice simultáneamente las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica:

**Artículo 122.-** Las actividades de generación, de transmisión al Sistema principal y de distribución de energía eléctrica no podrán efectuarse simultáneamente por el mismo titular, salvo en los casos previstos en la presente Ley. (Énfasis agregado)

Asimismo, los artículos 3 y 233 del Reglamento de la LCE ("RLCE") señalan:

**Artículo 3.-** Ninguna entidad de generación o de distribución podrá mantener la propiedad de un Sistema Secundario de Transmisión, si éste se calificara como

---

<sup>18</sup> Inciso c) del artículo 43 de la LCE y artículo 44 de la LCE. Nótese que el presente artículo señala que la "Comisión de Tarifas de Energía" es quien fija el precio de la transmisión y distribución. Actualmente, dicha comisión dejó de existir y se le atribuyó dicha facultad a OSINERGMIN.

parte del Sistema Principal en la revisión cuatrianual a que se refiere el último párrafo del Artículo 132 del Reglamento. (Énfasis agregado)

**Artículo 233.-** Las entidades propietarias del Sistema Principal de Transmisión de un sistema interconectado, están impedidas de comercializar electricidad. Este hecho será tipificado como causal de caducidad. (Énfasis agregado)

Sin embargo, dichos artículos no prohibían el control indirecto pues una empresa ajena al sector eléctrico podía perfectamente adquirir y controlar empresas que operaran en distintos segmentos del sector. Sin lugar a duda, las mencionadas normas permitían que existieran integraciones verticales dentro de un mismo grupo económico por lo que no resultaban eficientes para cumplir con el propósito de proteger la desintegración vertical.

Ante esta situación, mediante Ley N° 26876 se promulgó la “Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico” que tiene como objetivo evitar actos de concentración que afecten la competencia de las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica. Asimismo, dicha norma estableció que el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (“INDECOPI”) era la entidad competente para autorizar las fusiones, adquisiciones directas o indirectas o activos de control de las empresas del sector eléctrico.<sup>19</sup>

---

<sup>19</sup> Artículo 3 de la Ley N° 26876.

En esa misma línea, la norma también introdujo una modificación al artículo 122 de la LCE<sup>20</sup>:

**Artículo 122.-** Las actividades de generación y/o de transmisión pertenecientes al Sistema principal y/o de distribución de energía eléctrica, no podrán efectuarse por un mismo titular o por quien ejerza directa o indirectamente el control de éste, salvo lo dispuesto en la presente Ley.

Quedan excluidos de dicha prohibición, los actos de concentración de tipo vertical u horizontal que se produzcan en las actividades de generación y/o de transmisión y/o de distribución, que no impliquen una disminución daño o restricción a la competencia y la libre concurrencia en los mercados de las actividades mencionadas o en los mercados relacionados. (Énfasis agregado)

Somos de la opinión que indudablemente en ningún momento existió una prohibición absoluta a nivel normativo a la integración vertical pues:

- La versión original del artículo 122 de la LCE no abarcaba las operaciones de concentración de control indirecto.
- La modificación al artículo 122 establece una prohibición relativa pues permite las operaciones de concentración cuando estas no dañan o restringen la competencia.

Adicionalmente, es importante advertir que existe una contradicción entre el primer y segundo párrafo del artículo 122. Si bien el primer párrafo busca proteger la integración

---

<sup>20</sup> Artículo 13 de la Ley N°26876.

vertical estableciendo una prohibición absoluta, el segundo párrafo establece que sólo quedan excluidas de la prohibición aquellos actos de concentración que no dañen la competencia, quedando prohibida el resto de las situaciones jurídicas que no califiquen como “actos de concentración”. Un ejemplo de esta exclusión, se puede apreciar en la adjudicación de proyectos de transmisión a empresas de generación mediante procesos de licitación de PROINVERSION donde, no media un acto de concentración sino se celebra un contrato de concesión entre una generadora y el Estado peruano, representado por el MINEM. Así, con la celebración de este contrato de concesión, la empresa de generación adjudicataria también estaría facultada a realizar la actividad de transmisión.

Este tipo de situaciones motivó a que el Poder Ejecutivo emita el Decreto Legislativo N° 1451 (“DL 1451”), el cual introdujo un tercer párrafo al artículo 122 de la LCE<sup>21</sup>, donde se le otorga al MINEM la facultad para que evalúe los casos de integración que no califiquen como operaciones de concentración en el marco de una solicitud de concesión y/o autorización:

“Si durante el procedimiento de otorgamiento de concesión definitiva o autorización, se presenten casos de integración vertical que no califican como actos de concentración conforme a la normatividad de la materia, el Ministerio de Energía y Minas evalúa el otorgamiento del respectivo derecho eléctrico, conforme a las condiciones definidas mediante decreto supremo refrendado por

---

<sup>21</sup> Artículo 50 del DL 1451.

el ministro de Energía y Minas y el ministro de Economía y Finanzas.” (Énfasis agregado)

Al respecto, en la Exposición de Motivos del DL 1451<sup>22</sup> se indica que debido al desarrollo y crecimiento del sector eléctrico peruano gracias a la abundante inversión privada (a comparación de 1993 fecha en la que se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas), durante el procedimiento de otorgamiento de concesiones y autorizaciones, se están presentando casos en los que la integración de actividades no califican como actos de concentración al amparo de la Ley N° 26876, sino actos de similares efectos, tales como el crecimiento de una empresa con capital propio o de terceros que no participaban en el sector eléctrico.

No obstante, como la vigencia del tercer párrafo está supeditada a la aprobación del reglamento del DL 1451 (que no ha sido aprobado a la fecha), este tipo de situaciones se encontrarían prohibidas al no encajar en el supuesto de “actos de concentración” lo cual desincentiva que las empresas de generación inviertan en el desarrollo de nuevos proyectos de transmisión eléctrica.

### **2.3. Ley N° 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica**

La sola emisión de la LCE fue insuficiente para que el mercado eléctrico operara de manera eficiente. El principal problema radicó en que OSINERGMIN fijaba los precios de las tarifas de generación muy por debajo de lo que verdaderamente correspondía,

---

<sup>22</sup> Disponible en: <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2018/Setiembre/16/EXP-DL-1451.pdf>

situación que generaba un descontento por parte de las empresas eléctricas (Klauer, 2013).

La situación se agravó con la sequía producida por la ausencia de lluvias que ocurrió en el año 2004. Como en ese entonces nuestra matriz energética estaba compuesta mayoritariamente por centrales hidráulicas, aquellas sólo pudieron generar una cantidad mínima de electricidad que resultó insuficiente para abastecer toda la demanda. Ello provocó que centrales más caras como las de gas natural o diésel operaran para cubrir la energía que dejaron de producir las centrales hidráulicas. Como consecuencia, el precio de la energía en el Mercado Spot llegó a ser considerablemente superior al precio fijado por OSINERGMIN.

Considerando que las centrales de generación no estaban obligadas a vender la energía que producían al precio regulado, y que las distribuidoras no podían pagar más que dicho precio porque no podían cobrar ese excedente a los Usuarios Regulados, los generadores se negaron a suscribir nuevos contratos de suministro con las distribuidoras. Ello generó los polémicos “retiros sin contratos” ya que las distribuidoras “empezaron a retirar energía del SEIN sin tener un contrato que las respalde, generando una interrupción en la cadena de pagos de las transacciones de electricidad” (Klauer, 2013, p. 297). Para solucionar esta coyuntura, se promulgó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley 28832”) que introdujo reformas al sector eléctrico para complementar la LCE.

Es importante señalar que la Ley 28832 también introdujo una modificación al Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad (“RUL”), aprobado por Decreto Supremo

N° 022-2009-EM, estableciendo como criterio de clasificación entre usuarios libres y regulados la máxima demanda anual<sup>23</sup>, a saber:

- (i) Si su máxima demanda anual es igual o menor a 200kW, es Usuario Regulado.
- (ii) Si su máxima demanda anual se encuentra en el rango de 200kW inclusive y 2500kW inclusive, el Usuario puede escoger si ser Libre o Regulado.
- (iii) Si su máxima demanda anual es mayor a 2500kW, es Usuario Libre y puede optar por pertenecer al COES.
- (iv) Si su máxima demanda anual es mayor a 10MW, es Usuario Libre en calidad de Gran Usuario<sup>24</sup>.

Ello implica que las centrales de generación pueden celebrar contratos libres de suministro con los Usuarios Libres<sup>25</sup>, y no así con los Usuarios Regulados pues aquellos están sujetos a regulación de precios por la energía y potencia que consumen<sup>26</sup>. Estos contratos de suministro son distintos a los celebrados en el marco de las licitaciones que están destinados a satisfacer el servicio de público de electricidad, de los cuales hablaremos a continuación.

### **2.3.1. Licitaciones de Suministro Eléctrico a Largo Plazo**

---

<sup>23</sup> Artículo 3 del RUL.

<sup>24</sup> Numeral 12 de la Ley 28832.

<sup>25</sup> Cabe señalar que las distribuidoras también pueden celebrar contratos de suministro de electricidad con los UL.

<sup>26</sup> Numeral 37 del Artículo 1 de la Ley 28832.

La Ley 28832 introdujo el mecanismo de licitaciones de suministro eléctrico a largo plazo con la finalidad de que exista un abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para los usuarios del servicio público de electricidad<sup>27</sup>.

La relevancia de introducir subastas radica en que estas revelan el precio que están dispuestos a pagar los compradores por un determinado bien, es decir, por la valoración del bien. Las subastas presentan las siguientes ventajas:

- La velocidad que tienen para que se ejecuten las ventas.
- La simplicidad para lograr revelar la información oculta de los agentes.
- Alto grado de transparencia de las negociaciones (reglas Ex - Ante) (Dammert et al. 2011, p. 146).

Si bien existen diferentes tipos de subastas como la inglesa, holandesa, en sobre cerrado y Vickrey<sup>28</sup>, todas comparten las siguientes características:

- Tienen una forma de entrega de la propuesta, la cual puede ser abierta y conocida por todos los postores, o cerrada y desconocida por todos.
- Tiene una dirección hacia el precio objetivo que puede darse en forma ascendente (partiendo de un precio bajo hasta llegar al precio objetivo), descendente (partiendo de un precio alto hasta llegar al precio objetivo) o de propuesta única (donde los postores ofrecen un precio una única vez).

---

<sup>27</sup> Artículo 4.1 de la Ley 28832.

<sup>28</sup> Para mayor detalle sobre las características particulares de cada tipo de subasta, ver Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima, Perú: OSINERGMIN, p. 147.

- El adjudicatario de la subasta realiza un pago pues el ganador paga por su propuesta que resultó siendo la más atractiva, con excepción de la subasta Vickrey donde el ganador paga por la segunda propuesta más atractiva.
- Se toman en consideración los grados de riesgo que asumen tanto los postores como los subastadores (Dammert et al., 2011).

A partir de las características que presentan todas las subastas, se puede afirmar que la Ley 28832 introduce este mecanismo de competencia *por el mercado* en lugar de optar por regular tradicionalmente a través de mecanismos de competencia *en el mercado*. En lugar de que los vendedores compitan entre ellos ofreciendo sus productos a diferentes precios y resaltando sus diferentes atributos, "la competencia por el mercado ocurre cuando las empresas compiten de manera *ex ante* entre ellas por suministrar el servicio en el mercado" (Dammert et al., 2011, p. 149).

Así, la Ley 28832 tiene los siguientes objetivos:

- Reducir la volatilidad de precios y el riesgo de racionamiento: con precios firmes las generadoras tienen mayores incentivos para la inversión en capacidad.
- Reducir la intervención del Estado: orienta el mecanismo de formación de precios a un esquema de competencia por el mercado (*ex ante*), el cual reemplaza a la regulación directa de precios (los precios en barra).
- Promover la competencia y eficiencia: a través de mecanismos de subastas (Dammert, 2011, p. 149).

En efecto, como las licitaciones de suministro de electricidad a largo plazo implican la elección de empresas de generación que brinden el servicio de manera *ex post*, se logran

resultados competitivos debido a que el postor adjudicatario ofrecerá siempre un precio cercano al precio objetivo, el cual siempre estará direccionado hacia un precio capaz de cubrir los costos totales, caso contrario el postor no ofrecería dicho precio.

En cuanto al procedimiento de las licitaciones, las distribuidoras eléctricas tienen la obligación de iniciar un proceso de licitación estimando la demanda futura de electricidad<sup>29</sup> y elaborando un proyecto de bases de licitación<sup>30</sup> que deberá ser aprobado por OSINERGMIN<sup>31</sup>. Asimismo, si algún otro distribuidor quiere participar de la licitación en curso, el distribuidor convocante tiene la obligación de incorporarlos<sup>32</sup>, adquiriendo en conjunto la calidad de “Licitantes”.

Posteriormente, las bases de la licitación se publican en la página web de los Licitantes para que las centrales de generación puedan ofertar sus precios únicamente por el componente de energía, dado que el componente de potencia ya se encuentra fijado previamente en las bases por OSINERGMIN. Finalmente, se adjudicará la buena pro a aquellas centrales que hubieran ofertado el menor precio por todo el plazo contractual.

Cabe señalar que OSINERGMIN fija un *price cap* para el proceso de adjudicación, dicho precio no es conocido por los postores y es custodiado por un Notario Público. El precio

---

<sup>29</sup> El artículo 4.2 de la Ley 28832 faculta a las distribuidoras a que incluyan como parte de la demanda a ser licitada, no sólo la correspondiente a la de sus usuarios regulados sino también la de sus Usuarios Libres.

<sup>30</sup> Artículo 6.1 de la Ley 28832.

<sup>31</sup> Artículo 6.2 de la Ley 28832.

<sup>32</sup> Artículo 4.3 de la Ley 28832.

únicamente se revela si es que no existe oferta suficiente para cubrir toda la demanda licitada a un precio inferior o igual al precio tope establecido<sup>33</sup>.

Asimismo, como ya se adelantó en la Sección 2.2.1, los precios resultantes de las licitaciones se materializan en la suscripción de los contratos de suministro de energía que se denominan “precios firmes” ya que son precios de energía – cantidad fijados por un horizonte de tiempo entre 5 a 20 años. En el caso que exista un error de estimación de demanda o un crecimiento inesperado de esta, las distribuidoras podrán suscribir contratos con los generadores para cubrir el exceso de demanda a los precios fijados administrativamente por OSINERGMIN, el cual también es un precio tope y se denomina “precio en barra”.

### **2.3.2. Comité de Operación Económica del Sistema**

La Ley 28832 también creó el Comité de Operación Económica del Sistema (“COES”) y la define como aquella entidad privada sin fines de lucro y con personería de derecho público<sup>34</sup> encargada de la coordinación de corto, mediano y largo plazo del SEIN en función de los principios del mínimo costo, la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Además, también está encargado de la administración del Mercado Mayorista de Electricidad y la planificación de la transmisión<sup>35</sup>.

---

<sup>33</sup> Artículo 7.1 de la Ley 28832.

<sup>34</sup> Artículo 12.1 de la Ley 28832.

<sup>35</sup> Artículo 12.1 de la Ley 28832.

La actividad de operación del sistema eléctrico es una actividad que también posee características de monopolio natural, pues siempre resulta más costoso la coexistencia de dos o más operadores del sistema debido a la duplicidad de tareas y, por ende, de costos (Dammert et al., 2011). Asimismo, el COES está conformado por todos los Agentes del SEIN: generadores, transmisores, distribuidores y Usuarios Libres; y las decisiones que adopte el COES son vinculantes y de obligatorio cumplimiento para todos los Agentes<sup>36</sup>.

Para efectos del presente trabajo de investigación nos centraremos únicamente en (i) la coordinación del despacho de las centrales de generación para que cubrir la demanda requerida y (ii) la administración del Mercado de Corto Plazo.

### **2.3.3. Coordinación del Despacho Eléctrico**

La electricidad presenta dos características esenciales. La primera, es que no se puede almacenar a costos razonables, y la segunda es, que al no poder ser almacenada, la electricidad debe producirse en el momento que es demandada. Esto motiva a que el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN"), funcione como una piscina o "*pool*" en donde las centrales de generación inyectan energía al sistema y sus respectivos clientes la retiran de manera simultánea.

De esta manera, el COES en función de los principios regulatorios del mínimo costo, seguridad y aprovechamiento de recursos energéticos, coordina el despacho físico de electricidad en orden ascendente de los costos variables de las centrales eléctricas debido

---

<sup>36</sup> Artículo 12.2 de la ley 28832.

a que estos costos, son aquellos costos de operación y mantenimiento en los que incurren las centrales de generación para inyectar energía al SEIN.

Asimismo, en el SEIN los generadores superavitarios, es decir, aquellos que inyectan más energía que la que sus clientes retiran, venden energía al Costo Marginal (“CMg”) o precio spot, a aquellos generadores deficitarios, estos son, los que han inyectado menos energía que la que sus clientes han retirado.

Un claro ejemplo del funcionamiento del despacho eléctrico sería el siguiente:

- (i) Para una determinada cantidad de demanda, el COES ordena el despacho de Centrales RER que tienen costos variables igual a cero<sup>37</sup>.
- (ii) Seguidamente, ante un aumento de la demanda, el COES ordena el despacho de las centrales hidráulicas que tienen costos variables cercanos a cero.
- (iii) Nuevamente, ante un incremento de la demanda, el COES ordena el despacho de las centrales térmicas a gas natural a ciclo combinado y luego ciclo simple que incurren en mayores costos variables.
- (iv) Finalmente, ante la máxima demanda, el COES ordena el despacho de las centrales térmicas a diésel que tienen los costos variables más caros del SEIN inherentes al precio del combustible.

Las centrales que forman parte del despacho son remuneradas al CMg, que es definido como el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra de

---

<sup>37</sup> Su CV es igual a cero debido a que los RER son recursos disponibles en la naturaleza por lo que no se incurre en ningún costo de operación y mantenimiento para la obtención de la fuente de energía como sí sucede en el caso de la energía térmica donde se incurren en los costos de importación del diésel, por ejemplo.

generación o transporte, y que varía de barra a nodo<sup>38</sup>. Según Aragón (2012) su valor es igual al “costo variable de la producción de la unidad más costosa que está en operación en el Sistema” (p. 169). Al respecto, en el horizonte de tiempo de quince minutos, el COES establece el costo variable de la central de generación que se encuentra operando para cubrir una demanda de electricidad determinada, el cual resulta ser el mayor costo de la operación del SEIN y el que marca el CMg en ese momento.

Por lo tanto, la última central que entra en operación durante los intervalos de quince minutos es la central que marca el CMg y que remunera a todos los generadores en ese horizonte de tiempo. Como el CMg marca el costo variable de la central más cara que operó, se considera que es suficiente para cubrir los costos variables de las demás centrales de generación que le precedieron en la operación.

Tal como señala Klauer (2013), la planta de generación con el costo variable más bajo despachará hasta su máxima capacidad antes que otra planta de generación proceda al despacho. Por lo tanto, si por la “poca” demanda solo están despachando unidades hidroeléctricas, el precio será determinados por estas. En cambio, si por la demanda es una central térmica a diésel la última en generar electricidad, será esta la que determine el precio spot.

El COES denomina esta forma de coordinación como “despacho óptimo” o “despacho económico”, pues privilegia la energía que puede ser generada a menor costo respecto a aquella que puede ser generada a un costo mayor.

---

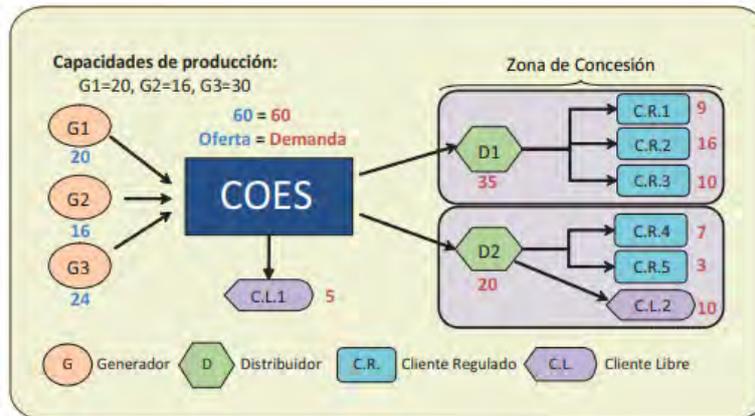
<sup>38</sup> Numeral 5 del Anexo de la LCE.

Por ejemplo, si para cubrir una demanda de 50 MW el COES ordena el despacho de una Central RER y por último el de una central hidráulica, y el costo variable de esta última es de 2 USD/kWh; la Central RER tendrá una utilidad operativa de 2 USD/kWh y la central hidráulica de cero. Sin embargo, cuando la demanda del SEIN aumente, otras centrales serán llamadas al despacho y en el supuesto que, para cubrir una demanda de 100 MW, una central a diésel con costo variable de 50 USD/kWh sea la última en despachar; la Central RER recibiría una utilidad operativa de 50 USD/kWh, la central hidráulica una utilidad operativa de 48 USD/kWh y la central a diésel cero.

Como es de apreciar, el COES llama al despacho eléctrico en función a la cantidad de demanda que exista en el SEIN, por lo que podría darse el caso en que las centrales térmicas y diésel no sean llamadas a despachar debido a que la demanda podría ser cubierta con las Centrales RER y las centrales hidroeléctricas.

Cabe señalar que cuando se habla de despacho eléctrico, se hace referencia a una obligación legal de inyectar energía en el sistema, es decir, a aquellas transacciones físicas que se materializan en la producción de energía y potencia en función de la demanda y la oferta requerida (Dammert, 2011). Se puede observar el despacho eléctrico realizado por el COES en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 5. Despacho Eléctrico realizado por el COES<sup>39</sup>



### 2.3.4. Administración del Mercado de Corto Plazo

En el Mercado de Corto Plazo o Mercado Mayorista de Electricidad (“Mercado Spot”) se transan dos conceptos:

- (i) Energía, que es el resultado a obtenerse por la Potencia (...). El pago por la Energía producida e inyectada en el SEIN reconoce los costos variables (CV) incurridos por los generadores en su actividad productiva.
- (ii) Potencia o capacidad, que está relacionada con la capacidad para obtener un resultado (electricidad) y conceptualmente remunera la inversión realizada por los generadores (capacidad Instalada de Generación). (Okumura, 2015, p. 271)

Como se explicó en la sección anterior, respecto a las transacciones de energía, aquellas están vinculadas al despacho eléctrico, y a través de la remuneración del CMg, se les

<sup>39</sup> Fuente: Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima, Perú: OSINERGMIN, p. 131.

reconocen todos los costos variables en los cuales incurren las centrales que inyectan energía en el sistema.

En cambio, respecto de las transacciones de potencia o capacidad, estas son atribuidas en función de la inversión hecha por el generador en su infraestructura de generación correspondiente. A través de la regulación por comparación, “se establece cuál es la unidad generadora más económica para suministrar la potencia adicional durante la hora de máxima demanda anual (...)” (Okumura, 2016, p. 273). Por lo tanto, a diferencia de lo que sucede en el despacho eléctrico, la potencia no se remunera en función de los costos variables, sino que “el precio es igual al costo fijo de la última central que entró a producir en la hora de punta (máxima demanda)” (Klauer, 2013, p. 307).

En ese sentido, el precio de potencia lo fija la central con los costos fijos más baratos, estos son, aquellos costos que están asociados a la inversión en generación como, por ejemplo, la instalación de los equipos, la construcción del proyecto, entre otros. Dado que las centrales térmicas a gas natural y excepcionalmente las de diésel, son las que despachan para cubrir la máxima demanda de electricidad del día, poseen costos fijos más bajos en comparación a sus costos variables que siempre son los más altos del sistema, por lo que comúnmente son estas centrales las que marcan el precio spot de potencia a través del cual se remunerará al resto de generadores del Mercado Spot.

Esta remuneración se calcula teniendo como base la inversión requerida para la instalación de una central y se considera el monto de cada kilovatio de Potencia Instalada requerida para abastecer la máxima demanda anual. Ello con la finalidad de que existan incentivos para que las centrales inviertan en Potencia Instalada suficiente para abastecer

hasta la última unidad de energía demandada con un margen de reserva adecuado, aun cuando exista la posibilidad de que aquella demanda sólo se llegue a producir una vez en todo el año y provoque la inversión en tecnología por parte de centrales que no serán requeridas la mayor parte del tiempo (Okumura, 2015).

Es importante precisar que, en las transacciones de potencia, la competencia que existe entre los generadores es ficticia pues compiten entre ellos respecto de la tecnología más eficiente para abastecer la demanda del mercado, sin embargo, no compiten de manera directa para colocar o inyectar dicha potencia en el Mercado Spot, como sí sucede con la energía.

Nótese que existe una relación inversamente proporcional entre los costos variables (asociados a la energía) y los costos fijos (asociados a la potencia), puesto que a mayor remuneración por energía inyectada menor remuneración por potencia. Por ello, las Centrales RER e hidráulicas que despachan primero tienen costos variables bajos y costos fijos altos; y las centrales térmicas que despachan al final para cubrir la máxima demanda presentan costos variables altos y costos fijos bajos. Esto nos permite afirmar que el SEIN está diseñado para que las centrales con costos variables bajos y costos fijos altos reciban mayor remuneración por la inyección de energía; mientras que, para las centrales con costos variables altos y costos fijos bajos, la mayor remuneración sea por potencia, es decir, por ofrecer seguridad al sistema despachando cada vez que exista un aumento de demanda que las centrales con costos variables bajos no puedan cubrir.

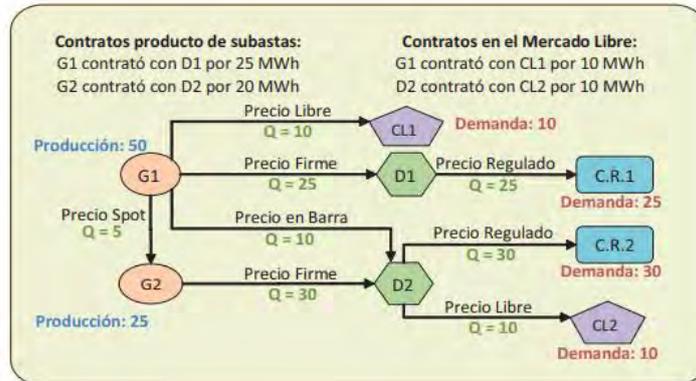
De esta forma, es el COES el encargado de liquidar mensualmente las transacciones realizadas de energía y potencia que realizan los generadores. Así, el COES establece los

saldos existentes entre deudores y acreedores respecto de las inyecciones y retiros de energía, y potencia que se efectúan en el Mercado Spot. Ello es posible debido a que estas transacciones no son físicas sino financieras, dado que se materializan en los flujos de efectivo entre las empresas eléctricas que participan en el Mercado Spot.

De lo explicado hasta el momento, se puede afirmar que en el sector eléctrico existe un "mercado libre" y un "mercado regulado". En el primero, existe libertad de precios y de contratación de las condiciones de servicio del suministro eléctrico entre generadores y Usuarios Libres, es decir, un régimen de libre competencia; mientras que, en el mercado regulado no existen dichas condiciones ya que a los Usuarios Regulados se les asigna la tarifa que ofrece el distribuidor previa fijación de este por parte de OSINERGMIN.

De manera simultánea, coexiste el "Mercado Spot" junto con el "Mercado de Contratos", el cual incluye tanto los contratos de suministro a precio libre como los contratos suscritos a precio firme o en barra. Por ejemplo, si el COES ordena el despacho de un generador superavitario para inyectar 100 MW y sus obligaciones contractuales son de 50 MW (obligaciones que pueden corresponder a contratos a precio libre, firme o en barra), existirá una diferencia de 50 MW que será retirada por el cliente de otro generador deficitario que no fue llamado al despacho en ese momento, generándole a este último, la obligación de pagar al CMg al generador superavitario la energía que no inyectó y que su cliente retiró. En el siguiente gráfico, se puede apreciar cómo operan estas transacciones en ambos mercados:

Gráfico N° 6. Transacciones de Energía en el Mercado Spot y de Contratos<sup>40</sup>



### 2.3.5. Nuevos Sistemas de Transmisión

Con la LCE únicamente existían dos sistemas de transmisión, el Sistema Principal de Transmisión (“SPT”) y el Sistema Secundario de Transmisión (“SST”). Con la emisión de la Ley 28832, se agregaron dos sistemas adicionales<sup>41</sup>, el Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”) y el Sistema Complementario de Transmisión (“SGT”). Al respecto, los sistemas de transmisión del SEIN están integrados por:

- (i) SPT: son aquellas instalaciones de transmisión que permiten a los generadores el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.<sup>42</sup> El SPT comprende las instalaciones de muy alta tensión y alta tensión que entraron en operación comercial antes de la promulgación de la Ley 28832, es decir, con anterioridad a julio del 2006<sup>43</sup>.

<sup>40</sup> Fuente: Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima, Perú: OSINERGMIN, p. 135.

<sup>41</sup> Artículo 20 de la Ley 28832.

<sup>42</sup> Numeral 16 del Anexo de la LCE.

<sup>43</sup> Artículo 20.3 de la Ley 28832.

- (ii) SST: son aquellas instalaciones de transmisión que se encuentran conectadas al SPT y que permiten transferir la electricidad hacia un distribuidor o consumidor final<sup>44</sup>. El SST comprende las instalaciones de alta y media tensión que entraron en operación comercial con anterioridad a julio de 2006<sup>45</sup>.
- (iii) SGT: son aquellas instalaciones de transmisión incluidas en el Plan de Transmisión<sup>46</sup> aprobado por el MINEM y que se concesionan y construyen en función de licitaciones públicas<sup>47</sup>. El SGT comprende todas las instalaciones de transmisión que entren en operación comercial a partir de julio de 2006<sup>48</sup>.
- (iv) SCT: son aquellas instalaciones de transmisión incluidas en el Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de uno o varios Agentes, y aquellas instalaciones que no se encuentren incluidas en el Plan de Transmisión<sup>49</sup>. El SCT comprende aquellas instalaciones cuya entrada en operación comercial sea posterior a julio de 2006<sup>50</sup>.

Finalmente, cada Sistema de Transmisión prevé conceptos y formas remunerativas distintas:

---

<sup>44</sup> Numeral 17 del Anexo de la LCE.

<sup>45</sup> Artículo 20.3 de la Ley 28832.

<sup>46</sup> Elaborado por el COES como entidad encargada de planificar la transmisión conforme el artículo 12.1 de la Ley 28832.

<sup>47</sup> Artículo 22 de la Ley 28832.

<sup>48</sup> Artículo 20.2 de la Ley 28832.

<sup>49</sup> Artículo 27 de la Ley 28832.

<sup>50</sup> Artículo 20.2 de la Ley 28832.

Tabla N° 1. Esquema Remunerativo de los Sistemas de Transmisión<sup>51</sup>

Tipo de instalación	Concepto tarifario	Sector obligado	¿Qué se remunera?	Valores
SPT	Costo Total de Transmisión (Ingreso Tarifario + Peaje por Conexión)	Generadores. El Peaje por Conexión es a su vez recaudado de sus clientes.	Anualidad de la inversión y costos estándares de operación y mantenimiento	Sistema Económicamente Adaptado sobre la base del Valor Nuevo de Reemplazo.
SST	Costo Medio Anual (Ingreso tarifario + Peaje)	Generación, demanda o ambos	Inversión, operación y mantenimiento.	<b>SST remunerado exclusivamente por la demanda:</b> el Costo Medio Anual se fija por una única vez.  <b>SST no remuneradas exclusivamente por la demanda:</b> el Costo de Inversión tendrá en cuenta la

<sup>51</sup> Elaboración propia.

				<p>configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.</p> <p><b>Concesiones otorgadas conforme el Decreto Supremo N° 059-96-PCM:</b> costos estándares de mercado de inversión y el costo anual estándar de operación y mantenimiento vigente a la fecha de entrada en operación comercial de las instalaciones.</p> <p>El costo de operación y mantenimiento es</p>
--	--	--	--	--

				<p>anual estándar y equivale a un porcentaje del Costo de Inversión que será determinado y aprobado por OSINERGMIN cada 6 años.</p>
SGT	<p>Base Tarifaria (Ingreso Tarifario + Peaje de Transmisión)</p>	<p>Generadores. El Peaje de Transmisión es a su vez recaudado de sus clientes.</p>	<p>Inversiones y costos eficientes de operación y mantenimiento.</p>	<p>Provenientes de la licitación pública (obras nuevas), los establecidos por OSINERGMIN (refuerzos), Costo de Explotación (nuevas licitaciones).</p>
SCT	<p>Costo Medio Anual (Ingreso Tarifario + Peaje)</p>	<p>Generación, demanda o ambos</p>	<p>Inversión, operación y mantenimiento.</p>	<p><b>SCT remunerado exclusivamente por la demanda:</b> el Costo Medio Anual se fija por una única vez.</p>

				<p><b>SCT que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes:</b></p> <p>el Costo de Inversión se calcula conforme la configuración del sistema definido en el Plan de Transmisión.</p> <p><b>SCT de libre negociación:</b> el Costo de Inversión tiene en cuenta la configuración de un Sistema Económicamente Adaptado.</p>
--	--	--	--	---

				<p><b>Contratos de Concesión de SCT:</b></p> <p>los componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.</p> <p><b>Resto de SCT:</b> el Costo de Inversión se calcula con la configuración del sistema definido en el Plan de Inversiones.</p> <p>Salvo en el caso de los Contratos de Concesión de SCT, el costo de operación y mantenimiento es</p>
--	--	--	--	---

				<p>anual estándar y  equivale a un  porcentaje del Costo  de Inversión que será  determinado y  aprobado por  OSINERGMIN cada 6  años.</p>
--	--	--	--	--

### 2.3.6. Promoción de la Generación Distribuida

Un último aspecto por destacar de la Ley 28832 es la generación distribuida, definida como aquella instalación de generación que cuenta con una capacidad no mayor a la señalada en el reglamento y que se encuentra conectada directamente a las redes de un concesionario de distribución eléctrica<sup>52</sup>.

Adicionalmente, la Octava Disposición Complementaria Final de la Ley 28832 estableció que debe aprobarse un Reglamento de Generación Distribuida que regule los siguientes mecanismos para su promoción: (i) la venta de sus excedentes no contratados de energía al Mercado de Corto Plazo que se asignarán a los generadores de mayor transferencia

---

<sup>52</sup> Numeral 11 del Artículo 1 de la Ley 28832.

(de compra o negativa) en dicho mercado y (ii) el uso de redes de distribución pagando únicamente el costo incremental incurrido<sup>53</sup>.

Ahora bien, como se verá más adelante en la Sección 5.2.2, la generación distribuida ha sido recogida en diversos instrumentos normativos posteriores a la emisión de la Ley 28832. Sin embargo, a la fecha no existe un claro desarrollo de este tipo de generación y ello obedece a la ausencia de un Reglamento de Generación Distribuida que regule todos los aspectos técnicos, económicos y legales para su operación, lo cual implica un incumplimiento permanente por parte del MINEM al mandato que establece la Ley 28832.

#### **2.4. Conclusiones del Capítulo I – El Mercado Eléctrico Peruano**

En este primer capítulo, se han abordado los aspectos más relevantes del sector eléctrico peruano, a saber:

- ✓ El mercado eléctrico peruano se encuentra organizado bajo el Modelo de Competencia Mayorista donde existen altos niveles de competencia en la generación eléctrica y libertad de precios; mientras que la transmisión y distribución al ser monopolios naturales, se encuentran sujetos a tarifas determinadas por el regulador. Además, la comercialización aún no se encuentra liberalizada pues no existe la figura del comercializador puro o a nivel minorista, en tanto el servicio es brindado por las distribuidoras y los generadores.

---

<sup>53</sup> Octava Disposición Complementaria Final de la Ley 28832.

- ✓ Los altos niveles de competencia en la generación eléctrica, no implica que es un segmento carente de regulación pues el Estado ha intervenido numerosas veces para corregir determinadas conductas, aunque estas no siempre han sido totalmente exitosas. Como, por ejemplo, la declaración del precio único de gas natural.
- ✓ Las licitaciones de suministro eléctrico a largo plazo para atender la demanda correspondiente al servicio público de electricidad, y en ocasiones, a los Usuarios Libres, cumplen con el objetivo de reducir la volatilidad de los precios de generación, reducir la intervención del Estado y promover la competencia y eficiencia en la generación eléctrica.
- ✓ El COES es el encargado principalmente de (i) coordinar y operar el SEIN de acuerdo con los costos variables de las centrales de generación y de (ii) administrar el Mercado de Corto Plazo o Mercado Spot, donde se establecen las liquidaciones por valorizaciones de energía y potencia entre los generadores eléctricos que inyectan y retiran energía del SEIN. Además, se encarga de la planificación de la transmisión eléctrica, sin embargo, para efectos de la presente investigación no resulta relevante dicha función.
- ✓ La Ley 28832 introdujo 2 nuevos sistemas de transmisión adicionales a los establecidos en la LCE, los cuales son el SGT y SCT. En ese sentido, a la fecha existen 4 sistemas de transmisión: el SPT, el SST, el SGT y el SCT.
- ✓ Finalmente, la Ley 28832 introdujo los primeros mecanismos de promoción para el desarrollo de la generación distribuida. Sin embargo, su reglamentación para una operación adecuada aún no ha sido aprobada, lo cual implica un incumplimiento al mandato de la Ley 28832 y una tarea pendiente para el MINEM.

## 2. CAPÍTULO II - PROMOCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Como la LCE y la Ley 28832 sentaron las bases para un mercado de generación eléctrica altamente competitivo, el Perú vio la oportunidad de emitir normas complementarias destinadas a promover el desarrollo de determinadas fuentes energéticas. En sentido, en el presente capítulo se abordarán los instrumentos normativos emitidos por el Estado peruano para fomentar el desarrollo de la promoción de las energías renovables.

### 2.1. Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables

El Decreto Legislativo N° 1002, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de electricidad con el Uso de Energías Renovables ("DL 1002"), abrió el camino en Sudamérica a las tecnologías renovables no convencionales. Hasta esa fecha, mayo de 2008, no había un marco jurídico en la región tan completo, en cuanto a definición de mecanismos de promoción y porcentajes de participación de las energías renovables no convencionales<sup>54</sup>. Dicho marco normativo presentaba, como característica esencial, la modalidad de subasta o concurso para que en cada tecnología renovable se escoja el mejor proyecto, en base a su economía y mejor rendimiento.

La Exposición de Motivos del DL 1002<sup>55</sup> señalaba que uno de los factores que incentivaron su emisión fue el crecimiento sostenido de la economía peruana, el cual tendría como

---

<sup>54</sup> El Decreto Legislativo 1002, generó un gran debate en el mercado eléctrico peruano. Hubo cuestionamientos a la falta de conocimiento de las nuevas tecnologías y una exagerada crítica al carácter intermitente de alguna de sus fuentes, como el caso de la generación solar fotovoltaica.

<sup>55</sup> Disponible en: [http://spij.minjus.gob.pe/Textos-PDF/Exposicion\\_de\\_Motivos/DL-2008/DL-1002.pdf](http://spij.minjus.gob.pe/Textos-PDF/Exposicion_de_Motivos/DL-2008/DL-1002.pdf)

consecuencia inmediata un aumento en la demanda de energía. Para abastecer dicha demanda, se consideró necesario que aquella sea cubierta por RER debido al elevado precio del diésel y del gas natural. El objetivo estratégico era diversificar la matriz energética y orientar el crecimiento de la economía, con menores emisiones de gases de efecto invernadero.

Asimismo, hace énfasis sobre la dependencia del SEIN respecto de la generación térmica de gas natural y diésel. Esto se evidenció cuando se programó una interrupción de suministro de gas natural a las centrales eléctricas por un periodo de 5 días (desde el 7 al 12 de enero del 2008) que tuvo como resultado el incremento del CMg en 8 veces su valor. Ello en atención a que, para seguir abasteciendo a la demanda, el COES tuvo que ordenar el despacho de centrales a diésel que tienen los costos variables más altos de todo el sistema debido al precio de importación del petróleo.

En ese sentido, el Poder Ejecutivo vio necesaria la promoción de energías renovables no convencionales para erradicar esta dependencia respecto de la generación térmica que agudiza el riesgo del alza de tarifas eléctricas y/o racionamiento de electricidad por déficit de generación. Además, de ser el gas natural un recurso no renovable.

Es importante recalcar que el DL 1002 es una clara manifestación de la actividad de fomento de la administración pública pues el Poder Ejecutivo ha ejercido un poder regulador destinado a promover o estimular que los administrados ejecuten determinadas conductas que persiguen una finalidad de interés general, como es el caso del desarrollo de los RER en nuestra matriz energética. Además, se incentiva dicho

desarrollo sin ejercer ningún tipo de coerción ni imposición a los administrados (Guzmán, 2013).

### **2.1.1. Energías Renovables No Convencionales**

La actividad de generación en el sector eléctrico se clasifica en función de la materia prima que se emplea como fuente de energía. En la actualidad, esta se divide en generación convencional y generación no convencional. La generación convencional refiere a las fuentes de energía que tienen una larga tradición de uso (López, 2016), como es el caso de los generadores hidráulicos y térmicos.

En cuanto a la generación no convencional, esta refiere a las fuentes de energía que no son de uso común por sus altos costos de producción inicial y la capacidad limitada para poder ser transformadas, y comprende a los generadores de energía nuclear (aquellos que emplean elementos químicos como el uranio o plutonio) y a los generadores que emplean RER (López, 2016). Así, los RER se caracterizan por su inagotabilidad al tener como fuente de energía los recursos naturales renovables. Este atributo se manifiesta en la gran cantidad de energía que pueden producir y en su capacidad de poder regenerarse de manera continua a través de procesos de la misma naturaleza sin que medie intervención humana alguna, lo cual implica su continua disponibilidad (Vignolo, 2012).

Además, dentro de los RER existe una clasificación adicional, los (i) RER convencionales y los (ii) RER no convencionales o alternativos. El primero hace referencia a la generación hidráulica, mientras que el segundo comprende el resto de generación con RER.

El DL 1002 no es ajeno a esta última clasificación y señala que por RER se entenderá tanto los recursos energéticos renovables alternativos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico, mareomotriz<sup>56</sup>; como los recursos energéticos renovables convencionales, es decir, la generación hidráulica, siempre y cuando la capacidad instalada de la central no supere los 20 MW.

Se puede apreciar que esta clasificación legislativa resulta contradictoria pues considerando que la matriz energética del Perú siempre ha estado conformada en su mayoría por generación hidráulica, se esperaría que aquella no sea incluida como RER, debido a que resulta un absurdo promover la inversión de una tecnología que ya abunda en el SEIN. Pese a ello y como se verá en la Sección 2.2, el Estado también ha promovido la adjudicación de pequeñas centrales hidroeléctricas.

Siguiendo a Vignolo (2012), los RER que busca promover el DL 1002 son los siguientes:

- (i) Biomasa: es la energía que se obtiene de la transformación de materia orgánica.
- (ii) Solar: es la energía que proviene del sol e impacta directamente en la tierra, esta se puede subdivide en energía solar fotovoltaica y energía solar térmica. La primera implica el uso de paneles que captan la energía solar y la transforma directamente en energía eléctrica; mientras que la segunda, capta la energía solar para transformarla en energía térmica que posteriormente se convertirá en energía eléctrica.

---

<sup>56</sup> Artículo 3 del DL 1002.

- (iii) Eólica: es la energía que se obtiene producto de la transformación de la energía cinética a través del uso de turbinas eólicas o aerogeneradores.
- (iv) Geotérmica: es aquella energía captada por el calor producido en el interior de la tierra.
- (v) Mareomotriz: es aquella que se obtiene producto de las variaciones del nivel del mar; es decir, a través de las mareas u oleajes.
- (vi) Pequeñas Centrales Hidroeléctricas: es la energía que se aprovecha de las corrientes de los ríos o saltos de agua.

Adicionalmente, el DL 1002 declaró de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de generación con RER<sup>57</sup>, fijó un porcentaje inicial de 5% (que sería actualizado cada cinco años por el MINEM) de generación con RER en la matriz energética peruana<sup>58</sup>, y estableció la obligación de implementar el Plan Nacional de Energías Renovables<sup>59</sup>.

Al respecto, es importante señalar que hasta la fecha, el MINEM no ha elaborado ningún Plan Nacional de Energías Renovables, publicando sólo en el año 2014, el Plan Energético Nacional 2014 – 2025, en el cual se indica la producción de energía eléctrica con RER al año 2013:

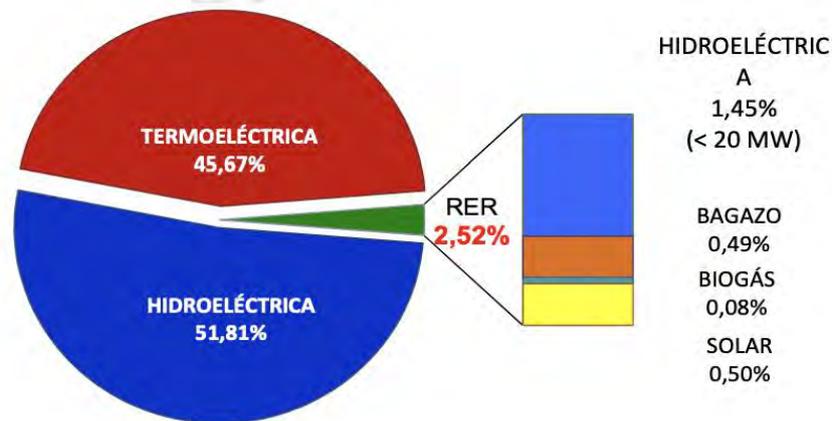
---

<sup>57</sup> Artículo 2.1 del DL 1002.

<sup>58</sup> Artículo 2.2 del DL 1002.

<sup>59</sup> Artículo 11 del DL 1002.

Gráfico N° 7. Producción de Energía Eléctrica por Fuentes en el Año 2013<sup>60</sup>



Como se puede apreciar, si bien al año 2013 la producción con energía renovable convencional ascendía al 54.3%, es decir, más de la mitad de la energía producida por nuestra matriz energética obedecía a energía renovable, aquella estaba compuesta principalmente por centrales hidroeléctricas tanto de gran escala (51,81%) como de menor escala (1,45%). Mientras que los RER alternativos o no convencionales, representaban únicamente el 1,07% del total de la producción de energía en el año 2013.

Asimismo, el MINEM señaló en su referido plan que de la simulación realizada al año 2025, los RER podrían incrementar su participación en nuestra matriz energética alcanzando un 20%; concluyendo que el resultado de ello implicaría un aumento en 20% de los precios de la generación eléctrica, por lo cual descarta que estos deban ser promovidos por el momento dado el impacto que puedan tener y señala que realizará

<sup>60</sup> Fuente: Dirección General de Eficiencia Energética. (2014). Plan Energético Nacional 2014 - 2025. Documento de Trabajo, Lima, Perú: OSINERGMIN, p. 102. Disponible en: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/institucional/publicaciones/InformePlanEnerg%C3%ADa2025-%20281114.pdf>

una evaluación posterior en futuros planes. (Dirección General de Eficiencia Energética, 2014). Sin embargo, esta postura del MINEM fue desvirtuada por el crecimiento del mercado RER y la consecuente disminución progresiva de la tecnología solar fotovoltaica a nivel global.<sup>61</sup>

En ese sentido, no siendo ajeno a la revolución tecnológica progresiva de los RER, el MINEM elaboró el "NAMA RER CONECTADO"<sup>62</sup> en el año 2017, documento que tiene como objetivo promover la inversión de RER para abastecer la demanda del SEIN impulsando un cambio en las emisiones de gases de efecto invernadero en la producción eléctrica. De acuerdo con los estudios realizados, resulta factible tanto técnica como económicamente, incrementar la meta actual de energía generada con RER de 5% a 13% para la generación eólica y solar, y de 3% para la biomasa contemplando un horizonte máximo de tiempo entre el 2025 y el 2030, lo cual coadyuvaría a una disminución drástica de los gases de efecto invernadero que se producen debido a la operación de centrales térmicas (Dirección General de Eficiencia Energética, 2017).

No obstante, este documento aún no ha sido oficializado por lo que al no tener carácter vinculante, no es incluido dentro del presupuesto del MINEM, y por tanto, todas las acciones recomendadas y destinadas a promover los RER no se han podido materializar. En atención a ello, se debe considerar la aprobación del NAMA RER CONECTADO pues

---

<sup>61</sup> Arabia Saudita y Chile han logrado precios para la tecnología solar fotovoltaica que se acercan en la actualidad a los 10 \$MW/h. Esto es una revolución de costos que los actores del mercado no imaginaron en ese entonces, incluso, la generación eólica se acerca cada vez más a la solar en reducción de costos.

<sup>62</sup> Disponible en: <http://namasenergia.minem.gob.pe//Content/fileman/Uploads/Images/menu-centroinformacion/Diagnostico%20de%20NAMA%20RER%20Conectado.pdf#page=75yzoom=100,0.538>

ello establecería una hoja de ruta para el establecimiento de políticas de promoción de RER con miras a la descarbonización de nuestra matriz energética.

### **2.1.2. Mecanismos de Promoción de RER**

Siguiendo a Díaz (2017), existen cuatro mecanismos de promoción de RER empleados a nivel internacional. En primer lugar, se encuentra el “*feed in tariff*” o sistema de primas a través del cual se fijan tarifas de entrada a las Centrales RER que inyectan su energía en el Mercado Spot. Estas son el resultado del precio de la energía del Mercado Spot al que se le añade una prima que cubre la diferencia entre el costo de producción de la energía renovable y su precio de venta en dicho mercado.

En segundo lugar, encontramos el sistema de cuotas, donde el Estado fija un porcentaje de energía renovable que los generadores deben inyectar y los distribuidores suministrar. En consecuencia, para cumplir con el porcentaje objetivo, estos tendrán que producir energía renovable, esto es, convertirse en Centrales RER o, en caso de seguir siendo generadores convencionales, tendrán que comprar energía renovable a las Centrales RER que la produzcan.

Asimismo, existe una variante del sistema de cuotas denominado “sistema de certificados verdes”, mediante el cual el Estado hace entrega de los certificados a las Centrales RER y establece la obligación a los generadores convencionales, comercializadores y Usuarios Libres de adquirir un porcentaje mínimo de energía renovable (representada en estos certificados) en base a su consumo anual de energía. Ello genera la coexistencia de dos mercados paralelos, (i) el Mercado Spot común y (ii) el mercado de certificados verdes, siendo este último el que le daría mayor

liquidez a las Centrales RER. Sin perjuicio de ello, la existencia de un mercado centralizado para transar los certificados de energía renovable no impide que aquellos también puedan ser transados de manera bilateral a través de contratos de suministro eléctrico.

Como tercer mecanismo de promoción, se encuentran los incentivos tributarios, tales como (i) la reducción o exoneración arancelaria a la importación de tecnología que será empleada en el desarrollo de la infraestructura de las Centrales RER, (ii) la depreciación acelerada de los equipos asociados a dichas tecnologías, exoneraciones de impuesto a la renta y (iii) la imposición de tributos ambientales para aquellos generadores convencionales que producen mayor emisión de gases de efecto invernadero.

Finalmente, existe el sistema de subastas a través del cual el Estado establece una cantidad determinada de demanda de energía eléctrica que debe ser cubierta por las Centrales RER adjudicatarias. En dichas subastas, los generadores interesados en participar presentan sus ofertas y el Estado los elige en orden descendente. De esta manera, la subasta culmina con la obligación del Estado y/o de determinados agentes del mercado de comprar la energía adjudicada al precio establecido en la oferta ganadora.

### **2.1.3. Subastas RER**

En el Perú se ha previsto variedad de incentivos para las Centrales RER, desde tributarios, como la depreciación acelerada<sup>63</sup>, la recuperación anticipada de IGV<sup>64</sup>, hasta regulatorios propios del DL 1002, como la prioridad de acceso a las redes de transmisión y distribución<sup>65</sup>, y el despacho eléctrico preferencial debido al costo variable cero de estas centrales<sup>66</sup>.

Sin embargo, el DL 1002 y su reglamento ("Reglamento RER")<sup>67</sup>, señalan que el mecanismo principal de promoción de la inversión de las Centrales RER es la subasta de energía ("Subasta RER"), pues el Estado peruano convoca un concurso por tecnología, en donde los generadores compiten entre sí ofreciendo un precio por unidad de la energía licitada (expresada en MW) que va a ser suministrada cada año (Díaz, 2017). Así, se adjudica una cantidad de energía que debe ser suministrada a un precio fijo previamente determinado con miras de una reducción rápida de los costos de inversión de los proyectos energéticos renovables.

En cuanto al procedimiento de la Subasta RER, las bases del concurso son fijadas por el MINEM y aprobadas mediante Resolución del Viceministro de Energía con la obligación de ser publicadas en el Diario Oficial el Peruano y en el Portal Web del

---

<sup>63</sup> El Decreto Legislativo N° 1058 establece la depreciación acelerada para maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la instalación y operación de las Centrales RER con una tasa máxima de depreciación anual del 20%.

<sup>64</sup> Las Centrales RER pueden formar parte del Régimen de Recuperación Anticipada de IGV de acuerdo con el Decreto Legislativo N° 793.

<sup>65</sup> Artículo 8 del DL 1002.

<sup>66</sup> Artículo 8 del DL 1002.

<sup>67</sup> Es preciso señalar que el DL 1002 cuenta con 2 Reglamentos. El primero, el Reglamento RER bajo el cual se realizan las Subastas RER y el Régimen RER desarrollado en la Sección 2.1, y el segundo, el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red que se desarrollará en la Sección 2.3.

MINEM<sup>68</sup>. Posteriormente, la convocatoria y conducción de la subasta se encuentra a cargo de OSINERGMIN y esta deberá contener como mínimo la información referida a la energía requerida por tipo de tecnología, los plazos del futuro contrato de suministro y el cronograma del procedimiento<sup>69</sup>.

Publicado el aviso previo de la convocatoria en el Diario Oficial el Peruano y el Portal Web de OSINERGMIN, este último contará con un plazo máximo de 30 días para conformar el Comité de Evaluación y Adjudicación que se encargará de la evaluación de las ofertas y adjudicación de la buena pro en presencia de un notario público<sup>70</sup>. Los postores presentarán sus ofertas con (i) el tipo de tecnología a la que postulan, es decir, si se trata de una central hidráulica, eólica, solar, eólica, geotérmica, mareomotriz o biomasa; (ii) el precio por unidad de energía, incluyendo los costos de inversión en las líneas de transmisión correspondientes para su conexión al SEIN, y (iii) el cronograma de ejecución del proyecto de la Central RER (Vignolo, 2012).

Cabe señalar que para poder ser postor deben observarse los siguientes requisitos<sup>71</sup>:

- (i) Adquirir las Bases;
- (ii) Un estudio de prefactibilidad que incluya la potencia nominal a ser instalada, el factor de planta, el presupuesto el proyecto, el cronograma de inversiones y ejecución de obras compatible con la fecha de inicio del plazo de vigencia correspondiente;

---

<sup>68</sup> Artículo 8 del Reglamento RER.

<sup>69</sup> Artículo 9 del Reglamento RER.

<sup>70</sup> Artículo 11 y 14 del Reglamento RER.

<sup>71</sup> Artículo 10 del Reglamento RER.

- (iii) Establecer las coordenadas UTM de los vértices del área donde se ejecutará el proyecto RER;
- (iv) Los equipos para instalar deberán ser nuevos y, en ningún caso, la antigüedad de fabricación de éstos deberá ser mayor a dos años;
- (v) Las unidades de generación RER deberán cumplir con los requerimientos técnicos de la operación;
- (vi) Presentar una garantía de seriedad de la oferta consistente en una carta fianza solidaria, incondicional, irrevocable, de realización automática, sin beneficio de excusión y con fecha de vigencia hasta la Fecha de Cierre del Contrato de Concesión de generación RER. El postor adjudicado o ganador tendrá la obligación de sustituir ésta por una garantía de fiel cumplimiento. (Vignolo, 2012, p. 102)

Asimismo, la evaluación de las ofertas se realizará en base a los siguientes criterios<sup>72</sup>:

- a) Evaluación independiente por tipo de tecnología RER analizando:
  - Las características técnicas de cada proyecto, principalmente la energía firme anual que se compromete entregar con las instalaciones correspondientes;
  - Cumplimiento de todos los requisitos tales como mediciones, estudios, obtención de autorizaciones y permisos, etc.

---

<sup>72</sup> Artículo 13 y 14 del Reglamento RER.

- b) La adjudicación se efectuará en orden de mérito de las ofertas que no superen la tarifa base y hasta que se complete la participación establecida en las bases de la respectiva tecnología RER en el total de la energía requerida. En caso de empate se dará preferencia a los postores que sean titulares de concesiones definitivas y, de confirmar la situación de empate, se realizará un sorteo. (Vignolo, 2012, p. 102 – 103)

Una vez adjudicada la buena pro, se elaborará un Acta de Adjudicación que será firmada por el Comité de Evaluación y Adjudicación de OSINERGMIN, por el notario público y por los representantes de los postores si lo consideran necesario. La copia de dicha acta será remitida a la Dirección General de Electricidad del MINEM y al COES dentro de los tres días posteriores a la adjudicación<sup>73</sup>.

Finalmente, OSINERGMIN remitirá la garantía de fiel cumplimiento del postor ganador al MINEM para que el proceso culmine con la celebración de un Contrato de Suministro Eléctrico a largo plazo entre la Central RER adjudicada y el Estado peruano ("Contrato de Suministro RER"). El Contrato de Suministro RER será de naturaleza financiera, al igual que todos los contratos de suministro eléctrico que se celebran en el mercado libre, con la única particularidad que la contraparte a la Central RER es un consumidor ficticio, en tanto el Estado no puede realizar retiros de energía del SEIN.

Resulta pertinente enfatizar que en caso no se cubra el 100% de la energía requerida en la Subasta RER, esta será declarada parcialmente desierta (si es que solo se cubrió un

---

<sup>73</sup> Artículo 15 del Reglamento RER.

porcentaje de la energía requerida) o totalmente desierta (si es que no se presentó ningún postor), dicha situación deberá constar en el Acta de Adjudicación<sup>74</sup>.

Si la subasta ha sido declarada parcialmente desierta, OSINERGMIN procederá a efectuar una nueva convocatoria dentro de los 30 días posteriores a la consignación de esta declaración en el Acta de Adjudicación con la finalidad de completar la energía no cubierta<sup>75</sup>; mientras que si fue declarada totalmente desierta, OSINERGMIN procederá a realizar un nuevo procedimiento (Vignolo, 2012).

#### **2.1.4. Cláusulas Relevantes del Contrato de Suministro RER**

A continuación explicaremos las cláusulas contractuales más relevantes de estos contratos. En primer lugar, el contrato de suministro establece que la obtención de los permisos, licencias, autorizaciones o concesiones es obligación de la Central RER desde la etapa de construcción del proyecto hasta la Puesta en Operación Comercial ("POC"), la cual refiere al momento a partir del cual la Central RER ya puede participar del Mercado Spot (López, 2016). De esta manera se afirma que la Central RER es la única responsable de cumplir con todos los requisitos legales y administrativos que implica el desarrollo de una nueva central de generación.

Por su parte, el MINEM tiene la obligación de coadyuvar a la Central RER (de ser requerido por este último) en las coordinaciones con las autoridades competentes para la obtención de dichos requisitos a fin de que esta pueda ejecutar aquellas obligaciones

---

<sup>74</sup> Artículo 17 del Reglamento RER.

<sup>75</sup> Artículo 18 del Reglamento RER.

contractuales que dependen de la obtención de estos permisos, licencias, autorizaciones o concesiones (López, 2016).

Algunos de los requisitos más importantes son:

- (i) La Concesión Definitiva de Generación y la Concesión Definitiva de Transmisión, pues son los permisos eléctricos indispensables para la operación y funcionamiento de cualquier central eléctrica. Sobre esta segunda concesión, si bien el generador RER sólo tendrá desde su central una corta línea de transmisión a la subestación eléctrica más cercana, está obligada a gestionar la Concesión Definitiva de Transmisión.
- (ii) Los instrumentos y certificaciones ambientales correspondientes como el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), licencias de uso de agua (en el caso de hidroeléctricas), entre otros.
- (iii) El Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, emitido por el Ministerio de Cultura (previo al inicio de construcción del proyecto) y el Plan de Monitoreo Arqueológico que permite al generador RER seguir el protocolo establecido si encuentra algún resto arqueológico durante las excavaciones de las obras para la central.
- (iv) El Estudio de Pre Operatividad (EPO), Estudio de Operatividad (EO), entre otros; que son aprobados por el COES de acuerdo con los Procedimientos Técnicos correspondientes y que permiten validar la conexión del generador RER al SEIN (López, 2016, p. 260).

Asimismo, el financiamiento de las Centrales RER es considerado riesgoso pues son proyectos que, al encontrarse en desarrollo, no pueden operar ni tampoco cuentan con activos ni respaldo financiero por ser empresas que recién se constituyen a efectos de participar en las Subastas RER. A razón de ello, los contratos de suministro han previsto, para mitigar los riesgos de inversión de los financistas, la constitución de una “Deuda Garantizada”, que puede estar conformada de manera conjunta por:

- (i) Una hipoteca sobre las concesiones.
- (ii) Una garantía sobre los flujos de efectivo futuros de la central.
- (iii) Una garantía mobiliaria sobre las acciones del generador RER.
- (iv) La emisión de valores mobiliarios respaldados por garantías reales; y
- (v) Cualquier otra garantía real o personal permitida por ley (López, 2016, p. 261).

Esta “Deuda Garantizada” tiene como atributo esencial que el MINEM autoriza a la Central RER, de manera previa, la constitución de este listado de garantías con dos condiciones. La primera, que el financiamiento recibido sea empleado únicamente para el desarrollo del proyecto y la segunda, que los contratos de garantías establezcan cláusulas de continuidad del suministro de energía en los supuestos de incumplimiento de pago y posterior ejecución de dichas garantías<sup>76</sup>.

---

<sup>76</sup> Actualmente, la preocupación por el riesgo financiero de las Centrales RER se ha reducido notablemente ya que ha disminuido el costo de las tecnologías solares y eólicas en el mercado internacional. En ese sentido, resulta más atractivo invertir en Centrales RER que en centrales térmicas. Sin embargo, estos bajos costos de inversión no han podido ser aprovechados en Perú porque a la fecha se mantiene una barrera regulatoria en la definición de Potencia Firme, la cual no se le reconoce adecuadamente a la tecnología solar fotovoltaica, tal como se aborda en la Sección 3.1.

Cabe señalar que el Estado no cumple un rol de garante frente al financiamiento que reciban Centrales RER ya que lo que el Estado garantiza, sólo es el monto de la tarifa adjudicada como contraprestación a la energía inyectada al SEIN hasta el límite de la energía adjudicada (López, 2016).

Otro aspecto fundamental del contrato de suministro, se relaciona al “Ingreso Garantizado” que es el “ingreso anual que la Generadora RER recibirá por las Inyecciones Netas de energía eléctrica hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa Adjudicada – que es el precio monómico expresado en US\$/MWh, según corresponda a cada proyecto RER” (López, 2016 p. 263).

De esta manera, los pagos que recibirá mensualmente la Central RER correspondiente a las Inyecciones de Energía en el Mercado Spot remuneradas al CMg, se considerarán como pagos a cuenta del Ingreso Garantizado. Posteriormente, se procederá a determinar la liquidación anual por el total de ingresos recibidos por parte de la Central RER durante todo el periodo tarifario (López, 2016). Sólo en el caso que los ingresos totales recibidos por las inyecciones de energía durante todo el periodo tarifario difieran del Ingreso Garantizado, surgirá una prima a favor de la Central RER ("Prima RER"), la cual es colocada como un cargo dentro del Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión que se cobra a toda la demanda eléctrica independientemente de si es un Usuario Regulado o un Usuario Libre<sup>77</sup>.

---

Además como también se explica en dicha sección, donde sí ha existido un avance ha sido en la tecnología eólica gracias a un rol protagónico de OSINERGMIN que modificó el PR-26 que reconoció la Potencia firme de las centrales de generación eólicas.

<sup>77</sup> Es preciso señalar que la Prima RER no es un concepto económico pacífico entre todos los agentes que participan del sector eléctrico puesto que este actúa como un precio garantizado respecto de las

Finalmente, encontramos cláusulas típicas de contratos de obra dentro de los Contratos de Suministro RER, donde:

- (i) El diseño de la central y el servicio de suministro de los equipos y proveedores, se encuentran bajo responsabilidad del generador RER, quien responderá frente al MINEM si en un futuro la central de generación presenta alguna falla asociada a su estructura.
- (ii) El generador RER es el responsable de la gestión de los predios para su correspondiente utilización. Sólo se reserva la intervención del MINEM cuando necesita imponerse una servidumbre legal a efectos del uso de los predios para el desarrollo de la central de generación y sus líneas de transmisión.
- (iii) El medio de solución de controversias siempre es el arbitraje pues implica una mayor especialización en las materias controvertidas. Si es una Controversia Técnica, las partes escogerán a un experto dicho tema y si es una Controversia No-Técnica, este se resolverá en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones ("CIADI") (cuando el monto supere los veinte millones de dólares) o en el Centro de Arbitraje Nacional e Internacional de la Cámara de Comercio de Lima ("CCL") (cuando el monto discutido sea menor o igual al señalado).

---

inyecciones de energía de las Centrales RER que son remuneradas al CMg con la finalidad de que se les pueda cubrir, en su respectivo Contrato de Suministro RER, la inversión realizada en dicha tecnología. Sin embargo, la actuación del estado se encuentra justificada pues estamos ante un régimen de promoción sustentado en la actividad de fomento estatal y que tiene como objetivo el desarrollo de energías limpias y eficientes.

- (iv) Ni el generador RER ni el MINEM son considerados como responsables ante la existencia de un evento de Fuerza Mayor que causa el incumplimiento de una obligación o su cumplimiento parcial, tardío o defectuoso. (López, 2016, p. 260 - 265).

## **2.2. Resultados de las Subastas RER *on-grid***

Desde la emisión del DL 1002 hasta la actualidad, se han realizado cuatro Subastas RER *on-grid*, es decir, conectadas al sistema, con el objetivo de satisfacer la gran demanda del SEIN con energía de origen renovable.

### **2.2.1. Primera Subasta RER *on-grid***

En la primera subasta hubo dos convocatorias. La primera, inició en agosto del 2009 y culminó en marzo del siguiente año. De un total de 1314 GWh/año de energía requerida, (i) 813 GWh/año eran de biomasa, (ii) 320 GWh/año de eólica y (iii) 181 GWh/año de solar. Adicionalmente, se fijó una capacidad máxima de 500 MW para las pequeñas centrales hidráulicas (menores a 20 MW).

Según Vignolo (2012), en esta primera convocatoria se presentaron 33 proyectos de Centrales RER donde se adjudicaron 17 centrales hidráulicas, 4 centrales solares fotovoltaicas, 3 centrales eólicas y 2 centrales de biomasa, con un total de 411 MW y 1887 GWh/año.

La segunda convocatoria, inició en abril del 2010 y culminó en el mes de julio del mismo año. Esta convocatoria buscó adjudicar el remanente de energía requerida correspondiente a las tecnologías biomasa (419 GWh/año), solar (9 GWh/año) e

hidráulica (338 MW). Al respecto, se presentaron 27 proyectos de Centrales RER, sin embargo, sólo se adjudicó una central hidráulica de 18 MW (Vignolo, 2012).

Cabe señalar que, de los proyectos adjudicados en la primera subasta, todos se encuentran en operación, con excepción de la Central Hidroeléctrica Shima de la empresa Energía Hidro S.A.C., que aún no ha iniciado las obras debido a una demora en el otorgamiento de una servidumbre administrativa a cargo de la Superintendencia de Bienes Estatales<sup>78</sup>.

### **2.2.2. Segunda Subasta RER *on-grid***

La segunda Subasta RER inició en abril del 2011 y finalizó en septiembre del mismo año. Los requerimientos de un total de 1981 GWh/año fueron (i) 593 GWh/año de biomasa con residuos industriales, (ii) 235 GWh/año de biomasa con residuos urbanos, (iii) 429 GWh/año de eólica, 43 GWh/año de solar y (iv) 681 GWh/año de hidráulica.

Se presentaron 21 proyectos de Centrales RER para las tecnologías de biomasa, eólica y solar, y 16 proyectos de pequeñas centrales hidráulicas, resultando adjudicadas sólo una central de energía solar, una central de energía eólica, una central de biomasa y 7 centrales hidráulicas. En consecuencia, se logró adjudicar 472,78 GWh/año de un total de 1300 GWh/año para la biomasa, eólica y solar, es decir, un 36.37% del total de energía

---

<sup>78</sup> División de Supervisión de Electricidad. (2021). Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica. p. 79. Recuperado a partir de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Construccion.pdf)

requerida. Mientras que para las pequeñas hidráulicas, se adjudicaron 679.96 GWh/año de un total de 681 GWh/año, lo que representó el 99.84% del total de energía requerida.

A la fecha, de las 10 centrales adjudicadas, 9 se encuentran en operación, en tanto la Central Huatziroki I de la Empresa Generación Hidráulica Selva S.A. se encuentra paralizada desde el año 2014, cuenta con un avance del 0% del proyecto y culminó un proceso de arbitraje contra el MINEM en la CCL donde se dispuso la modificación del cronograma de obras<sup>79</sup>.

### **2.2.3. Tercera Subasta RER *on-grid***

La Tercera Subasta RER inició en agosto del 2013 y culminó en febrero del siguiente año, y estableció una energía requerida de 320 GWh/año para la biomasa y 1300 GWh/año para pequeñas centrales hidráulicas. Al respecto, se consiguió adjudicar 14 pequeñas centrales hidráulicas de un total de 24 postes, con lo que se adjudicó más del 98% de la energía requerida, no obstante, no se logró adjudicar ningún proyecto de biomasa.

De todas las centrales adjudicadas, únicamente 5 se encuentran en operación mientras que las 9 restantes presentan las siguientes contingencias:

- (i) La Central Hidroeléctrica Santa Lorenza I de la Empresa de Generación Eléctrica Santa Lorenza S.A.C. presenta un avance del 61.6%, sin embargo, el 13.01.2021 el MINEM aprobó una nueva fecha de POC para el 20.08.2023<sup>80</sup>.

---

<sup>79</sup> Ibid., p. 80.

<sup>80</sup> Ibid., p. 75.

- (ii) La Central Hidroeléctrica Karpa de la empresa Hidroeléctrica Karpa S.A.C., no cuenta a la fecha con ningún avance ya que el contrato se resolvió en pleno derecho al no alcanzar la fecha POC al 31.12.2018. Esta materia está siendo discutida aún en un arbitraje contra el MINEM ante la CCL<sup>81</sup>.
- (iii) La Central Hidroeléctrica Laguna Azul de la empresa CH Mamacocha S.R.L. tiene su Contrato de Suministro RER resuelto en pleno derecho al no alcanzar la POC al 31.12.2018, sin embargo, ello aún está siendo discutido ante el CIADI<sup>82</sup>.
- (iv) La Central Hidroeléctrica Colca de la Empresa de Generación Colca S.A.C. tiene un avance físico de 6.1%, no obstante, al no haber alcanzado la POC antes del 16.12.2018, el contrato se encuentra resuelto. Esta situación se está discutiendo en un arbitraje contra el MINEM ante la CCL<sup>83</sup>.
- (v) Las Centrales Hidroeléctricas Hydrika 1,2,3,4 y 5 de las empresas Hydrika 1,2,3,4, y 5 S.A.C no han presentado avance alguno desde su adjudicación debido a que se inició un arbitraje contra el MINEM ante el CIADI. En consecuencia, los proyectos continúan paralizados<sup>84</sup>.

#### **2.2.4. Cuarta Subasta RER *on-grid*.**

La última subasta *on-grid* inició en septiembre de 2015 y finalizó en mayo del año siguiente. La energía requerida correspondía a (i) 125 GWh/año de biomasa con residuos

---

<sup>81</sup> Ibid., p. 82.

<sup>82</sup> Ibid., p. 83.

<sup>83</sup> Ibid., p. 81.

<sup>84</sup> Ibid., p. 84 – 88.

forestales, (ii) 125 GWh/año de biomasa con residuos agrícolas, (iii) 62 GWh/año para residuos sólidos, (iv) 573 GWh/año de eólica, (v) 415 GWh/año de solar y (vi) 450 GWh/año de pequeñas hidroeléctricas.

Se presentaron 131 proyectos debido a que los costos de inversión de las Centrales RER había disminuido en el mercado internacional, permitiendo ofrecer precios más competitivos. Por lo tanto, de un total de 13 proyectos adjudicados, 2 fueron centrales de biomasa, 2 centrales de energía solar, 3 centrales de energía eólica y 6 pequeñas centrales hidroeléctricas.

A la fecha, sólo 7 centrales se encuentran en operación, en tanto las otras 6 presentan las siguientes contingencias:

- (i) La Central Hidroeléctrica Ayanunga de la empresa Energética Monzón presenta un avance de obras del 14% desde su adjudicación, como consecuencia de un proceso arbitral contra el MINEM iniciado ante la CCL, el proyecto se encuentra paralizado<sup>85</sup>.
- (ii) La Central Hydrika 6 de la empresa Hydrika 6 tiene un avance de 0% y se encuentra paralizado debido al arbitraje que sigue contra el MINEM ante el CIADI<sup>86</sup>.

---

<sup>85</sup> Ibid., p. 78. Es importante precisar que la controversia entre Hydrika 1,2,3,4,5 y 6 contra el MINEM fue desestimada por motivos de jurisdicción pues de acuerdo con su Contrato de Suministro RER, para acudir al CIADI debía existir una afectación de 20 millones de dólares o más, situación que no cumple cada Hydrika de manera individual. El Tribunal determinó que no era posible acumular sus demandas para superar el requisito de los 20 millones que faculta al inversionista a acudir al CIADI. Para información adicional véase: <https://proactivo.com.pe/ciadi-desestima-arbitraje-de-hydrika-contra-peru-por-hidroelectricas/>

<sup>86</sup> Ibid., p. 89.

- (iii) Las Centrales Hidroeléctricas Alli y Kusa de la empresa Concesionaria Hidroeléctrica Sur medio S.A. no han presentado ningún avance en las obras desde su adjudicación. Asimismo, ambos proyectos se encuentran paralizados debido a que se encuentran en un arbitraje contra el MINEM ante la CCL<sup>87</sup>.

Como se ha podido apreciar, las controversias surgidas en todas las Subastas RER *on-grid* han versado principalmente sobre el incumplimiento de los adjudicatarios con obtener la POC antes de la fecha máxima de POC establecida en los Contratos de Suministro RER, el incumplimiento del Estado de coadyuvar la obtención de permisos y/o autorizaciones para la construcción de las Centrales RER y la resolución en pleno derecho de los Contratos de Suministro RER.

### **2.3. Decreto Supremo N° 020-2013-EM – Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red**

El 27 de junio de 2013, el MINEM emitió el Reglamento para la Promoción de la Inversión Eléctrica en Áreas No Conectadas a Red ("Reglamento RER No Conectado") debido a que se apreció que en áreas rurales aún no se contaba con servicio de electricidad. La Exposición de Motivos del Reglamento RER No Conectado<sup>88</sup> señalaba:

A pesar del esfuerzo realizado por el Estado, subsiste una cantidad apreciable de la población localizada en zonas alejadas de las áreas urbanas que no cuenta con servicio de electricidad abastecido mediante redes, debido a que resultaría

---

<sup>87</sup> Ibid., p. 90 – 91.

<sup>88</sup> Disponible en: <http://spij.minjus.gob.pe/Graficos/Peru/2013/Junio/27/EXP-DS-020-2013-EM.pdf>

excesivamente onerosa la prestación de tal servicio aplicando esquemas convencionales.

Entre los objetivos comprendidos en la Política Energética Nacional del Perú, se comprende el acceso universal al suministro energético, para lo cual el Estado debe facilitar una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes e incentiven la inversión, subsidiando de manera temporal y focalizada el costo de la energía en los segmentos poblacionales de menores ingresos.

Para tal fin, resulta necesario dictar las normas que promuevan la inversión para el diseño, suministro de bienes y servicio, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de sistemas fotovoltaicos en las zonas que el Ministerio de Energía y Minas defina, empleando el mecanismo de subasta previsto en el Decreto Legislativo N° 1002. (Énfasis agregado)

En efecto, las Subastas RER *on-grid* se enfocaron únicamente en satisfacer la demanda del SEIN, olvidando que aún gran parte de la población rural no contaba con servicio de electricidad. Ante esta situación, nacen las Subastas RER *off-grid* con el objetivo de erradicar la brecha de acceso al servicio de electricidad que existe en las zonas rurales y aisladas del país.

En ese sentido, para la realización de estas subastas se utilizó el DL 1002 ya no junto al Reglamento RER, sino con el Reglamento RER No Conectado. Si bien el procedimiento para el desarrollo de las subastas es similar al de las Subastas RER *on-grid*, es importante tener claras algunas diferencias:

- En las Subastas RER *on-grid* el adjudicatario tiene la obligación de obtener la concesión definitiva de generación y los permisos o autorizaciones para la construcción de las instalaciones que conformarían la futura Central RER. Mientras que en las Subastas RER *off-grid*, para la construcción de las instalaciones no se requiere permiso u autorización alguna, basta únicamente con obtener la concesión eléctrica rural<sup>89</sup>.
- Las Subastas RER *off-grid* se concentran sólo en la promoción, construcción y operación de tecnologías solares fotovoltaicas; a diferencia de las Subastas RER *on-grid* donde se subastan diversas tecnologías RER como solar, eólica, mareomotriz, biomasa, entre otras.
- En lugar de la sola celebración de un Contrato de Suministro RER, en este tipo de subastas se celebran dos contratos. Primero, un Contrato de Inversión entre el adjudicatario y el MINEM, que establece el régimen tarifario del adjudicatario y los compromisos y condiciones relativos al diseño, suministro de bienes y servicios, instalación, operación, mantenimiento, reposición y transferencia de los sistemas fotovoltaicos al distribuidor al término del Plazo de Vigencia<sup>90</sup>; y a la par, un Contrato de Servicio entre el adjudicatario y el distribuidor en cumplimiento del Contrato de Inversión que establece los compromisos y condiciones para que los usuarios dispongan del servicio eléctrico a través de la Instalación RER Autónoma<sup>91</sup>.

---

<sup>89</sup> Artículo 3 del Reglamento RER No Conectado.

<sup>90</sup> Numeral 1.7 del artículo 1 del Reglamento RER No Conectado.

<sup>91</sup> Numeral 1.8 del artículo 1 del Reglamento RER No Conectado.

- Se prevé la figura adicional del Distribuidor dentro de las Subastas RER *off-grid*, a quien se le transferirán los paneles solares fotovoltaicos que se construyan para que pueda brindar el servicio eléctrico. En consecuencia, el Distribuidor correspondiente será el responsable frente a los usuarios por la calidad y el suministro del servicio eléctrico.
- De manera similar al Cargo por Prima, en las Subastas RER *off-grid*, OSINERGMIN se fija el Cargo RER autónomo que permitirá la remuneración de todos los servicios involucrados con las Instalaciones RER Autónomas de cada Área No Conectada a Red, que incluye: Remuneración Anual, costos de comercialización del Distribuidor y costos de administración de Fideicomiso.<sup>92</sup> Asimismo, dicho cargo está compuesto por la sumatoria de la Tarifa RER Autónoma, y las compensaciones del FISE<sup>93</sup> y FOSE<sup>94</sup>. En tal sentido, los usuarios que reciben el suministro eléctrico pagan la Tarifa RER Autónoma que se obtiene producto de la aplicación de las compensaciones realizadas por ambos subsidios cruzados<sup>95</sup>.

---

<sup>92</sup> Numeral 1.2 del artículo 1 del Reglamento RER No Conectado.

<sup>93</sup> El artículo 4 de la Ley N° 2852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, señala que los recursos del FISE están compuestos por: (i) recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad del SEIN a través de un cargo equivalente en energía aplicable en las tarifas de transmisión eléctrica, (ii) recargo al suministro de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, equivalente a US\$ 1.00 por barril a los mencionados productos y (iii) recargo equivalente a US\$ 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos a los usuarios de transporte de gas natural por ductos, que incluye a los ductos de Servicio de Transporte, Ductos de Uso Propio y Ductos Principales.

<sup>94</sup> El artículo 2 de la Ley N° 27510, Ley que crea el Fondo de la Compensación Social Eléctrica, señala que los recursos del FOSE están compuestos por un recargo en la facturación en los cargos tarifarios de potencia, energía y cargo fijo mensual de los usuarios de servicio público de electricidad del SEIN con consumos mayores a 100 kilovatios hora por mes comprendidos dentro de la opción tarifaria BT5, residencial o aquella posterior que la sustituya.

<sup>95</sup> Numerales 16.2 y 16.3 del artículo 16 del Reglamento RER No Conectado.

- Se prevé la creación de un fideicomiso que administre los fondos necesarios para garantizar la remuneración del adjudicatario, los cuales estarán compuestos por los ingresos de la Tarifa RER Autónoma y las transferencias de las compensaciones del FISE y FOSE<sup>96</sup>. En efecto, dado que los recursos del FISE y FOSE son recursos del Estado, resulta necesario el establecimiento de un fideicomiso para garantizar la independencia de estos. Ello no sucede en el caso de las Subastas RER *on-grid*, dado que los ingresos recaudados por prima y luego transferido a los adjudicatarios correspondientes, tienen su origen exclusivamente en la demanda.

### **2.3.1. Resultados de Subasta RER *off-grid***

La primera y única Subasta RER *off-grid* en el Perú inició en setiembre del 2013 y culminó en octubre del 2014. Tuvo como objetivo la instalación y mantenimiento de hasta 500 mil Sistemas Fotovoltaicos Autónomos para la prestación del servicio de electricidad con RER (durante un plazo de 15 años) a usuarios ubicados en áreas No Conectadas a Red, a través de tres tipos de instalaciones RER fotovoltaicas: (i) para viviendas, (ii) para entidades de salud y (iii) para escuelas. La subasta fue convocada para todos los departamentos del país, siendo Ergon Perú S.A.C. ("ERGON") la empresa que ganó la adjudicación, y quien para julio del 2019 ya contaba con 133 800 sistemas fotovoltaicos autónomos en operación (OSINERGMIN, 2019).

Sin embargo, ERGON inició un arbitraje contra el MINEM ante la CCL, con la finalidad de dejar suspendida la aplicación de las penalidades por incumplimiento del Hito 2

---

<sup>96</sup> Numeral 16.1 del artículo 16 del Reglamento RER No Conectado.

(Culminación de Registro de Usuarios) y 3 (Puesta de Operación Comercial de 2000 Instalaciones RER Autónomas) del Contrato de Inversión. El 7 de junio de 2016, se emitió el laudo arbitral que declaraba que ERGON no era responsable por el incumplimiento de los Hitos 2 y 3, y que el MINEM no podía incrementar ni ejecutar la Garantía de Fiel Cumplimiento.

Posteriormente, ERGON inició un nuevo arbitraje contra el MINEM solicitando al Tribunal Arbitral que (i) se modifique el Cronograma de Ejecución de Obras, ampliando el plazo para la obtención de la declaración de impacto ambiental, (ii) se le remunere el íntegro del padrón de Usuarios informados al 30 de noviembre de 2015, y (iii) se le reconozca a ERGON obtener una indemnización y/o reducir las garantías asociadas a la ejecución de sus obligaciones.

#### **2.4. Decreto Supremo N° 064-2010-EM – Política Energética Nacional**

El 24 de noviembre de 2010, se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010 – 2040 mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM. Aquella política establece dentro de sus objetivos y lineamientos:

##### **LINEAMIENTOS DE POLÍTICA**

Objetivo 1: Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.

Lineamientos de política:

- Definir la matriz energética con base en la planificación integrada del desarrollo de los recursos y establecer los mecanismos para su cumplimiento.
- Promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y en base a energías renovables - convencionales y no convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del País.
- Incorporar la Eficiencia Energética como parte de la Matriz Energética
- Priorizar la construcción de centrales hidroeléctricas eficientes como base para la generación eléctrica nacional.
- Promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales; así como la generación distribuida.  
(Énfasis agregado)

Esta política sentó una hoja de ruta que permitió, a través de sus lineamientos, orientar todas las estrategias del MINEM para la promoción de energías renovables y así alcanzar una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. Sin embargo, el inconveniente con este Decreto Supremo es que no establece metas de avance específicas para el aumento de la participación de energías renovables no convencionales.

## **2.5. Conclusiones del Capítulo II – Promoción de las Energías Renovables**

En este segundo capítulo, se ha descrito la regulación emitida por el Estado peruano para la promoción de las energías renovables. Las principales ideas que se han abordado son las siguientes:

- ✓ El marco normativo para la promoción de las Energías Renovables está compuesto por los siguientes instrumentos en base al presente orden de prioridad: (i) DL 1002 y Reglamento RER, (ii) Reglamento RER No Conectado y (iii) Política Energética Nacional.
- ✓ El DL 1002 y el Reglamento RER regulan las Subastas RER como el mecanismo principal de promoción de estas tecnologías. Aquellos que resulten adjudicatarios, tienen la obligación de construir y operar la Central RER correspondiente para inyectar la cantidad de energía renovable adjudicada al precio de la tarifa de adjudicación.
- ✓ Las Subastas RER culminan con la celebración de un Contrato de Suministro RER entre los adjudicatarios y el MINEM donde al primero se le garantiza un ingreso determinado durante todo el plazo de vigencia de dicho contrato. A su vez, si durante un periodo tarifario el total de las inyecciones de energía pagadas a la tarifa de adjudicación resultan inferiores al Ingreso Garantizado, el monto faltante sería cubierto por la Prima RER, concepto que figura como un cargo dentro del Peaje de Conexión y que es pagado por todos los usuarios eléctricos tanto libres como regulados. Además, la Prima RER es fijada por OSINERGMIN para cada periodo tarifario.
- ✓ De los Resultados de las Subastas RER, se aprecia que a la fecha todas las Centrales RER adjudicadas se encuentran construidas y operadas al 100%. Los arbitrajes iniciados ante la CCL o el CIADI y que están pendientes de laudo, únicamente están vinculados a las pequeñas centrales hidráulicas. Las principales materias de las controversias son (i) el incumplimiento de los adjudicatarios con obtener la POC antes de la fecha máxima de POC establecida en los Contratos de Suministro

RER, (ii) el incumplimiento del Estado de coadyuvar la obtención de permisos y/o autorizaciones para la construcción de las Centrales RER, y (iii) la resolución en pleno derecho de los Contratos de Suministro RER.

- ✓ A diferencia del Reglamento RER, el Reglamento RER No Conectado tiene una finalidad adicional a la promoción de RER, pues busca que las zonas rurales que no están conectadas al SEIN puedan gozar de electricidad, con el objetivo de que exista un acceso universal al suministro eléctrico. Para ello, el Reglamento RER No Conectado contiene algunos aspectos únicos como (i) el no requerimiento de autorizaciones y/o permisos para la construcción de las Centrales RER, (ii) la subasta sólo de tecnología solar fotovoltaica, (iii) la celebración simultánea de dos contratos, uno de inversión y el otro de servicio, (iv) el rol relevante del distribuidor, (v) el establecimiento de una Cargo RER autónomo y (vi) la creación de un fideicomiso para administrar los fondos correspondientes a los ingresos pagados por los usuarios del servicio y las compensaciones respecto del FISE y FOSE.
- ✓ El Decreto Supremo N° 064-2010-EM que aprobó la Política Energética Nacional con posterioridad al DL 1002, reafirmó el compromiso del Estado con la promoción de RER, con miras a alcanzar una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. Sin embargo, no establece metas de avance específicas para el aumento de participación de los RER.

### 3. CAPÍTULO III - BARRERAS REGULATORIAS DE LAS CENTRALES RER NO CONVENCIONALES

Desde la emisión del DL 1002 hasta finales del año 2016, se registró que las Centrales RER representaban un 3% del total de energía inyectada en el SEIN (OSINERGMIN, 2017), y para finales del 2018 un 4.7% (OSINERGMIN, 2019). Recién en el año 2019, Juan Carlos Liu, el ministro del MINEM en ese entonces, confirmó que las RER ya representaban el 5% en nuestra matriz energética, sin embargo, se puede apreciar que el objetivo se cumplió después de 11 años de haber sido emitido el DL 1002.

En comparación con otros países latinoamericanos, la energía renovable de sus matrices energéticas duplica e incluso triplica el porcentaje antes señalado. Como el caso de Chile, donde “las energías renovables o convencionales han superado el 20% de la matriz en 2019 y se proyecta que superen el 30% en 2030.” (López y Parra, 2020, p. 3). Además, el 25 de enero de 2022, se emitió el Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM, Decreto Supremo que declara de interés nacional la emergencia climática, el cual establece en su numeral 3.7 que el MINEM tiene la obligación de aumentar progresivamente los requerimientos de RER no convencionales hasta llegar al 20%:

"3.7 El Ministerio de Energía y Minas, en el marco de sus funciones y competencias, y en coordinación con el Ministerio del Ambiente, garantiza el aprovechamiento de recursos energéticos renovables no convencionales en la matriz de generación eléctrica, en condiciones competitivas y eficientes, aumentando progresivamente los requerimientos nuevos con energías renovables no convencionales, de acuerdo con la oferta y la demanda del

mercado eléctrico, con proyección de llegar al 20% de su participación al 2030." (Énfasis agregado)

En ese sentido, pese a que no se haya establecido una hoja de ruta que indique cómo se va a alcanzar el 20%, se ha presentado un nuevo esfuerzo por parte del Estado de seguir promoviendo los RER, situación que no se apreciaba desde que culminó la Cuarta Subasta RER *on-grid* en el año 2016. No obstante, como esta promoción se está dando 6 años después de culminada la última subasta, el panorama actual nos demuestra que existe un bajo porcentaje de RER en nuestra matriz energética a razón de que el gobierno no continuó con la política de promoción del Régimen RER. Es más, se ha evidenciado un freno a la misma, desalentando a los inversionistas<sup>97</sup>.

En efecto, ante la ausencia de políticas de promoción, los inversionistas que, en principio, ven atractiva la construcción y operación de Centrales RER porque obtienen una utilidad razonable, no han tenido incentivos para desarrollar nuevas Centrales RER. Ello en atención a que afrontan barreras regulatorias que les impiden participar adecuadamente en el mercado eléctrico y competir con la generación convencional. Estas son: (i) el no reconocimiento de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, (ii) la ausencia de

---

<sup>97</sup> Una prueba de esta situación la podemos observar en el Informe "Global Trends In Renewable Energy Investment 2020" elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, el Centro de Colaboración de la Escuela de Frankfurt para el Financiamiento del Clima y Energía Sostenible y BloombergNEF, donde se analizan las inversiones de 2019 y los compromisos de energía limpia de los diversos países del mundo. En dicho informe se señala que los únicos países de América Latina en donde se ha observado un gran crecimiento en inversiones en RER para el año 2019 son Brasil (74%), Chile (302%) y México (17%). Sin embargo, el resto de los países como Argentina (-18%), República Dominicana (-66%), Panamá (-44%) entre otros (dentro de los cuales está incluido el Perú) han enfrentado retrocesos notables o ningún incremento en su inversión. Para información adicional véase: <https://www.smartgridsinfo.es/biblioteca/informe-tendencias-globales-inversion-energias-renovables-2020>

bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico y (iii) la presencia de regulaciones desfasadas como la declaración del precio de gas natural.

En primer lugar, el no reconocimiento de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares impide que estas puedan participar del mercado libre, y por tanto, celebrar contratos de suministro con Usuarios Libres. De esta forma, las Centrales RER están imposibilitadas de recibir ingresos que sí perciben las centrales de generación convencional como consecuencia de estar habilitados para suscribir contratos bilaterales financieros de suministro eléctrico.

Asimismo, la ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro impide que las Centrales RER puedan ofertar su energía a los distribuidores para que abastezcan el mercado regulado. Ello se debe a que la regulación exige a los ofertantes ser capaces de producir energía las 24 horas del día, situación que no ocurre con las Centrales RER por su característica de intermitencia, sobre todo con tecnologías solares fotovoltaicas, las cuales producen energía a su máxima capacidad durante las mañanas y que va disminuyendo de manera progresiva conforme avanzan las horas del día. Así, las Centrales RER tampoco puede recibir ingresos que sí reciben las centrales de generación convencional por participar en las licitaciones de suministro para abastecer el mercado regulado.

Por otro lado, la presencia de regulaciones desfasadas, como lo es el caso de la declaración del precio único de gas natural, que atenta contra los ingresos que reciben las Centrales RER por sus inyecciones de energía pues provocan que el CMg de energía disminuya. Esto resulta perjudicial para las Centrales RER cuyo Régimen RER está por

expirar pues considerando que dependen del Ingreso Garantizado, una vez vencido el régimen, dejarán de recibir ingresos razonables por la inyección de energía en el Mercado Spot, situación que provocará que dejen de operar.

A continuación, se analizarán las 3 barreras mencionadas para proponer una solución a cada una.

### **3.1. No reconocimiento adecuado de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares**

Como se ha señalado en la Sección 2.3.4, la potencia es uno de los productos que se transan en el Mercado Spot y está relacionada a la capacidad de poder producir energía remunerando la inversión realizada por los generadores (Okumura, 2015). Por lo tanto, para participar del Mercado Spot se requiere que todas las centrales de generación se encuentren en la posibilidad de ofrecer dos productos de manera simultánea: la energía y la potencia<sup>98</sup>.

Asimismo, a nivel técnico existen 3 conceptos de potencia:

- (i) **Potencia Instalada:** es la capacidad real de energía que puede generar y entregar una central de generación en condiciones ideales. Es decir, la capacidad que técnicamente tendría la unidad de generación una vez construida.
- (ii) **Potencia Efectiva:** indica la capacidad real de energía que las centrales pueden entregar de forma continua al mercado eléctrico. Este valor se determina a través

---

<sup>98</sup> En términos prácticos, la potencia es la capacidad de las centrales de generación de producir una determinada cantidad de energía.

de pruebas de potencia efectiva y sirve de insumo para el despacho eléctrico que realiza el COES<sup>99</sup>.

- (iii) Potencia Firme: es aquella proporción de la potencia efectiva con la capacidad de entregar energía en tiempo real y con un alto nivel de seguridad al SEIN pues tiene garantizada los insumos necesarios para su generación<sup>100</sup>.

Para el despacho eléctrico, se toma el concepto de Potencia Efectiva que permite al COES determinar qué centrales cuentan con la potencia suficiente para abastecer la demanda de energía que se requiere en un momento dado. Para las transacciones realizadas en el Mercado Spot, y por ende, para efectos remunerativos por potencia, el COES emplea el concepto de Potencia Firme para remunerar a las centrales de generación por la proporción de Potencia Efectiva que han brindado al SEIN, tomando en cuenta la disponibilidad de sus fuentes energéticas. En otras palabras, implica una remuneración por un suministro eléctrico seguro y eficiente.

En esa línea, la LCE ha definido la Potencia Firme de la siguiente manera<sup>101</sup>:

**12. POTENCIA FIRME:** Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo con lo que defina el Reglamento. En el caso de las centrales hidroeléctricas, la potencia firme se determinará con una probabilidad de excedencia de noventa y cinco por ciento (95%). En el caso de las

---

<sup>99</sup> El Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES, aprobado por Resolución Ministerial N° 143-2001-EM-VME y sus correspondientes modificatorias ("Glosario de Términos del COES") define la Potencia Efectiva como el "Valor de la Potencia aprobado por el COES, resultante de los ensayos de potencia efectiva determinadas de acuerdo a los Procedimientos Técnicos N°17 y 18".

<sup>100</sup> El Glosario de Términos del COES señala que la Potencia Firme "Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad, de acuerdo a lo que define el Reglamento."

<sup>101</sup> Numeral 12 del Anexo de la LCE.

centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita. (Énfasis agregado)

Esta definición resulta problemática pues a nivel legal, la LCE nos indica que sólo las centrales hidráulicas y las centrales termoeléctricas son las que cuentan con Potencia Firme reconocida y remunerada, excluyendo de manera implícita a las Centrales RER. La razón de ello obedece a que el legislador concibió que sólo las centrales hidráulicas y térmicas contaban con una “alta seguridad” al poder gestionar y almacenar de manera eficiente la disponibilidad de sus fuentes energéticas como el agua, gas natural, carbón y/o petróleo.

Esto no sucede en el caso de las Centrales RER, pues si bien los RER son fuentes inagotables de energía porque provienen de la naturaleza, no son gestionables al ser intermitentes. Por ejemplo, la producción de energía de una central eólica depende de la presencia de fuertes vientos, la producción de energía de una central solar fotovoltaica depende de una constante presencia del sol y la producción de energía de una central mareomotriz depende de las altas mareas del mar.

Como la Potencia Firme nos indica en qué proporción las centrales brindan Potencia Efectiva al SEIN, se concluye que a nivel legal las Centrales RER no pueden participar del mercado libre pues incumplen con el requisito de contar con una capacidad lo suficientemente segura para producir la energía necesaria en el momento que se requiera abastecer una determinada demanda eléctrica.

Además, el artículo 3.1 de la Ley 28832 señala:

3.1 Ningún generador podrá contratar con usuarios libres y distribuidores más potencia y energía firme que las propias y las que tenga contratadas con terceros. (Énfasis agregado)

Al no contar con alta seguridad, la Potencia Firme de las Centrales RER resulta cero o cercana a cero<sup>102</sup> con lo cual, en la práctica, están prohibidos de celebrar contratos de suministro de electricidad con los Usuarios Libres. En efecto, lo que nos indica el artículo 3.1. de la Ley 28832 es que la venta de energía siempre tiene que ir acompañada con la capacidad de poder generar la energía contratada, es decir, Potencia Firme.

Incluso si las Centrales RER tuvieran contratos de respaldo de capacidad con terceros generadores para cumplir con el requisito contar con Potencia Firme, ello tendría como consecuencia un incremento en el precio de venta de la energía que ofrecerán en sus contratos, lo cual impactaría claramente en su competitividad.

La imposibilidad de que las Centrales RER puedan participar del mercado libre y consecuentemente, celebrar contratos de suministro eléctrico, implica que no pueden obtener ingresos por esta vía, dependiendo únicamente de los ingresos que reciban por sus inyecciones de energía al SEIN.

En consecuencia, con la presencia de esta primera barrera regulatoria, se envía una señal de mercado al sector eléctrico de que resulta únicamente rentables aquellas Centrales RER producto de las Subastas RER que al ser parte de un régimen promocional

---

<sup>102</sup> Como explicaremos más adelante, mediante Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD, se trató de reconocer la Potencia Firme de algunas tecnologías RER aunque ello no tuvo el éxito esperado.

(“Régimen RER”) pueden (i) participar del despacho eléctrico siempre que su recurso energético esté disponible<sup>103</sup> y (ii) recibir una remuneración garantizada.

De no erradicar esta barrera, se estaría fomentando la dependencia de las Subastas RER y el Régimen RER para la construcción de nuevas Centrales RER. De ello se desprende que los inversionistas no construirán nuevas Centrales RER si es que no existe un régimen promocional con Ingresos Garantizados que les asegure el retorno de su inversión y un margen de ganancia adecuado, generando así una dependencia de la actividad de fomento estatal del DL 1002.

A nivel infra legal, también se encuentra presente esta barrera. Al respecto, con la emisión del Reglamento RER, se dispuso una incorporación al artículo 110 del RLCE:

g) La Potencia Firme de las centrales RER se determina de la siguiente manera:

I. Para las centrales RER hidráulicas se calcula conforme el inciso b) del presente artículo.

II. Para las Centrales RER que utilizan tecnología biomasa o geotérmica se calcula conforme al inciso a) del presente artículo, salvo que se trate de centrales de cogeneración, en cuyo caso la Potencia Firme se determina conforme al reglamento de Cogeneración, aun cuando no sean “Centrales de Cogeneración Calificadas”

---

<sup>103</sup> Artículo 5 del DL 1002.

III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme es igual a cero (0).

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN. (Énfasis agregado)

Con la modificación introducida al artículo 110 de la RLCE se estableció que el valor de la Potencia Firme para las Centrales RER sería cero, lo que se traduce nuevamente en su imposibilidad de participar en el mercado libre. Razón por la cual sus ingresos seguían dependiendo únicamente de sus inyecciones de energía en el Mercado Spot y el Ingreso Garantizado.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 024-2013-EM se realizó la modificación al numeral III del inciso g) del artículo 110 de la RLCE conforme lo siguiente:

III. Para las centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, la Potencia Firme se determina conforme al procedimiento COES correspondiente.

Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al OSINERGMIN. (Énfasis agregado)

En efecto, alineado con la definición de Potencia Firme de la LCE, la versión original del Procedimiento Técnico del COES N° 26 – “Cálculo de la Potencia Firme” (“PR-26”) sólo preveía el cálculo y remuneración de la Potencia Firme a las centrales hidráulicas y térmicas. Tanto el legislador como el MINEM y OSINERGMIN, concibieron que sólo las centrales hidráulicas y térmicas contaban con esta “alta seguridad”, en tanto las Centrales RER no brindan esta “alta seguridad” al emplear recursos que, si bien

proviene de la naturaleza, no son gestionables y poseen características de intermitencia. La versión original del numeral 8.6.3 del PR-26 señalaba:

**8.6.3** La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz es igual a cero

No obstante, a raíz de esta última modificación, y ante la falta de iniciativa del COES, OSINERGMIN emitió una propuesta de modificación del PR-26, que luego fue aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 144-2019-OS/CD. La modificación introducida reformuló el numeral 8.6.3 señalando:

**8.6.3** La Potencia Firme de Centrales RER que utilizan tecnología eólica, solar o mareomotriz, se determinará considerando la producción de energía en las Horas de punta del Sistema definidas por el Ministerio de Energía y Minas, en cumplimiento del artículo 110 del reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas de acuerdo con la siguiente fórmula. (Énfasis agregado)

De la modificación al PR-26, se aprecia que, ante la falta de modificación del concepto de Potencia Firme regulado en la LCE, OSINERGMIN equiparó el criterio de “alta seguridad” a la disponibilidad de la generación eléctrica en los periodos de escasez, es decir, a las horas de punta del SEIN donde el consumo y la demanda de energía eléctrica es superior al resto de horas del día. Con dicha modificación, puede afirmarse que, en principio, las Centrales RER ya contarían con Potencia Firme remunerable y podrían participar en el mercado libre celebrando contratos de suministro, situación de la cual se veían impedidos desde la primera Subasta RER.

No obstante, pese al destacable accionar de OSINERGMIN de querer zanjar la problemática de la Potencia Firme de las Centrales RER, aquella resultó restrictiva para la tecnología solar fotovoltaica. La modificación al PR-26 sólo ha permitido la remuneración y participación en el mercado libre de las centrales eólicas dado que cuando se calcula la Potencia Firme para centrales solares, estas arrojan resultados próximos a cero, lo cual nos devuelve nuevamente a la barrera descrita.

La restricción se debe a que al haber equiparado la “alta seguridad” al periodo de escasez, esta hace referencia a las horas punta del SEIN que van desde las 17:00 horas hasta las 23:00 horas del día<sup>104</sup>. En consecuencia, la generación solar, que se basa esencialmente en la presencia del sol para producir energía, no cuenta con la disponibilidad de este recurso para las horas planteadas, por lo que bajo la metodología propuesta no le corresponde ser remunerada por Potencia Firme. De esta forma, queda claro que en nuestro marco regulatorio no se reconoce adecuadamente la Potencia Firme de las Centrales RER Solares.

Ante la problemática descrita, autores como Butrón y Cériida (2020) plantean (i) eliminar el numeral 3.1 de la Ley 28832 y (ii) desarrollar subastas de “Cargo por Confiabilidad”.

Su primera propuesta consiste en eliminar el requisito de disponer de Potencia Firme propia o comprada por terceros para que las Centrales RER puedan participar en el mercado libre celebrando contratos de suministro. Esto convertiría el mercado en uno

---

<sup>104</sup> Aprobado por Resolución Ministerial N° 153-2021-MINEM/DM. Cabe señalar que la fijación de horas de punta se actualiza cada 4 años.

de “sólo energía”, sin restricción alguna para que todas las centrales de generación, indistintamente de la tecnología que empleen, puedan competir entre sí.

Asimismo, para evitar una posible especulación disfrazada de falta de capacidad del sistema, los autores sugieren que el máximo a contratar sea la Potencia Instalada de la central, o esta afectada por un factor de disponibilidad, o dejar que el reglamento defina una metodología únicamente dirigida a calcular la Potencia Firme como límite de contratación, mas no para generar un pago por capacidad.

Por otro lado, su segunda propuesta consiste en establecer subastas de "Cargo por Confiabilidad" que consiste en una remuneración que se les otorga a aquellas centrales de generación que adquieren el compromiso de poner a disposición del Mercado Spot una determinada cantidad de energía cuando el CMg de la energía supera un precio tope denominado precio de escasez. Así, se subastan entre las centrales de generación la obligación de inyectar la energía necesaria para cubrir la demanda del sistema eléctrico en los periodos de escasez. En retorno, los generadores adjudicatarios reciben una remuneración por un plazo determinado que es pagada por todos los usuarios del sistema eléctrico.

Al respecto, discrepo de lo propuesto por los citados autores pues ello resulta en un cambio trascendental de la operación del mercado eléctrico peruano que debe ser evaluado con mayor profundidad y que excede la presente investigación. Sin embargo, es menester señalar que si se eliminara el concepto Potencia Firme de nuestro marco legal, existiría incertidumbre respecto a si las diversas tecnologías de generación, en

especial los RER, son verdaderamente capaces de brindar la energía que requiere el SEIN en un momento determinado.

Si bien es por ello los autores proponen el Cargo por Confiabilidad como alternativa de solución a esta eventual situación, existe el riesgo de que las centrales de generación no cumplan con su compromiso de inyectar energía cuando se presente el precio de escasez, lo cual provocaría un encarecimiento del precio de la energía superior al precio de escasez dado que entrarían a despachar centrales termoeléctricas no con el precio fijado en la adjudicación del Cargo por Confiabilidad sino a su CMg, el cual se caracteriza por ser uno de los costos variables más altos.

En ese sentido, la mejor solución parte de reconocer la Potencia Firme de las Centrales RER Solares a nivel legal. Para ello, la LCE debe acoger el artículo 3 del Proyecto de Ley N° 6953/2020-CR<sup>105</sup> (“Proyecto de Ley”) que ha previsto lo siguiente:

### **Artículo 3.- Potencia Firme de RER**

3.1 Las centrales de generación de electricidad a base de fuente solar y fuente eólica cuentan con una potencia firme reconocida y remunerada equivalente a la potencia media anual inyectada en la subestación de despacho al sistema eléctrico interconectado nacional.

3.2 Para las RER de fuente solar, la potencia media es el menor valor de los últimos tres (3) años. Para las centrales de electricidad de fuente eólica la potencia

---

<sup>105</sup> Disponible en: [https://leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016\\_2021/Proyectos\\_de\\_Ley\\_y\\_de\\_Resoluciones\\_Legislativas/PL06953-20200118.pdf](https://leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/Proyectos_de_Ley_y_de_Resoluciones_Legislativas/PL06953-20200118.pdf)

media es la de las horas punta del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

3.3 Para los proyectos nuevos que no cuenten con estadísticas de operación, durante el primer año se usa la estimación del factor de capacidad neto de la futura central de generación de electricidad a base de RER.

3.4 El Ministerio de Energía y Minas, en coordinación con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, elabora y aprueba los instrumentos normativos para la optimización de la asignación de la potencia firme de las centrales RER eólica y solar. (Énfasis agregado)

El presente artículo presenta las siguientes ventajas:

- (i) El numeral 3.1 reconoce a nivel legal la Potencia Firme de las Centrales RER no sólo eólicas sino que también solares, y considera para efectos de su cálculo la Potencia Media Anual, que se define como la potencia promedio que produce una central de generación en el periodo de 1 año<sup>106</sup>.
- (ii) El numeral 3.2 señala que la Potencia Media de las centrales solares será el menor valor que ha alcanzado su capacidad de producción de energía en un horizonte de tiempo de 3 años; mientras que, para las centrales eólicas, el valor de la Potencia Media será calculado en un horizonte de tiempo de 1 año considerando su

---

<sup>106</sup> Esta definición ha sido realizada en base al concepto de "Potencia Media" establecido en el Glosario de Términos del COES, que la define como la "Potencia promedio, producida por una Unidad de Generación en un intervalo de tiempo establecido".

capacidad de producción durante las Horas de Punta del SEIN que van desde las 17:00 horas hasta las 23:00 horas del día.

Esta distinción en el valor que se toma para el cálculo de la Potencia Media respecto de cada tecnología es acertada ya que obedece; en primer lugar, a un criterio horario debido a que las centrales solares alcanzan su máxima potencia durante el día y disminuye de manera progresiva conforme se acercan las Horas de Punta del SEIN, y las centrales eólicas producen a su máxima capacidad durante las Horas de Punta del SEIN disminuyendo conforme amanece. En segundo lugar, obedece a un criterio estacional pues las centrales solares producen más energía durante el verano que en el resto de las estaciones, a diferencia de las centrales eólicas que producen energía de manera indistinta durante cualquier estación del año.

- (iii) El numeral 3.3 indica que en el supuesto de nuevas Centrales RER solares y eólicas que carezcan de datos estadísticos para poder determinar la Potencia Media de acuerdo con el numeral 3.2, se debe tomar el “factor de capacidad neto” que es la Potencia Instalada de las centrales que se implementarán. De esta manera, las Centrales RER cuentan con Potencia Firme reconocida y remunerada desde su POC.
- (iv) Finalmente, el numeral 3.4 reafirma tanto el rol del MINEM y el OSINERGMIN como aquellas entidades encargadas de desarrollar el marco técnico – normativo adicional que se requiera a fin de que se reconozca y remunerere de manera correcta la Potencia Firme de las Centrales RER.

Habiendo superado esta barrera, las Centrales RER Solares estarían en la posibilidad de participar del mercado libre y recibir ingresos producto de sus contratos de suministro celebrados con Usuarios Libres, los cuales, al ser adicionales a los ingresos que reciben por sus inyecciones de energía al SEIN, hacen que los inversionistas tengan mayores incentivos para invertir en tecnología RER sin la necesidad de adjudicarse a un Régimen RER.

### **3.2. Ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico**

Como se ha mencionado en la Sección 2.3.1, las licitaciones de suministro de electricidad están reguladas en la Ley 28832 y consisten en que las distribuidoras inicien un proceso de licitación donde los generadores compiten entre sí para un abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para los usuarios del servicio público de electricidad. Asimismo, las ofertas para el suministro eléctrico consideran que las centrales de generación adjudicatarias se encuentran en capacidad de producir su energía en cualquier momento del día.

Nótese que existe una vinculación entre la primera y segunda barrera regulatoria pues, hasta la fecha, en las licitaciones sólo participan las centrales hidráulicas y térmicas, en tanto las Centrales RER, al ser intermitentes, no cuentan con Potencia Firme reconocida o en todo caso con valores cercanos a cero, lo que les impide poder ofertar disponibilidad de energía las 24 horas del día.

Para hacer frente a esta barrera, Butrón y Cériida (2020) plantean que debe permitirse que las ofertas realizadas por los generadores sean para un subconjunto de horas del día. Ello eliminaría la barrera de entrada para las Centrales RER, como es el caso de las

tecnologías solares fotovoltaicas, que sólo están en la posibilidad de entregar energía ante la presencia de radiación solar, esto es, un promedio de 8 a 9 horas diarias.

Actualmente, al no existir esta regulación, las Centrales RER pueden ofertar, pero sólo si adquieren potencia de centrales de generación térmica, las cuales sí están en la capacidad de producir a todas horas del día, según lo dispuesto en el artículo 3.1 de la Ley 28832. Esto tiene como consecuencia que el precio ofertado por las Centrales RER sea mayor el verdadero costo de la energía, lo cual las hace menos competitivas frente a las tecnologías convencionales y desincentiva su participación en estas licitaciones.

Coincido con ambos autores que debe modificarse el Capítulo II de la Ley 28832 para introducir las licitaciones de suministro de electricidad a largo plazo en un subconjunto de las 24 horas del día. En efecto, la modificación debe realizarse en el sentido de que las licitaciones consideren los siguientes bloques horarios:

- (i) Bloque por plazo determinado y volumen licitado (las 24 h).
- (ii) Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 00:00 y las 07:59 horas y entre las 23:00 y 23:59 horas.
- (iii) Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 08:00 y las 17:59 horas.
- (iv) Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos entre las 18:00 y las 22:59 horas.
- (v) Bloque por plazo determinado y volumen licitado para abastecer los consumos por periodos trimestrales. (Butrón y Cerida, 2020, p. 82)

Este nuevo esquema introduciría la flexibilidad necesaria para que las Centrales RER puedan participar de las licitaciones y recibir ingresos a partir de los contratos de suministro que se celebran con las distribuidoras eléctricas.

Adicionalmente, se debe señalar expresamente en la Ley 28832 que las Centrales RER, independientemente de su tecnología, están permitidas de participar en estas licitaciones de suministro tomando en cuenta que ahora serán bajo "bloques horarios". En tal sentido, la Ley 28832 debe acoger el artículo 5 del Proyecto de Ley:

**Artículo 5.- RER en las subastas de mercado regulado**

5.1 Las subastas del mercado regulado incluyen las energías renovables y son convocadas atendiendo la demanda proyectada con tres años de anticipación, así como los contratos a vencer en el mencionado plazo.

5.2 El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, de acuerdo a sus competencias y funciones, elabora y diseña las bases de las subastas del mercado regulado eléctrico, definiendo bloques horarios, con la finalidad de permitir la participación de nuevos proyectos de generación con RER, con el propósito de reducir el costo de la energía eléctricas domiciliaria, de acuerdo a los plazos establecidos en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica. (Énfasis agregado)

Si bien el numeral 5.1 tiende a repetir lo señalado en el artículo 5.1 la Ley 28832 en cuanto al plazo mínimo que tienen las distribuidoras para iniciar el proceso de licitación, lo novedoso del presente artículo es su numeral 5.2, el cual regula a nivel legal que las

licitaciones deben realizarse a través de horarios previamente definidos, esto es, que los generadores ofertarán su precio por energía para determinados segmentos horarios.

El primer beneficio de introducir esta nueva regulación es que las Centrales RER podrán ofertar sus precios de energía en los horarios donde su recurso abunde y esté disponible.

En el caso de las Centrales RER Solares, aquellas podrán ofertar su energía en los horarios de la mañana y media mañana donde abunda la presencia de los rayos del sol, lo cual asegura que contarán con la Potencia Firme suficiente para producir dicha energía, brindando confiabilidad y seguridad al sistema durante los bloques horarios ofertados.

El segundo beneficio se traduce a la recepción de un flujo de ingresos producto de la celebración de contratos a precio firme producto de las licitaciones de suministro eléctrico. Ello incentiva a que los inversionistas privados inviertan en la construcción de nuevas Centrales RER pues aparte de los ingresos por sus inyecciones de energía en el Mercado Spot, recibirían ingresos por la celebración de estos contratos a precio firme.

Cabe señalar que la introducción de bloques horarios a las licitaciones de suministro no requiere necesariamente que se disocie la energía de la potencia como plantean Butrón y Cériida, pues justamente el hecho de que las licitaciones se den por horarios, permite que las Centrales RER con mayor intermitencia, como por ejemplo las solares fotovoltaicas, tengan la posibilidad de contar con Potencia Firme en horarios diurnos y poder suministrar energía con alta seguridad durante dichas horas.

Finalmente, en este punto debe considerarse como una modificación a ser evaluada interdisciplinariamente, que una vez desarrolladas las licitaciones por bloques horarios,

y con la participación de las tecnologías solares (y demás renovables), se considere la modificación de la fórmula polinómica de las licitaciones de suministro con la finalidad de que se ajusten los precios licitados con los precios de mercado, a razón de la reducción progresiva de costos que está experimentando la tecnología solar fotovoltaica.

### **3.3. Presencia de Regulaciones Desfasadas: El Caso del Régimen de Declaración de Precio Único de Gas Natural**

Hasta el momento, las propuestas de introducción del concepto de Potencia Firme de RER y la modificación de las licitaciones de suministro de electricidad, coadyuvan a la formación de un marco regulatorio coherente que permite a las Centrales RER obtener ingresos adicionales a los que obtiene por sus inyecciones de energía al SEIN, y en consecuencia, resultar más atractivas para la inversión privada. Adicionalmente, todas estas propuestas apuntan a que la generación con RER sea más competitiva y ya no requiera de un Régimen RER, es decir, que la actividad de fomento estatal sea desplazada de manera progresiva por los mecanismos del mercado y la libre iniciativa privada.

Sin embargo, como señalamos en la Sección 2.2<sup>107</sup>, las Centrales RER afrontan un problema adicional: el bajo CMg del SEIN que impacta en los ingresos que reciben por sus inyecciones de energía en el Mercado Spot. En efecto, como a la fecha las Centrales RER se topan con las dos barreras regulatorias que hemos desarrollado, dependen únicamente de los ingresos que reciben por la inyección de energía realizada.

---

<sup>107</sup> Ver Nota al Pie 5.

Ahora bien, pese a que las Centrales RER cuentan con Ingreso Garantizado que evita una afectación a sus ingresos, puede afirmarse que, en principio, el bajo CMg del SEIN no representa un mayor problema. Sin embargo, ello no es del todo correcto. Esta situación resulta perjudicial para las Centrales RER cuyo Régimen RER está por expirar, pues una vez que este feneciera, y ante la imposibilidad de poder recibir ingresos por otras vías, las Centrales RER existentes dejarían de ser rentables, y consecuentemente, de operar.

La razón de esta problemática se le atribuyó al régimen de declaración de precio único de gas natural introducido por el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (“DS 016”) que permitió a las centrales térmicas a gas natural declarar sus costos a través de una fórmula predeterminada sin necesidad de que el COES audite los mismos, como sí lo hacía para el resto de las centrales de generación<sup>108</sup>.

Si bien el DS 016 sufrió una serie de modificaciones, el régimen de declaración de precios se mantuvo, permitiendo que las centrales térmicas a gas natural declaren sus costos de suministro, transporte y distribución del gas natural como costos fijos y no como costos variables. Esto provocó que los costos variables resultasen menores a los que realmente incurrían al participar en el despacho eléctrico, afectando el CMg del sistema, y por ende, la remuneración de las Centrales RER.

En efecto, todas las centrales sujetas al Régimen RER suelen participar del despacho eléctrico cuando su recurso está disponible<sup>109</sup>, lo que se traduce a un costo variable igual

---

<sup>108</sup> Artículo 99 del RLCE.

<sup>109</sup> Artículo 5 del DL 1002.

a cero, y se ven remuneradas en función de las últimas centrales de generación que participan en el despacho que son aquellas que marcan el CMg del SEIN. Sin embargo, considerando que las centrales térmicas a gas natural son las que despachan últimas y fijan el CMg, una declaración de costos variables baja impacta en la remuneración que reciben las Centrales RER.

Por otro lado, como el Estado, a través de la Prima RER, cubre el Ingreso Garantizado de las centrales en el Contrato de Suministro RER, perjudica directamente a los usuarios finales tanto libres como regulados, pues estos últimos son quienes pagan el Cargo por Prima que es sumado como concepto dentro del Peaje de Conexión que se factura en todo recibo eléctrico. De esta manera se afirma: cuanto menor es el CMg del SEIN, mayor Prima RER pagará toda la demanda en el siguiente periodo tarifario; contrariamente, a mayor CMg, menor la Prima RER. Claramente, existe una relación inversamente proporcional entre ambos conceptos económicos.

Asimismo, durante el año 2017, el MINEM emitió el Decreto Supremo N° 043-2017-EM ("DS 043") destinado a corregir la situación descrita. No obstante, el DS 043 no eliminó la declaración de precios de gas natural sino que se estableció un precio mínimo que las centrales termoeléctricas a gas natural debían declarar. En otras palabras, no se eliminó el régimen sino sólo se estableció un precio suelo.

Esta situación fue el detonante que promovió que LUZ DEL SUR S.A.A. ("LDS") inicie un proceso de acción popular contra el MINEM por la emisión del DS 043. En primera instancia, LDS solicitó que se declare la ilegalidad del presente decreto debido a que:

- (i) Vulnera el principio de interdicción de la arbitrariedad debido a que, según la Exposición de Motivos del Decreto Supremo N° 039-2017-EM ("DS 039"), las centrales térmicas que utilizan gas natural venían declarando costos variables cercanos a cero que no se condicen con el real costo de generación, lo cual genera una distorsión en la señal de precios. Sin embargo, en lugar de emitir una normativa que solucione la problemática analizada, el MINEM emitió el DS 043 que decide continuar con el mecanismo de Declaración de Precio Único de Gas Natural.
- (ii) Vulnera el principio de igualdad pues les otorga un trato preferencial e injustificado a las centrales térmicas a gas natural permitiéndoles declarar información falsa sobre sus costos variables. Al respecto, esta diferenciación no cuenta con un fin constitucionalmente legítimo pues sólo tiene como objetivo beneficiar a un grupo determinado de empresas del sector eléctrico, en perjuicio de otras que, al sustentar costos variables reales, son desplazadas por las centrales térmicas en el despacho eléctrico al ofrecer un costo variable menor.
- (iii) Vulnera el principio de libertad de empresa pues al declarar costos irreales, las centrales térmicas deprimen el CMg del SEIN y compran energía hidráulica a precio deprimido para revenderla luego, lo cual genera que no existan mayores inversiones en generación hidráulica cuando se conoce que la mayor parte de su producción se vende en el Mercado Spot y a un precio deprimido.
- (iv) Vulnera la LCE y el principio de eficiencia del mercado eléctrico pues al declarar costos variables irreales y bajos, las centrales térmicas obtendrían prioridad en el despacho eléctrico en comparación a aquellas centrales que sustentan costos variables reales.

No obstante, la Sala Superior declaró **INFUNDADA** la demanda sustentando que:

- (i) "Las empresas generadoras de energía a gas natural tienen un sistema particular de promoción e incentivos, ya que los costos de adquisición de dicho combustible (gas natural) tienen como característica contractual de "take or pay" (es un modelo de contrato de compra y venta de un determinado producto en que el comprador queda obligado a pagar por la encomienda que hace, consumiendo o no el producto, es decir, en el caso de que no consuma el producto en la fecha prevista, el contrato exige que se efectúe el pago) dicho contrato determinan el pago de costo único por la cantidad de gas contratado, al margen que sea usado en su totalidad o no para la generación eléctrica; en tal sentido, que dichas empresas declaren el costo de adquisición "0" o muy cercano a "0" implica que es un costo fijo y no variable (como fija las reglas de la economía y la norma del artículo 51, inciso c) de la LCE)".<sup>110</sup>

Ante ello, los argumentos de apelación de LDS fueron los siguientes:

- (i) Los generadores térmicos que emplean gas natural declaran información falsa e inexacta respecto de los costos variables que incurren en la producción de energía al consignar valores cercanos a cero en sus Declaraciones de Precio Único de Gas Natural obteniendo prioridad en el despacho eléctrico y reduciendo el CMg de la energía.
- (ii) Los generadores han estado declarando costos variables cercanos a cero, sin embargo, han consignado otros costos de producción ante el COES.

---

<sup>110</sup> Fundamento 3.2 de la Sentencia de Acción Popular N° 28315-2019.

- (iii) Los considerandos del DS 039 señalaban que existía una subvaluación del precio del gas producto de la declaración de valores cercanos a cero.
- (iv) El DS 043 vulnera el principio de interdicción de la arbitrariedad pues al declararse valores cercanos a cero, se está declarando una información falsa e inexacta que distorsiona los precios en el mercado eléctrico y perjudica a los consumidores finales.
- (v) El DS 043 vulnera el derecho a la igualdad pues se contempla un trato diferenciado e injustificado que beneficia a las centrales térmicas de gas natural en perjuicio del resto de centrales de generación.
- (vi) El DS 043 vulnera el derecho a la libertad de empresas al afectar un proceso competitivo e imponer barreras artificiales a los nuevos inversionistas que quieren desarrollar proyectos de generación.
- (vii) Se infringe la LCE por declarar precios del gas inexactos afectando los costos marginales y la operación al mínimo costo.

La Corte Suprema declaró **FUNDADO** el recurso de apelación formulado por LDS declarando **NULO** el DS 043 argumentando:

- (i) El DS 039 señaló que la modificación realizada por el Decreto Supremo N° 019-2017-EM al Decreto Supremo N° 016-200-EM no había sido efectiva para mejorar el proceso de formación de precios en el Mercado de Corto Plazo y por ende ha generado un mayor incremento tarifario en el Cargo Prima RER, que es pagado por todos los usuarios del SEIN. En ese sentido, el DS 039 suspendió el proceso de declaración de precio único de gas natural hasta que el MINEM las nuevas disposiciones normativas pueda afrontar esta problemática. Sin embargo, el

MINEM emitió el DS 043 que propone un nuevo esquema de declaración estableciendo un valor mínimo para la declaración única del precio de gas natural, correspondiente a la parte variable de los contratos de suministro de gas natural suscritos entre el productor de gas natural y las centrales termoeléctricas.

- (ii) Al respecto, se vulnera el principio de interdicción de la arbitrariedad pues no se justifica porqué las centrales termoeléctricas son las únicas que declaran un precio único, llegando incluso a declarar valores mínimos siendo incongruente con la problemática esbozada en los considerandos del DS 039.
- (iii) Asimismo, asumir que las obligaciones de compra de los contratos de suministro de gas natural bajo la modalidad take or pay son costos fijos, implica otorgarle a cierto grupo de participantes poder para modificar y manipular a su conveniencia el mercado eléctrico, bajo el sustento de que se está ante condiciones contractuales rígidas propias de la autonomía privada que no son pasibles de ser controladas por ninguna autoridad.
- (iv) Por otro lado, si bien el trato diferenciado otorgado por el MINEM a través del DS 043 no involucra per se una vulneración al principio de igualdad ante la ley que emana del artículo 2 de la Constitución, las normas que regulan el sector no contemplan disposición alguna que justifique o permita que el MINEM conceda a un grupo específico de actores declarar costos distintos a los que realmente se incurre, esto es, declarar como “costos fijos” aquellos valores que se asumen por el suministro, transporte y distribución de gas natural para la producción de energía.
- (v) En ese sentido, el DS 043 refleja un trato injustificado al presentar información que resulta "no auditable" a través de la declaración ante el COES, lo cual se ve reflejado

en una distorsión en la señal de precios que está orientada a la obtención de un beneficio económico injustificado por parte de las centrales termoeléctricas.

- (vi) Respecto al derecho a la libertad de empresa establecido en el artículo 59 de la Constitución, el DS 043 no vulnera ninguno de los cuatro tipos de libertad de empresa. En primer lugar, el DS 043 no limita ni restringe la libertad de fundar una empresa debido a que LDS ya existe como una empresa de S.A.A que realiza actividades económicas. De la misma manera, tampoco afecta el libre desarrollo de la actividad empresarial ya que no modifica ni suplanta el poder dirección que posee LDS para realizar su actividad económica. En tercer lugar, el DS 043 no limita la libre competencia; y finalmente, tampoco prohíbe que LDS pueda cesar sus actividades económicas cuando lo estime conveniente debido a que el mencionado decreto supremo no impone ninguna obligación de que LDS continúe indefinidamente realizando sus actividades económicas.
- (vii) Finalmente, el DS 043 vulnera el principio de eficiencia (principio busca generar electricidad al mínimo costo, lo cual significa que la central de generación que produzca energía por un menor costo variable será la primera que inyecta energía al SEIN, mientras que la menos eficiente será la última en inyectar su energía en el SEIN) que emana de los artículos 8, 42, 47 y 51 de la LCE, y el artículo 12 de la Ley 28832 debido a que modifica el contenido de estas y altera el esquema que rige el mercado eléctrico peruano.

De esta manera, el 21 de setiembre de 2020 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Sentencia de Acción Popular N° 28315-2019 donde la Corte Suprema de Justicia de la Sala de Derecho Constitucional y Social Permanente declaró NULO el DS 043.

En su momento, la sola emisión de la sentencia no tuvo ningún efecto inmediato sobre el sector eléctrico pues no existía en la realidad ninguna modificación a la programación del despacho eléctrico, y por tanto, tampoco un aumento del CMg de la energía.

No es hasta la emisión del Decreto Supremo N° 031-2020-EM ("DS 031") que el MINEM ordena al COES presentar a OSINERGMIN la modificación del Procedimiento Técnico N° 31 - "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" ("PR-31") para así dar cumplimiento a lo dispuesto por la Corte Suprema, estableciendo que la política regulatoria aplicable para las centrales térmicas a gas natural ya no sería el régimen de declaración de precios sino el régimen general de costos auditados regulado en el artículo 99 de la RLCE, para lo cual las centrales tendrán que presentar sus informes sustentatorios correspondientes al suministro, transporte y distribución de gas natural.

El proyecto de modificación del PR-31, fue aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 052-2021-OS/CD para comentarios de todos los Agentes del sector eléctrico; y finalmente, a través de la Resolución OSINERGMIN N° 092-2021-OS/CD se dispuso la modificación del PR-31 con el que todas las centrales de generación termoeléctrica, incluyendo aquellas que emplean gas natural, quedan adscritas al régimen general de costos auditados, de acuerdo con el artículo 99 del RLCE:

**Artículo 99.-** La información relativa a precios y la calidad de combustible en centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación, acompañados de un informe sustentatorio de los valores entregados.

La Dirección de Operaciones respetará la información alcanzada para un período mínimo de dos meses. Cualquier modificación de la misma, que solicite un integrante, dentro del lapso indicado, requerirá del acuerdo de los demás integrantes.

La información para el resto del período de planificación, será elaborada por la Dirección de Operaciones. (Énfasis agregado)

En ese sentido, el nuevo PR-31 elimina el régimen de declaración de precios. Tal como señala OSINERGMIN en el Informe Legal N° 279-2021-GRT<sup>111</sup> que sustenta la modificación:

"Los términos de la Sentencia consisten en retirar del ordenamiento jurídico el DS 043 y el régimen en él contenido, así como la orden de regular otro que lo supla."

"Los criterios que, en particular, deben ser cumplidos por la alternativa técnica elegida sobre los costos del gas natural para los precios para la generación, es la observancia de los principios de interdicción de la arbitrariedad, de la igualdad y de eficiencia; los mismo que, además de ser desarrollados en la Sentencia, forman parte de la normativa vigente. Por tanto, al cumplir con estos principios de origen constitucional y legal, la nueva regulación se ceñirá al ordenamiento jurídico."

---

<sup>111</sup> Disponible en: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2021/Informe-Legal-279-2021-GRT.pdf>

"Actualmente, bajo el esquema de presentación de costos con un informe sustentatorio a que se refiere el DS 031, dentro del contexto actual del mercado y con los antecedentes del presente caso, la razonabilidad exige que la regulación no se agote en que, términos contractuales definan a los costos de producción como costos fijos; sino que corresponde remitirse previamente al origen y naturaleza sobre el precio de la energía, y con ello, verificar que este se encuentra asociado a los costos de producción (en el presente caso, los costos del combustible, su provisión y los costos no combustibles). El precio de la energía debe remunerar los costos que involucra producirla. Si en efecto no existen costos, ya sea porque provienen de fuente hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica, o el mercado determina que los precios disminuyan, pues el costo de producción será menor; no obstante, cuando sí existen costos la regulación no puede soslayarlos.

Para producir energía en base a gas natural se paga suministro, transporte y distribución del referido combustible, lo cual es un hecho notorio y se encuentra establecido en la normativa sectorial del gas natural. Conforme a lo señalado por el área técnica en el Informe N° 278-2021-GRT, la teoría regulatoria a ser observada es que los costos de la energía, en el caso de las térmicas, están asociados a los costos del combustible, independientemente de una posterior calificación. En el citado informe se indica que, frente a dos centrales de generación equivalentes que produzcan la misma energía en determinado periodo, pero que una denomine a su contrato "interrumpible" y otra "firme", no es sostenible de forma razonable, que a una se le considere todo el costo y a la otra ninguno; ello corresponde a un criterio comercial de las empresas. Siguiendo

lo señalado, no se trata de que la generadora que procura que no exista un costo a reconocer, estuviera renunciando a este, asumiendo pérdidas por su decisión y donando al sistema energía a ningún costo, sino que los efectos de su decisión, reducen el CMg al generador que sí opera y despacha incluso a sus clientes, y con ello, puede obtener de estos una mayor diferencia."

"Al respecto, se observa que el Ministerio de Energía y Minas ("Minem") no ha precisado en el DS 031 una definición sobre lo que se debe entender por costos variables. Con la emisión del DS 031 no se reemplaza el régimen declarado nulo con la Sentencia, siendo el PR-31 el que completa el nuevo régimen y contiene la regulación del nuevo régimen.

En ese sentido, resulta válido que Osinergmin reconozca que la producción de electricidad en base a gas natural y respecto del caso evaluado, tiene un costo y que este no puede ser desconocido por el hecho de como se lo haya denominado contractualmente entre partes. A nuestro entender, para la modificación del PR-31 debe considerarse: (i) la nulidad del DS 043 y el entendimiento de no volver a regular un procedimiento que sea inconstitucional o ilegal; y (ii) la potestad de Osinergmin para determinar los criterios para determinar costos variables a efectos de lograr una regulación razonable para el sistema eléctrico, con miras al mediano y largo plazo." (Énfasis agregados)

El nuevo PR-31 estaría zanjando, en principio, la problemática sobre la determinación de los costos variables de las centrales termoeléctricas que emplean gas natural respecto del régimen de declaración de precios al cual estaban adscritos y que generaban una

distorsión en los precios de energía del sector eléctrico, ya que da un tratamiento de costos variables a los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, que durante la vigencia del régimen de declaración de precios eran considerados costos fijos<sup>112</sup>, y en consecuencia, no eran declarados.

En consecuencia, con el régimen vigente de costos auditados, la barrera regulatoria descrita para las Centrales RER ha desaparecido. Como se aprecia en la Tabla N° 2, tomando como referencia la Barra Santa Rosa de 220kv, se observa un claro aumento del CMg a partir de julio de 2021, mes a partir del cual devino en aplicable el régimen de costos auditados para las centrales termoeléctricas a gas natural. El artículo 2 de la Resolución N° 092-2021-OS/CD que introdujo el nuevo PR-31, dispuso que las centrales termoeléctricas a gas natural deberán presentar el primer informe sustentatorio de sus costos variables hasta el 20 de junio de 2021, el cual tendrá efectos para el cálculo que realiza el COES, a partir del 1 de julio de 2021.

---

<sup>112</sup> En los comentarios realizados por los Agentes que no estaban de acuerdo con la pre publicación de la modificación del PR-31, se señaló que no podía considerarse los contratos *Take or Pay* de suministro de gas natural ni mucho menos los contratos de *Ship or Pay* del transporte y distribución de gas natural como costos variables dado que son costos fijos en los cuales incurren las estas centrales independientemente si son llamadas por el COES al despacho eléctrico. En otras palabras, sustentaban que son costos fijos puesto que se trata de un gas natural que se paga a Transportadora de Gas del Perú S.A. y/o Gas Natural de Lima y Callao S.A. por la disponibilidad del combustible en todo momento ante la imposibilidad de que este pueda ser almacenado, como sí sucede en el caso de otras fuentes de combustible como el carbón o el diésel.

Cabe señalar que las cláusulas *Take or Pay* (ToP) de los contratos de suministro de gas natural establecen la obligación a la central termoeléctrica de pagar por un volumen mínimo mensual de gas natural. Si la central consume menos gas que el volumen mínimo contratado, pagará el mismo precio; caso contrario, si consume más del volumen mínimo, pagará el ToP más la diferencia. De la misma manera, las cláusulas *Ship or Pay* (SoP) de los contratos de transporte y distribución de gas natural establecen la obligación a la central termoeléctrica de pagar por una capacidad mínima de transporte y distribución de gas natural. Si la central no emplea toda la capacidad contratada del ducto, pagará el precio de SoP, si consume más de la capacidad mínima contratada, pagará el SoP más la diferencia.

**Tabla N° 2. Evolución del CMg en Barra Santa Rosa 220kv (2020 - 2021)**

AÑO	COSTOS MARGINALES PROMEDIO EJECUTADOS EN LA BARRA DE SANTA ROSA ( USD/MWh)												ACUMULADO ANUAL
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
2021	7,177	9,663	8,15	6,09	12,69	13,25	24,23	28,34	27,74	24,77	23,28	22,08	17,289
2020	8,324	7,537	4,56	3,37	5,18	8,51	9,24	11,65	12,45	16,60	16,85	9,55	9,48
variacion (%)	-13,779%	28,202%	78,7%	80,9%	145,0%	55,7%	162,4%	143,3%	122,9%	49,2%	38,1%	131,3%	82,278%

Sin embargo, pese a la modificación introducida por OSINERGMIN, existen opiniones en el sector que indican que la fórmula que modificó el PR-31 sólo implica un aumento gradual del CMg y no un "verdadero" cambio, dando a entender que la fórmula no revelaría el verdadero valor del CMg. La consultora INTELFIN, en los comentarios al Proyecto de modificación del PR-31 dio luces acerca de esta posición:

"Al respecto, puede resultar útil preguntarse si la corrección de la distorsión existente debe hacerse de manera gradual. En nuestra opinión, no hay ninguna razón para no corregir de manera inmediata esta distorsión. El precio del mercado spot constituye una señal errada que no refleja los verdaderos costos de producción de energía en el Perú. La situación actual en el mercado spot no es deseable ni sostenible. Como se ha dicho antes, hemos convivido demasiado tiempo con esta situación. No tiene sentido dilatar su corrección y la transición a un nuevo régimen." (Énfasis agregados)

Como se ha podido apreciar, la presencia de una regulación desfasada como la declaración del precio único de gas natural, devino en un problema que si bien ha sido aparentemente superado, representó y representa (todavía para algunos actores del sector eléctrico) un peligro para las Centrales RER existentes. Incluso, envió la señal al mercado que la operación de dichas centrales no resultaría rentable una vez que el

Régimen RER feneciera, no existiendo incentivos para una posible inversión en esta tecnología, en caso se hubieran convocado nuevas Subastas RER.

Considerando que las dos primeras barreras regulatorias abordadas serán prontamente superadas, resulta necesario que el marco regulatorio no presente ninguna inconsistencia. La diversa regulación que se emita debe ser coherente con la promoción de las Centrales RER existentes y las futuras inversiones, a fin de que exista seguridad jurídica para los inversionistas.

### **3.4. Conclusiones del Capítulo III - Barreras Regulatorias de las Centrales RER No Convencionales**

En este tercer capítulo, se han abordado las barreras regulatorias que no incentivan el desarrollo de nuevas Centrales RER:

- ✓ Estas son (i) el no reconocimiento adecuado de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, (ii) la ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico para atender el mercado regulado y (iii) la presencia de regulaciones desfasadas como es el caso de la declaración de precio único de gas natural.
- ✓ Superar estas barreras produciría dos efectos sumamente relevantes. El primero, las Centrales RER, particularmente solares, podrían celebrar contratos de suministro con Usuarios Libres y/o con los distribuidores, siendo capaces de generar sus propios ingresos sin la necesidad de que dependan de garantías estatales como las del Ingreso Garantizado del Régimen RER, lo cual implica el desplazamiento progresivo de la activa de fomento estatal por parte de los mecanismos de mercado. El segundo, implica la creación de un escenario de

inversión más atractivo para que los privados opten por construir y operar, sin necesidad de un régimen de fomento estatal, nuevas Centrales RER, lo que coadyuvará a un proceso más acelerado de descarbonización de nuestra matriz energética.

- ✓ Para afrontar el no reconocimiento adecuado de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, esta debe ser reconocida a nivel legal pues, optar por la opción de disociar la energía de la potencia y establecer un Cargo de Confiabilidad, implica una modificación trascendental de la operación del mercado eléctrico peruano que debe ser evaluada con mayor profundidad y que excede la presente investigación.
- ✓ La introducción de bloques horarios en las licitaciones de suministro de electricidad facilitaría la participación de las Centrales RER sin necesidad de tener que participar asociados con la potencia de una central térmica. Además, para su participación no es necesario disociar la energía de la potencia, pues las Centrales RER ya contarían con Potencia Firme reconocida, como lo hemos sustentado en nuestra primera propuesta.
- ✓ Finalmente, resulta necesario que la normativa que emita el Estado mantenga coherencia con el marco regulatorio vigente a fin de que no se afecten a las Centrales RER existentes ni a las futuras, garantizando así seguridad jurídica para los inversionistas. En ese sentido, el Estado debe abstenerse de emitir y/o mantener regulaciones desfasadas similar al régimen de declaración de precio único de gas natural.

## 4. CAPÍTULO IV - LEGISLACIÓN COMPARADA

Para sustentar el origen de las propuestas de solución que han sido planteadas a las barreras regulatorias desarrolladas en el capítulo anterior, es importante que se realice un análisis comparativo de la legislación peruana con la de Chile y Colombia.

### 4.1. Chile

#### 4.1.1. Organización del Sector Eléctrico

El Decreto de Fuerza Ley N° 1, Ley General de Servicios Eléctricos (refundido posteriormente por el Decreto de Fuerza de Ley N° 4)<sup>113</sup>, es la norma que introdujo la desintegración vertical del sector eléctrico chileno. De manera similar a la LCE, reconoce el potencial competitivo de la generación eléctrica<sup>114</sup> y la presencia de monopolios naturales en las actividades de transmisión y distribución eléctrica<sup>115</sup>, los cuales también están altamente regulados. En cuanto a la comercialización, esta actividad no está liberalizada por lo que es ejercida por los distribuidores y en ocasiones, por los generadores, con la salvedad que su marco regulatorio no prevé la existencia de comercializadores puros o en sentido estricto.

#### 4.1.2. Mercado Mayorista de Electricidad

El mercado mayorista de electricidad de Chile es similar al peruano ya que también cuenta con un *pool* obligatorio operado por el Coordinador Eléctrico Nacional ("CEN").

---

<sup>113</sup> Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=258171>

<sup>114</sup> Artículo 8 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

<sup>115</sup> Artículo 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Al igual que el COES, el CEN es el encargado de operar el sistema eléctrico chileno y determinar los costos marginales horarios que fijan el precio de la energía.

Estos precios marginales nodales o locales de la energía reflejan el costo incremental de suministro en cada punto de la red de transmisión y son calculados por el CEN a través de una resolución horaria en dos momentos distintos. En el primero, el CEN programa la operación del sistema el día anterior al despacho eléctrico, de tal manera que los agentes se informen a través de una versión preliminar acerca del desarrollo de la operación del día siguiente. En el segundo, el CEN calcula los precios marginales locales uno o más días después de haber sido realizada la operación real (Centro de Energía, 2020).

Asimismo, los generadores también están la posibilidad de suscribir contratos bilaterales financieros con los clientes libres y los distribuidores, además de recibir un pago por capacidad que remunera la inversión de la unidad de punta.

En ese sentido, los ingresos de los generadores provienen de los contratos bilaterales financieros celebrados y el despacho en el mercado spot, en tanto sus egresos provienen de los costos de operación en los que incurren y la compra de energía realizada en el mercado spot de ser necesaria para cumplir con sus obligaciones contractuales (Butrón y Cériida, 2020).

Sin embargo, a diferencia de lo que sucede en nuestro país, en Chile no existen barreras regulatorias a las Centrales RER Solares, pues como veremos en la siguiente sección, las licitaciones horarias son aquellas medidas de promoción que han incentivado su desarrollo.

#### 4.1.3. Licitaciones Horarias de Suministro Eléctrico

Las licitaciones de suministro de electricidad a largo plazo fueron introducidas con la Ley 20.018, conocida como Ley Corta II<sup>116</sup>, la cual estableció que los distribuidores realizarán las licitaciones de suministro a través de procesos transparentes, no discriminatorios y por bloques de energía fijos, con lo cual la adjudicación se efectuará en función del menor precio ofrecido (Butrón y Cériida, 2020).

Si bien a nivel procedimental las licitaciones de suministro chilenas no presentan ninguna diferencia sustancial con las peruanas, su diferencia esencial se encuentra en los objetivos de las licitaciones. De acuerdo con los mismos autores, mientras que en el Perú se busca que los contratos de suministro aseguren suficiente capacidad o potencia (expresada en MW), en Chile se busca asegurar una cantidad de energía determinada en función de los horarios establecidos (expresada en GWh/año).

La flexibilidad de estas licitaciones permite que las Centrales RER puedan competir por la adjudicación en las mismas condiciones que las centrales hidráulicas o térmicas sin tener que ofertar un precio superior a sus costos debido a que ya no tendrían que adquirir potencia o capacidad disponible de otras centrales de generación. Como señalan Butrón y Cériida (2020), "las licitaciones por bloques permiten que las centrales RER no tengan que asumir riesgos de comprar en el "spot" cuando no están disponibles, modificándose el esquema tradicional de contratación de potencia con energía asociada

---

<sup>116</sup> Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=238139>

("full requirement") y los requisitos de tener potencia disponible (firme) asociado a esta forma de contratación" (p. 82).

Vale recordar que, lo planteado por Butrón y Cériida requiere una disociación entre la potencia y la energía, temática que no será abordada en la presente investigación. En tal sentido, las licitaciones de suministro de eléctrico para atender al mercado regulado pueden seguir realizándose en función de la capacidad de las centrales, introduciéndose, en función de la regulación chilena, sólo la modificación de que estas se realicen por bloques horarios previamente definidos.

En efecto, considerando que ya existirá un reconocimiento legal de la Potencia Firme de las Centrales RER, aquellas ya podrían participar las licitaciones sin mayor obstáculo y en las mismas condiciones que las centrales de generación convencionales.

## **4.2. Colombia**

### **4.2.1. Organización del Sector Eléctrico**

La Ley 142 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios<sup>117</sup> y la Ley 143 de 1994, Ley Eléctrica<sup>118</sup>, reestructuraron el sector eléctrico colombiano que se encontraba verticalmente integrado, y lo segmentaron en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Asimismo, establecieron que existe la libre competencia en las actividades de generación y comercialización<sup>119</sup>, mientras que las actividades de transmisión y distribución eléctrica se encuentran intensamente reguladas por poseer

---

<sup>117</sup> Disponible en: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0142\\_1994.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0142_1994.html)

<sup>118</sup> Disponible en: [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_0143\\_1994.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html)

<sup>119</sup> Inciso a) del artículo 3 de la Ley 143 de 1994.

características de monopolio natural<sup>120</sup>. Cabe señalar que sólo las empresas de generación, distribución y entidades independientes pueden ejercer la actividad de comercialización<sup>121</sup>.

A diferencia de lo que sucede en Perú y en Chile, donde la actividad de comercialización forma parte, en principio, del monopolio de la distribución; en Colombia dicha actividad se encuentra desregulada, existiendo libre entrada de competidores para brindar el servicio de comercialización, al igual que en la actividad de generación. Con ello, se prevé la existencia de comercializadores puros, es decir, que alcanzan a comercializar energía a nivel minorista.

#### **4.2.2. Mercado Mayorista de Electricidad**

De acuerdo con Butrón y Cériida (2020), el mercado mayorista de electricidad colombiano está conformado por (i) un mercado de contratos y (ii) una bolsa de energía. El primero, al igual que en el Perú, está conformado por todos aquellos contratos bilaterales de suministro eléctrico de carácter financiero, los cuales son independientes del despacho físico de electricidad.

El segundo tipo de mercado, consiste en una bolsa de energía a través de la cual se asigna la generación necesaria que se requiere para cubrir la demanda total del sistema eléctrico, para cada hora del día. Esta bolsa opera a través de un mecanismo de último precio ofertado, en el cual se subasta el derecho a generar, a través de ofertas realizadas

---

<sup>120</sup> Inciso c) del artículo 3 de la Ley 143 de 1994.

<sup>121</sup> Artículo 7 de la Ley 143 de 1994.

por los generadores, para cada una de sus unidades de generación y para cada hora del día (Carabalí y Pérez, 2021).

Este mercado se denomina "*Day Ahead Market*" y las ofertas de los generadores se realizan un día antes del despacho eléctrico con la finalidad de competir *ex ante* por participar del despacho eléctrico del día siguiente, el cual ocurre en un mercado en tiempo real.

Primero, los generadores presentan sus ofertas que deben contener (i) un precio por kWh que incluye sólo los costos variables de producción de la energía, (ii) la disponibilidad declarada o máxima capacidad disponible de la unidad de generación para cada hora del día y (iii) los costos de arranque - parada para las unidades de generación térmicas que representan costos cuasifijos<sup>122</sup> (Carabalí y Pérez, 2021).

Posteriormente, los comercializadores y Usuarios Libres presentan sus requerimientos de energía. Simultáneamente, el coordinador eléctrico colombiano XM, presenta la demanda de reservas de energía que se requiere para el día siguiente. Producto de la combinación de las ofertas y curvas de demanda presentadas, se obtiene como resultado un programa operativo que incluye los compromisos de compra y venta de energía entre los generadores, comercializadores y Usuarios Libres.

---

<sup>122</sup> Son aquellos costos que, si bien son fijos y no dependen del volumen de producción de una determinada empresa, son evitables en el corto plazo cuando no existe producción en un determinado periodo de tiempo, es decir, la producción es cero o nula. En tal sentido, los costos cuasifijos sí deberán ser pagados cuando la producción sea positiva y distinta de cero.

Cualquier diferencia entre la oferta y la demanda programada en el *Day Ahead Market* será saldada en el mercado en tiempo real, pues no todos los generadores que han presentado sus ofertas participaron del despacho eléctrico.

En ese sentido, todo déficit de energía de un comercializador o Usuario Libre deberá ser adquirido del mercado en tiempo real al CMg de la energía en ese momento, de igual forma, en caso aquellos cuenten con un exceso de energía, deberán venderla en el mercado en tiempo real al CMg de la energía en ese momento<sup>123</sup>.

Es importante señalar que, a diferencia de lo que sucede en Perú y en Chile, el mercado mayorista colombiano se caracteriza porque dentro de él sólo se transa energía y no se ofrece un pago por capacidad a las unidades de generación (Gómez, Noriega y Silva, 2017).

#### **4.2.3. Cargo por Confiabilidad**

Como Colombia no cuenta con un pago explícito por potencia, en su bolsa de energía se transa, valga a la redundancia, únicamente energía. Si bien desde 1994 existió en un cargo por capacidad (equivalente al pago por potencia que hay en Perú), este fue eliminado de la regulación en el año 2006 debido a que no cumplía con el objetivo de garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico ante los fenómenos del niño, lo que provocaba racionamiento de electricidad en el sistema. Ante ello, el regulador

---

<sup>123</sup> A modo de ejemplo, si en el *Day Ahead Market* un generador vende 100 MWh a 50 USD/MWh para las 9:00 p.m. y a cambio recibe 5000 USD. Posteriormente, cuando es llamado al despacho eléctrico, este inyecta sólo 80 MWh; debiendo comprar 20 MWh de energía en tiempo real para cubrir sus obligaciones contractuales. Asumiendo, que a las 9:00 p.m. el precio de la energía es de 90 USD/MWh, los ingresos netos del generador serían 3200 USD. Este es el resultado de los 5000 USD que recibió el generador en el Day Ahead Market menos los 1800 USD que pagó por comprar energía en el mercado en tiempo real.

colombiano consideró que no sólo debería garantizar la capacidad instalada del sistema eléctrico sino la existencia de una determinada cantidad de energía con un precio tope cuando así lo requiera el sistema eléctrico (Butrón y Cériida, 2020).

De la misma manera, Barrera (2017) señala:

Un aspecto fundamental de la discusión surgió alrededor del tema de la “contraprestación” o lo que el generador entregaba a cambio del pago por respaldo de la Ley 143 de 1994. El pago por capacidad de la Resolución CREG-116 de 1996 era, en la línea de los productos remunerados en los mercados “pool” de los EEUU un producto conocido como “adequacy” o suficiencia lo cual no implica contraprestación en términos de energía sino de disponibilidad. La CREG y la opinión de los agentes era que debía haber una contraprestación más explícita con lo cual el cargo por capacidad deja de ser un pago a los generadores (ya que ellos pueden optar a recibirlo o quedar excluidos de la obligación de entrega de energía firme) para convertirse en una herramienta de precio máximo de compra en Bolsa (p. 34).

Ante esta situación, el regulador estableció un Cargo por Confiabilidad que consiste en la existencia de Obligaciones de Energía Firme (“OEF”) que establece un compromiso de los generadores de producir energía firme durante periodos de desabastecimiento de energía. Para ello, se subastan entre los generadores las OEF necesarias para cubrir la demanda estimada en periodos de escasez del sistema eléctrico y a cambio los generadores reciben una remuneración fija por un plazo determinado y se comprometen a entregar la cantidad de energía adjudicada cuando el precio de la energía en la bolsa

supera el precio tope establecido por la CREG, llamado precio de escasez (Santa María, 2009).

Según el mismo autor, la sustitución del cargo por capacidad por un mecanismo de subasta para otorgar un cargo por confiabilidad presenta las siguientes ventajas:

- Resuelve problemas de definición del producto (ahora se compite por suministrar “energía firme”, antes se asignaba por potencia en condiciones de sequía).
- Introduce competencia por servir tal energía firme al menor costo posible.
- Introduce una señal positiva para incentivar la introducción de nueva capacidad. (...) (p. 12).

Como este cargo tuvo su origen a propósito de la eliminación del pago por capacidad o potencia en el mercado eléctrico colombiano, consideramos que no sería relevante la existencia de un cargo de esta naturaleza en nuestro país. En primer lugar, porque nuestras propuestas apuntan a un reconocimiento de la Potencia Firme de Centrales RER Solares y no su eliminación; y en segundo lugar, el establecimiento de una regulación similar solo sería posible en el caso que se eliminara el concepto de Potencia Firme de la LCE, situación que, se ha mencionado en la Sección 3.1, requiere de un análisis más profundo que excede la presente investigación.

#### **4.3. Conclusiones del Capítulo IV - Legislación Comparada**

En este cuarto capítulo, hemos descrito la legislación de los países de Chile y Colombia con la finalidad de explicar el origen de las propuestas de solución que planteamos en el tercer capítulo. Podemos sintetizar las ideas más relevantes en:

- ✓ Tanto la organización del sector eléctrico chileno como el peruano presentan las mismas características, pues en la actividad de generación eléctrica hay libre competencia, mientras que la transmisión y la distribución son actividades con características de monopolio natural que se encuentran altamente reguladas. Asimismo, en ambos países, la actividad de comercialización está regulada al ser ejercida por las distribuidoras eléctricas, y en ocasiones, por generadores.
- ✓ Colombia no comparte las mismas características de organización del mercado eléctrico que Chile y Perú debido a que en la comercialización también existe libre competencia y prevé la entrada de comercializadores puros, siendo la transmisión y la distribución eléctrica, las únicas actividades reguladas. En ese sentido, la desregulación del sector eléctrico se encuentra más avanzada que en Perú y Chile.
- ✓ El Mercado Mayorista de Perú y Chile son similares ya que ambos cuentan con un "pool" obligatorio gestionado por el operador del sistema, el cual funge a su vez, de administrador del mercado de corto plazo para determinar los ingresos de energía y potencia de los generadores. Todo ello con la posibilidad de celebrar contratos de suministro eléctrico con Usuarios Libres y con distribuidores. Sin embargo, debemos rescatar que en la regulación chilena no existen barreras regulatorias para las tecnologías solares fotovoltaicas, tal como lo demuestra la existencia de licitaciones horarias, propuesta que hemos recogido y desarrollado en la Sección 3.2.

- ✓ En contraste con Perú y Chile, el Mercado Mayorista de Colombia cuenta con una bolsa de energía que está integrada por dos mercados. Un *Day Ahead Market*, en el cual los generadores ofertan con un día de anticipación su producción de energía del día siguiente y los Usuarios Libres y comercializadores entregan sus curvas de demanda; y un mercado en tiempo real donde se realiza el despacho eléctrico y donde se salda cualquier desfase entre la oferta y la demanda no prevista en el *Day Ahead Market*.
- ✓ A diferencia de Perú y Chile, en el Mercado Mayorista de Colombia la potencia o capacidad no es un producto transable, los generadores eléctricos no reciben ingresos de Potencia Firme, lo cual convierte a su mercado eléctrico en uno de sólo energía. En reemplazo de dicho concepto, la regulación colombiana optó por establecer un Cargo por Confiabilidad con la finalidad de asegurar el suministro eléctrico del sistema durante periodos de escasez. Sin embargo, como explicamos en la Sección 3.1, basta que en nuestro ordenamiento jurídico se reconozca a nivel legal la Potencia Firme de las Centrales RER Solares, no siendo necesario el establecimiento de este mecanismo cuando en el Perú el concepto de Potencia Firme sigue vigente y su eliminación implica un cambio del sector eléctrico que excede la presente investigación.

## 5. CAPÍTULO V - MEDIDAS COMPLEMENTARIAS PARA UNA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

El Acuerdo de París<sup>124</sup> (“Acuerdo”) es uno de los mayores logros en protección y conservación del medio ambiente al haber sido firmado por todos los países de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (“Convención”) y haber establecido un objetivo mundial que puede ser claramente identificado y medido en base a la capacidad de respuesta de cada país.

Este objetivo consiste en reforzar la respuesta ante la amenaza del cambio climático para que la temperatura media mundial se encuentre por debajo de 2°C con respecto a niveles preindustriales y limitar el calentamiento global a 1,5°C<sup>125</sup>. Por ello, “el Acuerdo recoge la mayor ambición posible para reducir los riesgos y los impactos del cambio climático en todo el mundo y, al mismo tiempo, incluye todos los elementos necesarios para que se pueda alcanzar este objetivo” (MINTECO, 2018).

Asimismo, señala que los países firmantes “deben comunicar y mantener sus objetivos nacionales de reducción de emisiones (sus planes de desarrollo para la reducción de emisiones). Además, todos los países deben poner en marcha políticas y medidas nacionales para alcanzar dichos objetivos”. (MINTECO, 2018). Esta obligación<sup>126</sup> implica que cada 5 años, los países de la Convención deberán asumir compromisos más

---

<sup>124</sup> Disponible en: [https://unfccc.int/files/essential\\_background/convention/application/pdf/spanish\\_paris\\_agreement.pdf](https://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/spanish_paris_agreement.pdf)

<sup>125</sup> Artículo 2 del Acuerdo de París.

<sup>126</sup> Artículo 9 del Acuerdo de París.

ambiciosos con miras de erradicar de manera progresiva la totalidad de las emisiones de carbono.

Dado que el Estado peruano firmó y ratificó el Acuerdo en el año 2016, y, en consecuencia, se comprometió a reducir en 40% sus emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2030, no debe ser ajeno a la problemática del cambio climático, y debe considerar, de cara a la reducción de emisiones, implementar las políticas y regulaciones necesarias para lograr una transición energética en nuestro país. Al respecto, por transición energética nos referimos a la “descarbonización” de la matriz energética para el cumplimiento de compromisos internacionales de reducción de emisiones establecidos en el Acuerdo.

#### **5.1. Eficiencia energética: Uso masivo de RER en la producción eléctrica**

Para cumplir con este objetivo, el Acuerdo señala dos ejes de acción. El primero, establecer los incentivos necesarios para reducir la deforestación, y el segundo, la diversificación de la matriz energética. En consecuencia, para el primer eje de acción se requiere promover la reforestación, y para el segundo eje, establecer medidas destinadas a promover la eficiencia energética, esto es, lograr la misma producción de energía demandada utilizando la menor cantidad de recursos energéticos.

Para lograr esta eficiencia, todo el marco normativo vinculado a la energía, es decir, los sectores de hidrocarburos, gas natural y electricidad deben tener presente que los recursos energéticos deberán ser empleados en aquellas actividades económicas donde puedan ser aprovechados de manera óptima. Ello significa, por ejemplo, que exista un uso masivo de los RER en la producción eléctrica y que el gas natural, sea empleado en

otras actividades económicas distintas de la generación de energía como el transporte, hogares e industrias.

Como se ha señalado en la Sección 2.1.1, los RER son fuentes inagotables de energía que se adaptan a los ciclos de la naturaleza, lo que los convierte en recursos clave para el desarrollo de un sistema energético sostenible que no pone en riesgo alguno el medio ambiente en el que se desenvolverán las futuras generaciones (ENEL, s/f.). Así, la generación eléctrica con RER permite obtener energía a un menor costo, debido a que reduce la exposición de los generadores a los cambios de precios de los combustibles en el mercado internacional, y simultáneamente, coadyuva a erradicar de manera progresiva la dependencia energética de los países respecto de la importación de combustibles fósiles.

Por otro lado, el gas natural no debe ser empleado en la producción de electricidad pues cerca del 40% del recurso se pierde en los procesos de generación eléctrica, además de que emite gases de efecto invernadero. Para el uso eficiente de este recurso, el Estado debe emplearlo, particularmente, en procesos industriales como la fundición de metales, en procesos de cocimiento y secado, y sobre todo en la petroquímica.

## **5.2. Desarrollo de nuevas tecnologías**

Adicionalmente a la eficiencia energética, se requiere del desarrollo de nuevas tecnologías para lograr una transición energética. Entre ellas se encuentran las redes inteligentes, la electromovilidad, la generación distribuida y el hidrógeno verde.

### **5.2.1. Redes Inteligentes**

Las redes inteligentes o *Smart grids*, son aquellas redes que optimizan y combinan la generación eléctrica y su almacenamiento, con las actividades de transmisión y distribución; con el objetivo de que el usuario final, tanto libre como regulado, optimice su consumo de electricidad, mitigue el impacto ambiental, aproveche al máximo los recursos energéticos y reduzca los costos de la energía en la que incurre (Shabanzadeh, 2013).

Estas redes son “bidireccionales” al ser capaces de transmitir electricidad en ambos sentidos. El usuario no sólo recibe electricidad, sino que también puede convertirse en un productor de esta e inyectar sus excedentes en el sistema, pasando de ser un simple consumidor a un pequeño productor de energía.

Para la implementación de *Smart Grids* en un sistema eléctrico se requiere principalmente de (i) medidores inteligentes e (ii) infraestructura de comunicación, puesto que estas redes emplean técnicas de medición que tienen como base tecnología electrónica digital avanzada (Vásquez, 2012). Por ello, para un despliegue adecuado de los *Smart grids*, se requiere que los medidores inteligentes se coloquen en todos los puntos de consumo dentro de cada una de las zonas de distribución.

En América Latina, los *Smart grids* son un fenómeno tecnológico progresivo pero que, lejos de ser una utopía, se están volviendo cada vez una realidad. En Chile, no se registran avances de gran o mediana escala en la implementación de las redes inteligentes, sin embargo, existen pequeñas iniciativas que apuntan a que la población se familiarice con el término de *Smart grid* y coadyuve a una mayor investigación de esta tecnología en aras de una futura conversión del sistema eléctrico chileno.

Por ejemplo, la compañía Chilectra, instaló 200 medidores inteligentes en toda la comuna de Santiago de Chile para evaluar el funcionamiento de esta nueva tecnología y la respuesta de los usuarios a su implementación. De acuerdo con esta empresa, la población tiene un interés de emplear de manera eficiente la energía en busca de un sistema eléctrico más optimizado (Jarufe y Neira, s/f).

En Colombia, la Unidad de Planeación Minero-Energética junto con el Banco Interamericano de Desarrollo, el Ministerio de Minas y Energía, y el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones, elaboraron el documento “Smart Grid Colombia Visión 2030”, que resalta la importancia de la gestión y producción de energía eléctrica para un eficaz desarrollo de las actividades productivas, la protección del medio ambiente y el bienestar social de la sociedad.

Dicho informe señala que, aun cuando el sistema eléctrico colombiano cuenta con la capacidad suficiente para satisfacer la demanda actual, para el año 2030 dicha capacidad deberá ser aumentada en un 50% para cubrir la demanda futura, lo cual hace necesario la integración de los *Smart Grids* al sistema, sobre todo si se considera la alta presencia de RER en su matriz energética (PrimeStone, 2020).

Como se puede apreciar, el uso de RER en la producción eléctrica, en conjunto con la implementación de *Smart Grids*, apuntan a disminuir drásticamente las emisiones de carbono y coadyuvan a la transición energética. Por un lado, permite que los usuarios de electricidad que cuenten con tecnologías renovables dentro de su zona de consumo (por ejemplo, paneles solares en los techos de las viviendas), puedan hacer un uso eficiente de la energía e inyectar sus excedentes al sistema eléctrico. Sólo en el caso que

el consumidor residencial requiera más energía que la puede producir su panel, requerirá de la energía que le brinda la distribuidora, situación que se traduce en un ahorro económico para los usuarios.

Por otro lado, el beneficio económico también es para la empresa de distribución, la cual podrá estimar adecuadamente cuánto es la verdadera cantidad de energía que requiere contratar en el largo plazo para abastecer su demanda. De esta manera, evita la sobrecontratación de energía, y, en consecuencia, que no se requiera energía más cara para atender la demanda, la cual proviene de las centrales termoeléctricas.

### **5.2.2. Generación Distribuida**

El hecho de que las redes inteligentes permitan que los consumidores residenciales inyecten sus excesos de energía renovable al sistema eléctrico es una modalidad de generación denominada "generación distribuida". Esta se caracteriza por (i) ser una generación conectada a la red y no autónoma, (ii) estar ubicada en las instalaciones de los usuarios o cerca de la carga que recibe el suministro y (iii) estar implementada a menor escala respecto de las empresas de servicios públicos que se conectan a las redes de transmisión (citado en OSINERGMIN, 2019).

Asimismo, en el año 2015 se emitió el Decreto Legislativo N° 1221 ("DL 1221"), que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú. Dicha norma estableció que los usuarios del servicio público de electricidad que cuenten con equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración hasta el límite de la potencia máxima establecida para cada tecnología, tienen el derecho de disponer de estos para su consumo propio e

inyectar sus excedentes al sistema de distribución. Todo ello sujeto a la condición de que no se afecte la seguridad del sistema de distribución al cual se está conectando<sup>127</sup>.

Así, la generación distribuida contribuye a la generación eléctrica con RER pues los hogares, industrias o pequeños negocios se encontrarán en la capacidad no sólo de generar su propia energía a través de paneles solares o pequeñas turbinas de viento, sino que, además, podrán vender sus excedentes o energía no consumida en el Mercado de Corto Plazo (OSINERGMIN, 2019).

Por otro lado, la Primera Disposición Complementaria Final del DL 1221 estableció un plazo de vigencia de 120 días hábiles posterior a su emisión para que el MINEM apruebe el Reglamento de Generación Distribuida. Sin embargo, a la fecha el reglamento no ha sido aprobado, razón por la que el MINEM se encuentra incumpliendo el mandato del DL 1221. Además, como señalamos en la Sección 2.3.6, con la no emisión de este reglamento también está incumplimiento el mandato de la Ley 28832.

Cabe señalar que, si bien el 31 de julio del 2018, se publicó la Resolución Ministerial N° 292-2018-MEM/DM, que autorizó la publicación del proyecto de Reglamento de Generación Distribuida, este aún no ha llegado a aprobarse. En ese sentido, el MINEM se encuentra incumpliendo de manera permanente los mandatos establecidos en la Ley 28832 y en el DL 1221, por lo que urge la aprobación del Reglamento de Generación Distribuida a efectos de permitir el desarrollo de inversiones de menor escala que

---

<sup>127</sup> Artículo 2 del Decreto Legislativo N° 1221.

fortalezcan y desconcentren el sistema de distribución eléctrica del SEIN y de los sistemas eléctricos aislados.

### 5.2.3. Electromovilidad

El desarrollo eléctrico de la industria automovilística es un aspecto que no puede ser dejado de lado cuando se aborda la transición energética y la promoción de la “descarbonización”, en tanto los automóviles eléctricos e híbridos resultan menos contaminantes que aquellos que emplean únicamente combustibles fósiles. A mayor detalle, un vehículo eléctrico es aquel que “está impulsado por uno o varios motores alimentados por una fuente de energía eléctrica posteriormente transformada en energía cinética, sea recargada o no a través de la red” (Motor.es, s/f).

Estos transforman cerca del 90% de la energía eléctrica de sus baterías en movimiento, lo que permite el desplazamiento del vehículo, y a su vez, reemplaza la forma clásica de tracción en la cual se queman combustibles fósiles. Es importante precisar que estos vehículos poseen un regulador eléctrico que gestionan toda la energía que entra y sale del motor, lo que le otorga una mayor autonomía al vehículo (Bridgestone, s/f).

En el Perú, ENEL es una de las primeras empresas eléctricas que ha apostado por la promoción e implementación de la electromovilidad, ello permitirá, además de cuidar el medio ambiente, la futura implementación de las ciudades inteligentes o *Smart Cities* (ENEL, s/f), las cuales consisten en la sinergia entre infraestructura de carga para los vehículos eléctricos, el despliegue de redes inteligentes y la producción eléctrica basada en RER.

Sin embargo, nuestra normativa sobre la movilidad eléctrica aún es escasa, pues si bien se emitió el Decreto Supremo N° 022-2020-EM, que aprobó las disposiciones sobre la infraestructura de carga y abastecimiento de energía eléctrica para la movilidad eléctrica, este se limitó únicamente a la regulación de la infraestructura de carga, estableciendo en su Primera Disposición Complementaria Final que el desarrollo de la regulación de la movilidad eléctrica se realizará a través de un reglamento que se encuentra pendiente de emisión (Gestión, 2020).

De acuerdo con Ortega (2018), la regulación a emitirse sobre electromovilidad debe considerar a (i) los actores a cargo de los servicios de recarga energética, (ii) aspectos técnicos de la infraestructura de recarga y la capacidad suficiente para abastecer a la mayor cantidad de usuarios posibles y (iii) un esquema de ingresos garantizados para promover el desarrollo de este tipo de infraestructura.

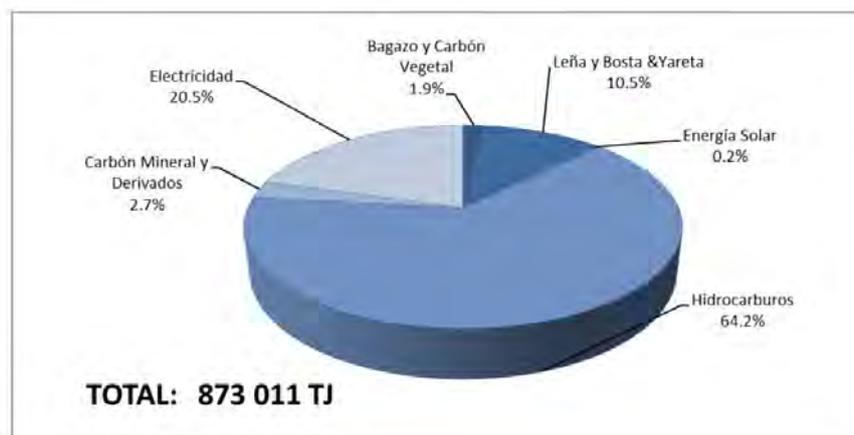
Es en sentido que, conforme el mandato establecido en la Primera Disposición Complementaria Final de dicho decreto, se emitió el 26 de junio de 2021, la Resolución Ministerial N° 189-2021-MINEM-DM que dispuso la publicación del proyecto de “Decreto Supremo que aprueba el Reglamento para la Instalación y Operación de la Infraestructura de Carga de la Movilidad Eléctrica y sus respectivos Anexos” (“Proyecto de Reglamento de VE”), así como de su respectiva exposición de motivos.

La Exposición de Motivos del Proyecto de Reglamento de VE, indica que la movilidad eléctrica es importante para cumplir con el Acuerdo y descarbonizar de manera progresiva nuestra matriz energética:

En el marco del acuerdo de París, que tiene como objetivo evitar que el incremento de la temperatura media global del planeta supere los 2° C respecto a los niveles preindustriales, y la adhesión de Perú al acuerdo de París, junto con otros 15 países, determinan las directrices necesarias para avanzar en materia de eficiencia energética, reducción de contaminación y carbono neutralidad. En este contexto, y con conocimiento de que el sector del Transporte emite aproximadamente un tercio de la contaminación atmosférica anual, es que la movilidad eléctrica emerge como una solución global en la reducción de gases de efecto invernadero. (Énfasis agregado)

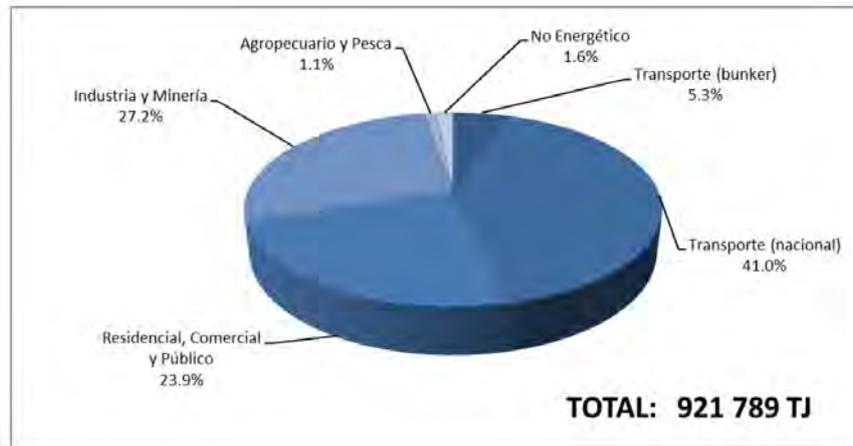
Asimismo, reconoce que los hidrocarburos son la principal fuente de energía que se consume a nivel nacional (64.2%), siendo el sector transporte, el consumidor más alto de energía (41%):

**Gráfico N° 8. Consumo de Energía Nacional por Tipo de Fuente - 2019<sup>128</sup>**



<sup>128</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 3. Disponible en: <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/1992117-189-2021-minem-dm>

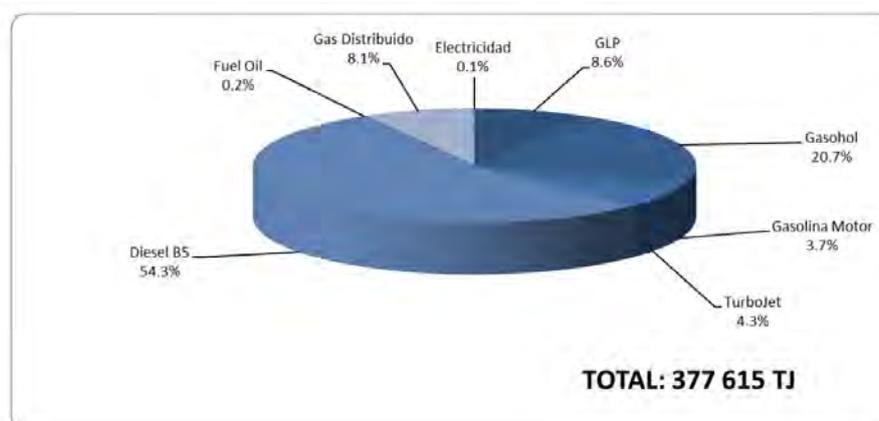
Gráfico N° 9. Consumo Total de Energía por Sector Económico<sup>129</sup>



Además, el hidrocarburo más utilizado en el sector de transporte es el Diésel B5 (54,3%), el cual genera una mayor emisión de gases de efecto invernadero que retrasa el proceso de descarbonización:

<sup>129</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 3.

**Gráfico N° 10. Consumo Energético del Sector Transporte por Tipo de Fuente -2019<sup>130</sup>**



De acuerdo con la estadística presentada, el Proyecto de Reglamento de VE se emitió con la finalidad de desarrollar el mercado de vehículos eléctricos y promover su masificación, situación que tendrá un impacto positivo en el sector energético al reducir la importación y dependencia del país con los combustibles fósiles.

Asimismo, la eficiencia del desarrollo de la movilidad eléctrica no sería solo en materia ambiental sino también económica, debido a que, con el uso de electricidad en lugar de combustible, se pueden desarrollar las actividades de transporte con el mismo rendimiento, a la par que se mitiga la emisión de gases de efecto invernadero:

<sup>130</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 3.

**Tabla N° 3. Comparativa de Eficiencia por Tipo de Vehículo<sup>131</sup>**

Eficiencia (MJ/km)	Gasolina	Híbrido	Eléctrico
Automóvil compacto <sup>4</sup>	2,85	0,78	0,58

Considerando todo lo anterior, el artículo 1 del Proyecto de Reglamento de VE tiene dos objetivos principales. El primero, regular los requisitos necesarios para la correcta construcción de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos, y el segundo, regular la creación de espacios para la carga de dichos vehículos.

Por su parte, el artículo 2 señala los diversos tipos de instalaciones en las cuales podrán estar ubicadas las infraestructuras de carga, a saber:

- (i) Instalaciones en viviendas individuales.
- (ii) Instalaciones en edificio o conjunto habitacional.
- (iii) Electrolinerías de servicio de carga de vehículos eléctricos.
- (iv) Estaciones de autoservicio con acceso público,
- (v) Estaciones de oficinas, locales comerciales y asistenciales.
- (vi) Estacionamientos en recintos industriales.
- (vii) Electroterminales o centros de carga para transporte público (taxis o buses).

Es importante señalar que, pese al basto desarrollo del proyecto, este aún se mantiene en una pre publicación, por lo que debe ser aprobado por el MINEM para incentivar el

---

<sup>131</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 9.

desarrollo de la electromovilidad y promover la descarbonización energética en nuestro país.

Asimismo, el 10 de mayo de 2020, se emitió el Decreto Legislativo N° 1488, Decreto Legislativo que Establece un Régimen Especial de Depreciación y Modifica Plazos de Depreciación, el cual estableció una tasa de depreciación de hasta un máximo de 50% anual para quienes adquieran vehículos híbridos o eléctricos.<sup>132</sup> La depreciación acelerada de este tipo de activos permite que los vehículos híbridos y eléctricos puedan ser depreciados como mínimo en 2 años, en tanto los vehículos que emplean únicamente gasolina pueden ser depreciados en un mínimo de 5 años, a razón de que su tasa de depreciación es de hasta un máximo de 20% anual.<sup>133</sup>

Como la depreciación acelerada implica la recuperación del gasto en los primeros años del activo, lo cual se traduce en un menor pago de impuesto a la renta, ello incentiva la adquisición de vehículos híbridos y eléctricos, y a su vez, desincentiva la adquisición de vehículos que emplean sólo gasolina. En consecuencia, resulta fundamental la presencia permanente de este incentivo para la adquisición de vehículos que coadyuvan al desarrollo de la electromovilidad en nuestro país.

Por otro lado, la movilidad eléctrica es un fenómeno que se está dando a nivel mundial, y en particular, en otros países de América Latina. En Chile, se cuenta con una "Estrategia Nacional de Electromovilidad" desde el año 2016, con el objetivo de electrificar el 100% del transporte público de Santiago de Chile para el 2040 y del resto de ciudades del país

---

<sup>132</sup> Artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1488.

<sup>133</sup> Inciso b) artículo 22 del Reglamento de la Ley de Impuesto a la Renta, aprobado por Decreto Supremo N° 122-94-EF.

para 2050, previendo, además, que un aproximado del 40% de los vehículos particulares del país se encuentren electrificados para el 2050.

Además, se emitió la "Ruta Energética 2018-2022", con el objetivo de multiplicar 10 veces la cantidad de vehículos eléctricos. En función de dicho documento, y como se señala en la Exposición de Motivos del Proyecto de Reglamento de VE, en tres ciudades de Chile se registran la siguiente cantidad vehículos eléctricos de uso intensivo:

- Independencia incorporó a su flota 13 vehículos eléctricos y centros de carga.
- Vitacura añadió 15 vehículos eléctricos para la movilización de sus colaboradores, adicional a un programa de bicicletas eléctricas que ya estaba en funcionamiento.
- Santiago introdujo seis vehículos eléctricos como parte de la flota municipal. (p. 72)

Asimismo, se registra el siguiente avance en materia de movilidad eléctrica a mitad del año 2020:

Gráfico N° 11. Avance en Electromovilidad en Chile a Julio de 2020<sup>134</sup>



Por otra parte, se publicó en agosto de 2019, la "Estrategia Nacional de Movilidad para Colombia", con el objetivo de que se elabore el marco regulatorio necesario para promover e incentivar la movilidad eléctrica en Colombia. Ello en función de la Ley 1844 de 2017, la cual aprobó el Acuerdo y vinculó a este país con las obligaciones de reducción de gases de efecto invernadero en un 20% para el 2030.

La estrategia contempla acciones a corto plazo (2017-2022), mediano plazo (2023-2030) y largo plazo (2031-2050), y se enfoca no sólo en transporte público sino también en transporte de carga, transporte privado y micromovilidad.

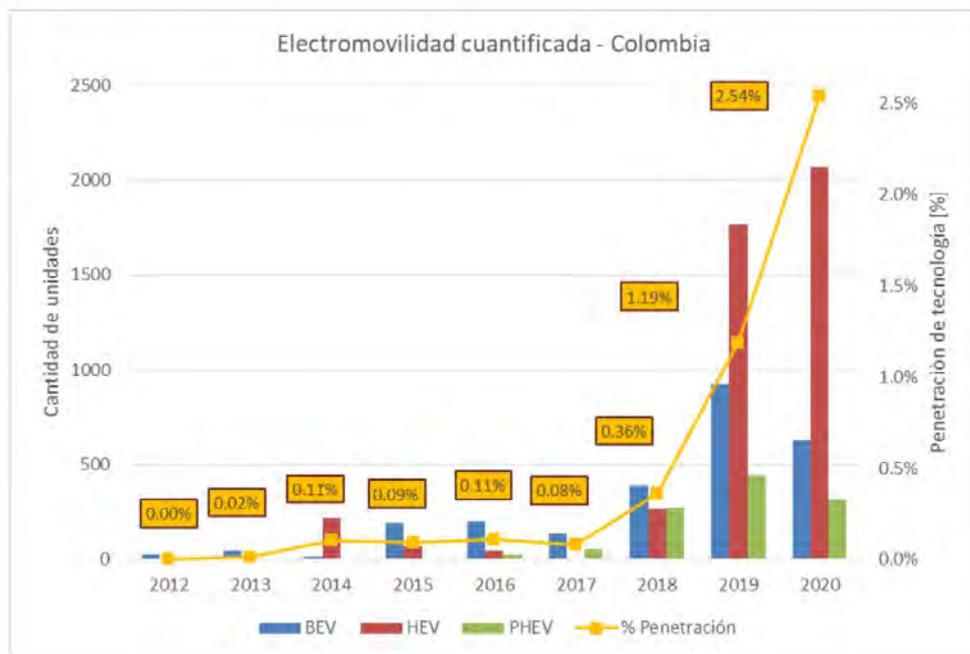
De acuerdo con la Exposición de Motivos del Proyecto de Reglamento de VE, Colombia presentó la mayor de venta de vehículos eléctricos en el año 2019, alcanzando un total de 923. Adicionalmente, desde el 2012 al 2020, se ha registrado un drástico incremento

<sup>134</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 71.

de la penetración de la electromovilidad, precisándose que el aumento ha sido progresivo y con mayor fuerza a partir del 2018, lo cual está directamente relacionado a su marco regulatorio que establece incentivos económicos para la penetración de la movilidad eléctrica.

Como se puede apreciar en el siguiente gráfico, se logró un desarrollo de la electromovilidad del 2.5% del total del parque automotor para el año 2020, lo cual demuestra una tendencia que se mantiene y va en aumento:

**Gráfico N° 12. Penetración de la Electromovilidad en Colombia 2012 - 2020<sup>135</sup>**



<sup>135</sup> Fuente: Exposición de Motivos del Reglamento para la instalación y operación de la infraestructura de carga de la movilidad eléctrica Lima, Perú, p. 64.

En Europa, también existe una potencial viabilidad del desarrollo de estos vehículos pues países como Noruega, que tiene condiciones productivas y de mercado similares a las del Perú, ha logrado eficazmente un avance significativo en la implementación de la electromovilidad.

Al respecto, pese a que Noruega es el mayor productor de hidrocarburos en Europa occidental y cuenta con una producción de electricidad en su mayoría de origen hidráulico, ha logrado que los vehículos eléctricos sean más competitivos que los vehículos que emplean combustibles fósiles, gracias a una política fiscal que grava con impuestos sumamente elevados a los vehículos que emplean diésel o gasolina, en comparación de los vehículos eléctricos que están exonerados de casi cualquier impuesto (France 24, 2021). Logrando así que para el 2020, el 54.3% de sus vehículos vendidos sean eléctricos, lo cual representa más del 50% de las ventas anuales de su industria automovilística (Trujillo, 2021).

Cabe señalar que, incluso en plena pandemia producida por el COVID-19, la venta de vehículos eléctricos en Europa no ha se visto perjudicada, pues países como Alemania, Italia y Francia registraron un aumento en la cuota de mercado de estos vehículos que ha desplazado a los vehículos tradicionales que emplean combustibles fósiles (DW, 2021).

Tomando en cuenta tanto la experiencia latinoamericana como europea, corresponde al MINEM emitir y publicar el Decreto Supremo que aprueba el Reglamento para la Instalación y Operación de la Infraestructura de Carga de la Movilidad Eléctrica, a efectos de que pueda establecerse un marco regulatorio inicial para incentivar y

desarrollar la electromovilidad, sin perjuicio de que dicho marco regulatorio pueda ser complementado a futuro.

#### **5.2.4. Hidrógeno Verde**

La generación eléctrica con hidrógeno, se realiza a través de un proceso químico denominado electrólisis, que “utiliza la corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno que hay en el agua, por lo que, si esa electricidad se obtiene de fuentes renovables, produciremos energía sin emitir dióxido de carbono a la atmósfera” (Iberdrola, s/f). Por lo tanto, la descomposición de moléculas de agua en oxígeno e hidrógeno, permite la producción de energía limpia.

Asimismo, el hidrógeno verde tiene como ventaja frente a los RER que (i) no depende de los combustibles fósiles sino de los RER (Espinoza, 2020) y (ii) es de fácil almacenamiento por lo que su uso puede darse de manera estacional en diversas etapas de la producción eléctrica (EYNG, s/f).

En nuestro país, el poder legislativo se encuentra debatiendo la emisión de un proyecto de ley sobre RER e hidrógeno verde (Singh, 2021), por lo que su aprobación permitiría que en un horizonte de tiempo de 5 años el Perú se posicione como uno de los principales productores de hidrógeno verde a nivel local e internacional ya que tendría como principal consumidor la industria minera (ProActivo, 2021).

Al respecto, el Proyecto de Ley señala sobre el hidrógeno verde lo siguiente:

#### **Artículo 6.- Promoción de proyectos de producción de Hidrógeno Verde**

6.1 El Ministerio de Energía y Minas promueve la instalación de plantas de producción de hidrógeno verde, utilizando como fuente energética a la electricidad generada a partir de RER como un mecanismo eficiente para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de la matriz energética peruana provenientes del transporte, industria y agricultura.

El Ministerio de Energía y Minas formula y aprueba el Plan Nacional de Desarrollo del Hidrógeno Verde considerando lo siguiente:

- a. Establecer las metas y políticas de largo plazo para fomentar la confianza de potenciales inversionistas.
- b. Estimular la demanda comercial del hidrógeno verde a través de múltiples usos y aplicaciones.
- c. Ayudar a mitigar los riesgos, tales como la complejidad de la cadena de valor y riesgos en seguridad.
- d. Promover la investigación y el desarrollo, así como el intercambio de conocimientos.
- e. Armonizar estándares y eliminar barreras.

De aprobarse el presente proyecto, se establecería una hoja de ruta a seguir por parte del Estado para un desarrollo eficiente y programado de la generación eléctrica con hidrógeno verde, la cual resulta aún más eficiente que los RER pues al ser de fácil y

económico almacenamiento, no presenta ningún tipo de intermitencia en la producción eléctrica.<sup>136</sup>

### 5.2.5. Conclusiones del Capítulo V - Medidas Complementarias para una Transición Energética

En este último capítulo, hemos abordado las diversas medidas que se requieren para lograr una transición energética en nuestro país. Las ideas más relevantes son:

- ✓ El Perú ha ratificado el Acuerdo de París, el cual establece la obligación de que la temperatura media mundial se encuentre por debajo de 2°C con respecto a niveles preindustriales y limitar de manera el calentamiento global a 1,5°C. Asimismo, el Perú se comprometió en reducir en 40% sus emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2030. En consecuencia, en aras del cumplimiento de los compromisos internacionales asumidos, el Perú debe tomar las medidas ejecutivas necesarias para una transición energética eficiente, lo cual implica descarbonizar la matriz energética del país y reducir la emisión de gases de efecto invernadero.
- ✓ A partir de la ratificación del Acuerdo de París, hay dos líneas principales de trabajo, el cambio de uso de suelos, para lo que se debe frenar la deforestación y ejecutar un programa de reforestación nunca visto, como la primera medida. La segunda medida tiene que ver con nuestra investigación, pues consiste en la diversificación de la matriz energética con energías renovables. Como parte de la

---

<sup>136</sup> Es importante señalar que han existido avances en la presenta materia. El profesor Pedro Gamio como consultor del BID presentó al MINEM una propuesta de lineamientos de política del hidrógeno verde. Asimismo, la asociación formada por ENGIE ha suscrito un acuerdo con el MINEM y está elaborando una hoja de ruta para el desarrollo eficiente de este fuente energética.

segunda medida, se promueve la eficiencia energética, es decir, el menor consumo, produciendo lo mismo. De esta forma, los RER deben ser empleados en la generación eléctrica, para reducir la huella de carbono y desconcentrar la infraestructura eléctrica, además de obtener un menor costo, erradicando de manera progresiva la dependencia energética de derivados del petróleo y la reducción de la importación de combustibles fósiles.

- ✓ En el caso del gas natural, se le considera el combustible producto de los hidrocarburos más amigable y su uso temporal sustituyendo al petróleo, debe ayudar a reducir emisiones, en tanto avanzan las energías renovables, sin afectar la seguridad energética. Con él, se hace un uso eficiente de este recurso cuando se emplea en el transporte, en los hogares, en la industria como la fundición de metales, procesos de cocimiento y secado, y la petroquímica, toda vez que, si es empleado en la producción eléctrica, se acelera la pérdida de reservas de un recurso no renovable cuando ya tenemos una opción económica con el sol y el viento, además de que se emiten gases de efecto invernadero, claro está, en menor nivel que el diésel u otros hidrocarburos líquidos.
- ✓ De manera complementaria a la eficiencia energética y al uso masivo de los RER en la producción eléctrica, se requiere del desarrollo de nuevas tecnologías que faciliten la transición energética. La primera medida consiste en el desarrollo de *Smart grids* o redes inteligentes, las cuales se caracterizan por ser “bidireccionales” y ser capaces de transmitir electricidad entre el sistema eléctrico y el usuario final, convirtiéndose este último en un pequeño productor de energía.
- ✓ Los *Smart Grids* permiten que los usuarios finales que cuenten con RER dentro de su zona de consumo puedan hacer uso de dicha energía e inyectar sus excedentes

en el sistema. A su vez, estas redes facilitan la estimación de energía que realiza la empresa de distribución para satisfacer su demanda a largo plazo. Como se puede apreciar, la implementación de estas redes beneficiaría económicamente tanto a los usuarios finales como a las distribuidoras.

- ✓ La inyección de energía excedente a través de redes inteligentes por parte de los usuarios finales trae consigo el desarrollo de la generación distribuida, que se caracteriza por ser una generación conectada a la red, que se encuentra en las instalaciones de los usuarios finales y que está implementada a menor escala. Esta modalidad de generación facilita que hogares, industrias y/o pequeños negocios puedan vender sus excedentes de producción eléctrica con RER en el sistema. Si bien esta segunda medida complementaria es sumamente relevante, el Reglamento de Generación Distribuida aún no ha sido aprobado, por lo que el MINEM se encuentra incumpliendo el mandato tanto de la Ley 28832 como del Decreto Legislativo N° 1221.
- ✓ La tercera medida complementaria es la electromovilidad, en tanto los vehículos eléctricos e híbridos resultan menos contaminantes que aquellos que emplean combustibles fósiles. Asimismo, sólo son eficientes en materia ambiental, sino también en materia económica, debido a que se pueden realizar las actividades de transporte con el mismo rendimiento a la vez que se mitiga la emisión de gases de efecto invernadero. Igualmente, debe aprobarse el Decreto Supremo que aprueba el Reglamento para la Instalación y Operación de la Infraestructura de Carga de la Movilidad Eléctrica, a efectos de que se pueda establecerse un marco regulatorio inicial para incentivar y desarrollar la electromovilidad. Además, resulta

fundamental la depreciación acelerada como incentivo para la adquisición de vehículos híbridos y eléctricos, establecida en el Decreto Legislativo N° 1488.

- ✓ La última medida complementaria consiste en emplear el hidrógeno verde en la generación eléctrica, el cual se obtiene de la descomposición de agua en oxígeno e hidrógeno. Las ventajas que presenta este recurso es que no depende de los combustibles fósiles, ya que se origina a partir de los RER y son de fácil almacenamiento, por lo que prescinde de intermitencia. Finalmente, debe aprobarse el Proyecto de Ley con la finalidad de que se establezca una Hoja de Ruta a seguir por parte del Estado peruano para el desarrollo de la generación eléctrica con hidrógeno verde.
- ✓ En los últimos párrafos hemos sugerido algunas ideas que pueden añadirse en la Hoja de Ruta para dar estricto cumplimiento al Decreto Supremo N° 003-2022-MINAM sobre emergencia climática, donde se fija una meta de 20% de participación de las RER al año 2030. Son principales herramientas, la convocatoria de Subastas RER, esto debe ir de la mano con la nueva definición de Potencia Firme, que sea amigable para la tecnología solar fotovoltaica y permitir el despacho eléctrico por bloque horario. A esto se suma lo ya mencionado en eficiencia energética como electromovilidad, redes inteligentes, medidores inteligentes, sistemas de almacenamiento de energía y una política de desarrollo del hidrógeno verde.

## 6. CONCLUSIONES

- ✓ El mercado eléctrico peruano está organizado bajo un Modelo de Competencia Mayorista en el cual existe competencia en la generación eléctrica y libertad de precios; mientras que la transmisión y distribución se encuentran sujetos a tarifas determinadas por el regulador, al tratarse de monopolios naturales. Cabe señalar que la comercialización aún no se encuentra liberalizada pues no se prevé la figura de un comercializador puro, dado que este servicio es brindado por las distribuidoras y los generadores.
- ✓ Las licitaciones de suministro eléctrico a largo plazo, reguladas en la Ley 28832, cumplen con el objetivo de reducir la volatilidad de los precios de generación, reducir la intervención del Estado y promover la competencia y eficiencia en la generación eléctrica. Pero existe una limitación, por ejemplo, los constantes cambios en algunas tecnologías, en especial, la reducción de costos en la tecnología solar fotovoltaica, hace que las licitaciones a largo plazo provoquen una brecha entre los precios pactados y los mejores precios que se pueden obtener con motivo de la reducción de costos en esta tecnología. Esto se puede apreciar en la diferencia de precios que existe entre el mercado libre y el mercado regulado (una posible solución es el cambio de la fórmula polinómica, es decir, que se ajuste a los precios de mercado la tarifa pactada).
- ✓ Las Subastas RER culminan con la celebración de un Contrato de Suministro RER entre los adjudicatarios y el MINEM, en el cual se le garantiza al inversionista un ingreso determinado durante todo el plazo de vigencia de dicho contrato. En consecuencia, si durante un periodo tarifario el total de las inyecciones de energía

pagadas a la tarifa de adjudicación resultan inferiores al Ingreso Garantizado, el monto faltante es cubierto por la Prima RER, concepto que figura como un cargo dentro del Peaje de Conexión y que es pagado por todos los usuarios eléctricos tanto libres como regulados. Además, la Prima RER es fijada por OSINERGMIN para cada periodo tarifario, la cual se ve distorsionada si las centrales térmicas a gas natural no declaran sus costos reales para su acceso al despacho.

- ✓ Las barreras regulatorias que no incentivan el desarrollo de nuevas Centrales RER son: (i) el no reconocimiento adecuado de la Potencia Firme de las Centrales RER Solares Fotovoltaicas, (ii) la ausencia de bloques horarios en las licitaciones de suministro eléctrico y (iii) la presencia de regulaciones desfasadas como el caso de la declaración de precio único de gas natural.
- ✓ La superación de las barreras antes descritas tendría como consecuencia que las Centrales RER, particularmente solares, puedan celebrar contratos de suministro con Usuarios Libres y/o con los distribuidores, siendo capaces de generar sus propios ingresos sin la necesidad de que dependan de garantías estatales como las del Ingreso Garantizado del Régimen RER. Ello se traduce en un desplazamiento progresivo de la actividad de fomento estatal por parte de los mecanismos de mercado. Asimismo, implica la creación de un escenario de inversión más atractivo para que los privados opten por construir y operar, sin necesidad de un régimen de garantía estatal, nuevas Centrales RER, acelerando de esta forma la descarbonización de nuestra matriz energética.
- ✓ El Perú ha ratificado el Acuerdo de París, a través del cual se comprometió en reducir en 40% sus emisiones de gases de efecto invernadero hasta el año 2030. En función a ello, el Perú debe tomar las medidas necesarias para una transición

energética eficiente, en otras palabras, descarbonizar la matriz energética del país y reducir la emisión de gases de efecto invernadero.

- ✓ La ratificación del Acuerdo de París tiene como medida esencial diversificar la matriz energética con energías renovables. De esta forma, se debe promover la eficiencia energética, es decir, el menor consumo, produciendo lo mismo. Así, los RER deben ser empleados en la generación eléctrica, para reducir la huella de carbono, además que permiten un menor costo, eliminando progresivamente la dependencia energética respecto de la importación de combustibles fósiles. Por su parte, el gas natural debe sustituir al petróleo y usarse de manera temporal y progresiva en otras actividades económicas (transporte, hogares, uso directo en la industria y restringir su uso para el mercado eléctrico), conforme avanzan las energías renovables en el mercado eléctrico, para no afectar la seguridad energética. Tal como indica Pedro Gamio: "De persistirse en el uso del gas del Lote 88 para uso del mercado eléctrico, se va a reducir aceleradamente las reservas probadas del gas natural de este lote, que está entre los más baratos del mundo, afectando la masificación en otros sectores como el transporte u hogares"<sup>137</sup>.
- ✓ Finalmente, de manera complementaria a la eficiencia energética y al uso masivo de los RER en la producción eléctrica, se debe considerar el avance tecnológico en aspectos como las redes inteligentes, la generación distribuida, la movilidad eléctrica, el desarrollo de nuevos recursos energéticos como el hidrógeno verde, etc. que faciliten la transición energética eficiente.

---

<sup>137</sup> Entrevista al profesor Pedro Gamio Aita, Ex viceministro del Ministerio de Energía y Minas, 4 de junio de 2022.

## BIBLIOGRAFÍA

América Economía. (2018). Anticipan que costos de la energía solar disminuirán a la mitad para el 2020. Recuperado a partir de <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/anticipan-que-costos-de-la-energia-solar-disminuiran-la-mitad-para-el-2020>

ANDINA/ Difusión. (2019). Crece a 5% participación de energías renovables en matriz energética nacional. Lima: Andina Agencia Peruana de Noticias. Recuperado a partir de <https://andina.pe/agencia/noticia-crece-a-5-participacion-energias-renovables-matriz-energetica-nacional-770488.aspx>

Aragón, I. (2012). El mercado de Electricidad en el Perú. Revista de Derecho Administrativo, (12),165 - 174. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13529>

Barrantes, R. (2019). Teoría de la Regulación. Recuperado a partir de <http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/ME004.pdf>

Barrera, F. (2017). Revisión Institucional del Mercado de Energía Mayorista de Colombia. Un Informe para el Banco Interamericano de Desarrollo. Frontier Economics. Recuperado a partir de [https://www.frontier-economics.com/media/1120/20180118\\_revision-institucional-del-mercado-de-energia-mayorista-de-colombia\\_frontier.pdf](https://www.frontier-economics.com/media/1120/20180118_revision-institucional-del-mercado-de-energia-mayorista-de-colombia_frontier.pdf)

Biglieri, A. (2011). Energías Renovables: Fomento y Regulación en la Argentina. Derecho y Sociedad, (36), 131-139. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13220>

Bridgestone. (s/f). ¿Autos eléctricos para cuidar el planeta? Recuperado a partir de <https://www.bridgestone.com.mx/es/nosotros/tips-bridgestone/autos-electricos-que-son-beneficios>

Butrón, C. y Cerida, A. (2020). Propuesta de un marco regulatorio que incentive las inversiones eficientes en generación eléctrica en el Perú. Recuperado a partir de <http://tesis.pucp.edu.pe/repositorio/bitstream/handle/20.500.12404/16948/BUTRON%20FERNANDEZ%20CERIDA%20APOLAYA%20INVERSIONES%20EFICIENTES%20GENERACION%20ELECTRICA.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Carabalí, J. y Pérez, A. (2021). Un modelo sobre competencia en mercados de electricidad: contratos bilaterales en Colombia. Desarrollo y Sociedad, núm. 87, pp. 149-185. Universidad de los Andes. P. 3. Recuperado a partir de <https://www.redalyc.org/journal/1691/169165568004/html/>

Centro de Energía. (2020). Análisis para el diseño e implementación, en el mercado mayorista, del comercializado de energía a usuarios finales en distribución (ID 610-8-LE20) (Informe Final, Rev. 2). P. 26. Recuperado a partir de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/05/Centro-Energi%CC%81a-Ana%CC%81lisis-para-el-disen%CC%83o-e-implementacio%CC%81n-del-comercializador-de-energi%CC%81a.pdf>

Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2008). Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano, Lima, Perú: OSINERGMIN.

Díaz, E. (2017). El Mecanismo de Promoción de la Generación Eléctrica con Energías Renovables en el Perú. Revista del Foro, (103), pp.191-206. Recuperado a partir de <https://www.cal.org.pe/v1/wp-content/uploads/2019/06/REVISTA-FORO-103.pdf>

Díaz, S., Gómez, Y., Noriega, E. y Silva, J. (2017). Estudio comparativo de modelos de mercados eléctricos en países de América Latina. Espacios, Vol. 38 (N° 58). Recuperado a partir de <https://www.revistaespacios.com/a17v38n58/a17v38n58p22.pdf>

DW. (2021). Se duplicó la venta de autos eléctricos en Europa en 2020. Recuperado a partir de <https://www.dw.com/es/se-duplic%C3%B3-la-venta-de-autos-el%C3%A9ctricos-en-europa-en-2020/a-56449033>

ENEL. (s/f). ¿Cuáles son los beneficios de la energía renovables? Recuperado a partir de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/cuales-son-los-beneficios-de-la-energia-renovable.html>

ENEL. (s/f). ¿Qué es un auto eléctrico y qué tipos hay? Recuperado a partir de <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/que-es-un-auto-electrico-y-que-tipos-hay.html>

Espinoza, G. (2020). Hidrógeno verde, qué es, aplicaciones, ventajas y desventajas. Recuperado a partir de <https://naturaleza.paradais-sphynx.com/ecologia/hidrogeno-verde.htm>

EYNG. (s/f). Hidrógeno verde: costos, puntos a favor y desventajas. Recuperado a partir de <https://eyng.pe/web/2021/04/13/hidrogeno-verde-costos-puntos-a-favor-y-desventajas/>

Fernández, M. y Del Valle, J. (2019). Cómo iniciarse en la investigación académica. Una guía práctica. Pontificia Universidad Católica del Perú.

Fernández, M; Urteaga, P. y Verona, A. (2015). Guía de investigación en Derecho. Pontificia Universidad Católica del Perú. Recuperado a partir de [http://cdn02.pucp.education/investigacion/2016/06/16192021/Guia-de-Investigacion-en-Derecho.pdf?fbclid=IwAR19W4a\\_ZPuLgkRSZMHW4rW7756mHap0SmQBI6mkWGkbq14GQykFz1pfhEg](http://cdn02.pucp.education/investigacion/2016/06/16192021/Guia-de-Investigacion-en-Derecho.pdf?fbclid=IwAR19W4a_ZPuLgkRSZMHW4rW7756mHap0SmQBI6mkWGkbq14GQykFz1pfhEg)

France 24. (2021). Noruega es el primer país del mundo en vender más de un 50% de coches eléctricos. Recuperado a partir de <https://www.france24.com/es/medio-ambiente/20210105-noruega-primer-pais-venta-coches-electricos>

Gamio, P. (2010). ¿Desarrollo sin Energías Renovables? Derecho y Sociedad, (35), 104 - 106. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13266>

Gamio, P. (2011). ¿Por qué Promover las Energías Renovables en el Perú? Derecho y Sociedad, (36), 40-44. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoysociedad/article/view/13208>

Gestión. (2020). Normas sobre movilidad eléctrica son insuficientes para impulsar el desarrollo de autos eléctricos, advierte gremio. Recuperado a partir de <https://gestion.pe/economia/normas-sobre-movilidad-electrica-son-insuficientes-para-impulsar-desarrollo-de-autos-electricos-advierte-gremio-nndc-noticia/>

Guardia, G. y Penny de Armero, I. (2014). Pensando en el futuro: regulación de las energías renovables no convencionales en el Perú. Advocatus, (030), 73-81. Recuperado a partir de <https://revistas.ulima.edu.pe/index.php/Advocatus/article/view/4272/4209>

Guzmán, N. (2013). Manual del Procedimiento Administrativo General, Lima, Perú: Instituto Pacífico.

Huapaya Tapia, R. (2015). Concepto y Régimen Jurídico del Servicio Público en el Ordenamiento Público Peruano. IUS ET VERITAS, 24(50), 368-397. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/iusetveritas/article/view/14827>

Hunt, S. (2002). *Making Competition Work in Electricity*, Nueva York, Estados Unidos de América: John Wiley y Son, Inc.

Iberdrola. (s/f). El hidrógeno verde: una alternativa para reducir las emisiones y cuidar nuestro planeta. Recuperado a partir de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde>

Jarufe, S. y Neira, S. (s/f). Smart Grid en Chile. Recuperado a partir de <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno14/smartgrid/chile.html>

Klauer, A. (2013). Crecimiento energético del Perú: antecedentes y perspectivas de un accidentado desarrollo. *Advocatus*, (28), 287-312. Recuperado a partir de <https://revistas.ulima.edu.pe/index.php/Advocatus/article/view/4207/4157>

López, M. y Parra, F. (2020). Día de la Eficiencia Energética: Así avanzan Chile y Perú en su transición a energías limpias. Lima: La Mula. Recuperado de <https://miltonlopeztarabochia.lamula.pe/2020/03/05/dia-de-la-eficiencia-energetica-asi-avanzan-chile-y-peru-en-su-transicion-a-energias-limpias/miltonlopeztarabochia/>

López, R. (2016). Apuntes Generales sobre Inversión privada en la Generación Eléctrica con Recursos Energéticos Renovables. *Revista de Derecho Administrativo*, (16), 253 - 263. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/16303/16714>

Mendoza, M. (2017). Marco Legal para el uso del Recurso Geotérmico para Generación Eléctrica. Recuperado a partir de [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/MARCO%20LEGAL%20PARA%20USO%20GENERACION%20ELECTRICA%20CON%20GEOTERMIA-%20M\\_MENDOZA-MINEM.pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/DGEE/SEMINARIOGEOTERMIA/MARCO%20LEGAL%20PARA%20USO%20GENERACION%20ELECTRICA%20CON%20GEOTERMIA-%20M_MENDOZA-MINEM.pdf)

MINTECO. (2018). Principales elementos del Acuerdo de París. Recuperado a partir de <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.aspx>

Miró Quesada, C. (2014). Panorama general del régimen legal de la generación eléctrica con recursos energéticos renovables. *Advocatus*, (030), 65-71. Recuperado a partir de <http://revistasnuevo.ulima.edu.pe/index.php/Advocatus/article/view/4273/4210>

Motor.es. (s/f). El coche eléctrico: definición y tipos. Recuperado a partir de <https://www.motor.es/que-es/coche-electrico>

Ojea, L. (2019). España, un caso de éxito en PPA: en solo dos años suman ya más de 4.000 MW contratados. España: El Periódico de la Energía. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/espana-un-caso-de-exito-en-ppas-en-solo-dos-anos-suman-ya-mas-de-4000-mw-contratados/>

Okumura, P. (2015). El mercado mayorista de electricidad en el Perú. *THEMIS-Revista de Derecho*, (68), 261-277. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/15598>

Ortega, E. (2018). Introduciendo la movilidad en el Perú: los autos eléctricos. ¿Estamos realmente preparados para este cambio? Recuperado a partir de <https://ius360.com/introduciendo-la-movilidad-electrica-en-el-peru-los-autos-electricos-estamos-realmente-preparados-para-este-cambio/>

OSINERGMIN. (2017). La industria de la energía renovable en el Perú: 10 años de contribuciones a la mitigación del cambio climático, Lima, Perú: OSINERGMIN. Recuperado a partir de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anios.pdf)

OSINERGMIN. (2019). Energías Renovables: experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética, Lima, Perú: OSINERGMIN. Recuperado a partir de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf)

OSINERGMIN. (2019). Reporte de Análisis Económico Sectorial Sector Electricidad. Resultados y avances de la primera Subasta RER Off – Grid de Sistemas Fotovoltaicos Autónomos en Perú. Año 7 – N° 12 – junio 2019. Recuperado a partir de <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1400547/RAES-Electricidad-A%C3%B1o%207-N%C2%B0%2012.pdf>

Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Centro de Colaboración de la Escuela de Frankfurt y BloombergNEF. (2020). *Global Trends In Renewable Energy Investment* 2020. Recuperado a partir de <https://www.smartgridsinfo.es/biblioteca/informe-tendencias-globales-inversion-energias-renovables-2020>

PrimeStone. (2020). Smart grid Colombia Visión 2030: La Ruta de la Transición hacia la Eficiencia Energética. Recuperado a partir de <https://primestone.com/smart-grid-colombia-vision-2030-la-ruta-de-transicion-hacia-la-eficiencia-energetica/>

ProActivo. (2021). Perú está apto para producir hidrógeno verde en escala de exportación (Exclusivo). Recuperado a partir de <https://proactivo.com.pe/peru-esta- apto-para-producir-hidrogeno-verde-en-escala-de-exportacion-exclusivo/>

PROJECT GAS. (2014). Uso del gas natural en la actualidad. Recuperado a partir de <https://sites.google.com/site/projectgas2014/4-1-2-5-aplicaciones-del-gas-natural-en-la-industria>

Rebaza, A. (1997). El control de adquisiciones y fusiones en la nueva ley antimonopolio del sector eléctrico: una raya más al tigre del intervencionismo. THEMIS Revista de Derecho, (36), 91-101. Recuperado a partir de <file:///C:/Users/Usuario/Downloads/Dialnet-ElControlDeAdquisicionesYFusionesEnLaNuevaLeyAntim-5109701.pdf>

Rollet, C. (2020). Los costes solares han caído un 82% desde 2010. Recuperado a partir de <https://www.pv-magazine-latam.com/2020/06/03/los-costes-solares-han-caido-un-82-desde-2010/>

Rubio, M., (2015). Para conocer la constitución de 1993, Lima, Perú: Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

Saldarriaga, J. (2021). “Vamos a refocalizarnos en grandes proyectos de energías renovables”. Lima: El Comercio.

Santa María, M. (2009). El Mercado de la Energía en Colombia: Características, Evolución e Impacto sobre otros Sectores. Los precios de la Electricidad en Colombia: ¿cuáles son los verdaderos problemas? FEDESARROLLO. Recuperado a partir de <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/171>

Shabanzadeh, M. (2013). What is the Smart Grid? Definitions, Perspectives and Ultimate Goals. Recuperado a partir de

<https://www.researchgate.net/publication/259981754> What is the Smart Grid Definitions Perspectives and Ultimate Goals

Singh, N. (2021). Congresistas debatirán nuevo proyecto de ley sobre renovables e hidrógeno verde en Perú. Recuperado a partir de <https://www.energiaestrategica.com/congresistas-debatiran-nuevo-proyecto-de-ley-sobre-renovables-e-hidrogeno-verde-en-peru/>

Soriano, G. (2020). Financiamiento de Generadoras Eléctricas de Energía Renovable en Perú. *Advocatus*, (036), 285-290. Recuperado a partir de <https://revistas.ulima.edu.pe/index.php/Advocatus/article/view/4759/4640>

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. (s/f). Potencia Instalada, Efectiva y Firme. Informe Quincenal de la SNMPE. Recuperado a partir de <http://www.exploradores.org.pe/pdf2.php?url=pdf/750/Informe-Quincenal-Elctrico-Potencia-instalada-efectiva-y-firme.pdf>

Trujillo, E. (2021). Noruega se convierte en el primer país en vender más vehículos eléctricos que de gasolina. Recuperado a partir de <https://www.motorpasion.com.mx/industria/noruega-primer-pais-vender-electricos-que-gasolina>

Unión Española Fotovoltaica. (2018). Los Acuerdos De Compraventa De Energía (Power Purchase Agreement - PPA). Recuperado a partir de [https://unef.es/wp-content/uploads/dlm\\_uploads/2018/03/unef--informe-ppas.pdf](https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/03/unef--informe-ppas.pdf)

Vásquez, A. (2012). Aspectos económicos de la implementación de redes inteligentes (smart grids) en el sector eléctrico peruano. Recuperado a partir de [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios Economicos/Documentos de Trabajo/Documento-Trabajo-38.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-38.pdf)

Vignolo, G. (2012). Recursos Energéticos Renovables: aproximaciones conceptuales y determinación de su necesidad de implementación en el Perú. *Revista de Derecho Administrativo*, (12), 165-174. Recuperado a partir de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13529>

