

**UNIVERSIDAD DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA – UTEC**

**Carrera de Ingeniería de la Energía**



# **ESTUDIO DEL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO**

Trabajo de investigación para obtener el grado de Bachiller en Ingeniería de la Energía

**Rasco Patricio Romero Cavero**

**Código 201510216**

**Asesores**

Julien Georges André Noel

David Vilca Tomaylla

Lima – Perú

Junio 2020

# TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
<b>RESUMEN .....</b>	<b>1</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
Alcance.....	4
Antecedentes .....	5
Justificación y motivación.....	7
Objetivo general.....	8
Objetivos específicos .....	8
<b>EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO.....</b>	<b>9</b>
1. Marco legal del sector eléctrico .....	10
2. Generación .....	14
2.1. Negocio de las generadoras.....	16
2.1.1. Margen operativo .....	16
2.1.2. Margen comercial.....	17
2.1.3. Ingresos por potencia .....	18
2.2. Tecnologías desarrolladas en el Perú .....	19
2.2.1. Centrales hidroeléctricas .....	20
2.2.2. Centrales termoeléctricas .....	20
2.2.3. Centrales eólicas.....	22
2.2.4. Centrales solares fotovoltaicas .....	22
2.3. Demanda eléctrica .....	23
2.4. Capacidad instalada.....	25
2.5. Margen de reserva y coyuntura de sobreoferta .....	27
2.6. Despacho eléctrico .....	30

3.	Transmisión.....	33
3.1.	Planificación de la transmisión .....	34
3.2.	Sistema Principal de Transmisión .....	35
3.3.	Sistema Secundario de Transmisión.....	36
3.4.	Sistema Garantizado de Transmisión.....	37
3.5.	Sistema Complementario de Transmisión.....	38
4.	Distribución.....	39
4.1.	Tarifas de distribución eléctrica .....	41
4.1.1.	Cálculo del VAD.....	41
4.1.1.1.	Cálculo del VAD preliminar .....	41
4.1.1.2.	Verificación de la Tasa Interna de Retorno .....	42
4.1.2.	VNR propuesto vs. VNR aprobado.....	44
4.1.3.	Actualización del VAD .....	45
	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>47</b>
	<b>REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>49</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 4.1.</b> VNR periodo 2018-2022 .....	44
<b>Tabla 4.2.</b> VAD periodo 2018-2022 .....	45
<b>Tabla 4.3.</b> Coeficientes de la FAVAD periodo 2018-2022 .....	46
<b>Tabla 4.4.</b> Valores base de la FAVAD periodo 2018-2022.....	46

## ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura I.</b> Estructura del Mercado Eléctrico Peruano .....	9
<b>Figura 2.1.</b> Máxima demanda eléctrica 2009-2018 .....	24
<b>Figura 2.2.</b> Aumento porcentual de la demanda eléctrica 2010-2018 .....	24
<b>Figura 2.3.</b> Variación porcentual del PBI 2009-2018.....	25
<b>Figura 2.4.</b> Potencia instalada vs. Potencia efectiva 2018.....	26
<b>Figura 2.5.</b> Evolución de la potencia efectiva 2016-2018 .....	26
<b>Figura 2.6.</b> Matriz energética 2018 .....	27
<b>Figura 2.7.</b> Margen de reserva considerando la potencia instalada .....	28
<b>Figura 2.8.</b> Margen de reserva considerando la potencia efectiva .....	28
<b>Figura 2.9.</b> Potencia efectiva con factor de planta vs. Demanda.....	30
<b>Figura 2.10.</b> Evolución del costo marginal (barra de referencia: Santa Rosa).....	32

## RESUMEN

En este trabajo de investigación se estudia el Mercado Eléctrico Peruano, sus características y sus principales actividades: la generación, la transmisión y la distribución eléctrica. Además, se describe el marco legal vigente a fin de facilitar la comprensión sobre el funcionamiento de las actividades correspondientes.

Se desarrolla el marco legal vigente, desde la reforma de 1992 a la fecha, destacando el aporte de la Ley de Concesiones Eléctricas al nuevo modelo económico que desde entonces ostenta el Mercado Eléctrico Peruano. Este incentivó la inversión privada en contraposición a la crisis económica precedente caracterizada por la promoción de estatizaciones.

En la actividad de generación, existe un margen de reserva de 87% en cuanto a potencia instalada y de 81% en cuanto a potencia efectiva al 2018. También se resalta la poca participación en la producción eléctrica de las centrales que utilizan recursos energéticos renovables, esta corresponde al 7.23% del total.

En la actividad de transmisión se resalta el cambio que se dio en la legislación a fin de promover la inversión privada en infraestructura.

En la actividad de distribución se muestra los pasos para calcular el Valor Agregado de distribución, que es el parámetro sobre el cual las distribuidoras obtienen ingresos de los usuarios.

Finalmente, este documento sirve para sentar las bases de futuras investigaciones relacionadas al desarrollo de las actividades del sector eléctrico peruano, ya que permite identificar las principales debilidades que muestra en la actualidad este mercado.

**Palabras clave:** COES, Economía, Energía, Generación Eléctrica, RER, SEIN, Mercado Eléctrico

## ABSTRACT

This research studies the Peruvian Electricity Market, its characteristics and its main activities: generation, transmission and distribution. In addition, the current legal framework is described in order to facilitate understanding of the operation of the corresponding activities.

The current legal framework is developed, from 1992 reform to date, highlighting the contribution of *Ley de Concesiones Eléctricas* to the new economic model that the Peruvian Electricity Market has held ever since. This encouraged private investments in contrast to the preceding economic crisis characterized by the promotion of nationalizations.

In the generation activity, there is a reserve margin of 87% in terms of installed power and 81% in terms of effective power as of 2018. The low participation in the electricity production of plants which use renewable energy resources is also highlighted. This corresponds to 7.23% of the total.

The transmission activity highlights the change of the legislation in order to promote the private investment in infrastructure.

The distribution activity shows the steps to calculate the *Valor Agregado de Distribución*, which is the parameter on which the distributors obtain income from the users.

Finally, this document serves to lay the foundations for future research related to the development of activities in the Peruvian Electricity Sector, since it allows identifying the main weaknesses that this market currently shows.

**Key words:** *COES, Economy, Energy, Electric Generation, RER, SEIN, Electricity Market*

## INTRODUCCIÓN

La escasa presencia de energías renovables no convencionales<sup>1</sup> en la matriz energética del Perú, que ascendió a 4.63% durante el 2018 [1], responde a lo difícil que puede llegar a ser la implementación de esta clase de proyectos debido a su viabilidad económica y comercial. Esta situación dificultará el planteamiento de soluciones para resolver los diferentes problemas que surjan en el sector eléctrico, en especial, los asociados a la demanda eléctrica, cuyos principales retos a afrontar son las posibles crisis de precios al 2022 y crisis de abastecimiento al 2028.

La coyuntura energética actual exhibe una sobreoferta de generación eficiente en el sector eléctrico [2]. Sin embargo, en el corto plazo, esta sobreoferta se verá afectada principalmente por el ingreso de nuevos proyectos mineros como Quellaveco, Mina Justa, Ariana, Relaves B2 San Rafael y Quecher Main, o por las ampliaciones de Toromocho y Toquepala [3], pudiendo generar una crisis de precios de energía.

Una opción para cubrir esta demanda es contar con centrales térmicas de gas natural, no obstante, estas dependen de la disponibilidad del gas de Camisea y de la infraestructura de transporte para el mismo (como la futura implementación del Gasoducto Sur Peruano), lo cual es incierto. Otra opción constituye el desarrollo de proyectos de generación hidroeléctrica; sin embargo, el tiempo promedio desde su concepción hasta su puesta en marcha en el Perú es de 9.8 años [4]. Por este motivo, es imprescindible el desarrollo de proyectos basados en energías renovables no convencionales que puedan ser ejecutados con celeridad y que sean sostenibles. Además, la diversificación de la matriz energética aumenta la confiabilidad del sistema y se refuerzan los nodos energéticos del norte y del sur, en donde este tipo de energías se encuentran presentes.

Dentro de las energías renovables, una fuente que está empezando a ser observada y explotada en nuestro territorio, específicamente en la costa sur del Perú, es la energía solar.

---

<sup>1</sup> No se consideran las centrales hidroeléctricas cuya potencia instalada es menor a 20 MW.



Sin embargo, las centrales existentes y los proyectos que se vienen desarrollando están enfocados en la utilización de la tecnología fotovoltaica [5], la cual es insuficiente debido que solo permite la generación de energía durante el día, es decir, en horas fuera de punta.

En contraste, existe una tecnología solar que sí tiene la capacidad de responder en horas punta, que es la tecnología termosolar [6]. Esta tecnología se basa en la concentración de la radiación proveniente del sol a fin de producir aire caliente o vapor, para así poder mover una turbina y generar energía eléctrica.

En la presente investigación se estudia el Mercado Eléctrico Peruano a fin de sentar las bases para analizar el impacto económico del desarrollo de proyectos termosolares en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante, SEIN) desde el año 2020 al año 2030, lo que permitiría evitar la crisis de precios en el sector eléctrico y diversificar la matriz energética.

Para ello se recopiló información de entidades del sector como el Ministerio de Energía y Minas (en adelante, MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante, Osinergmin), Proinversión y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante, COES).

## **Alcance**

Esta investigación abarca el desarrollo conceptual de las tres actividades que conforman la cadena de valor en el sector eléctrico: la generación, la transmisión y la distribución.

Para contextualizar estas actividades, se explica de manera preliminar el marco legal asociado al sector eléctrico peruano desde la creación de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante, LCE).

En la actividad de generación, se parte por una descripción que permite conocer el desarrollo del mercado y cómo es que funciona este negocio. Luego se presenta las tecnologías que se vienen usando en el Perú (la hidroeléctrica, la térmica, la solar fotovoltaica

y la eólica). Después, se muestra la oferta y la demanda del sector y el margen de reserva y su histórico. También se explica cómo es que se realiza el despacho eléctrico.

En la actividad de transmisión, se consideró estudiar solo los sistemas de transmisión los costos asociados a los peajes de transmisión.

Finalmente, en la actividad de distribución se consideró solo el método para la determinación de la tarifas de distribución eléctrica.

Este estudio no ha contemplado los planes de inversión ni en transmisión ni en distribución ya existentes. Tampoco se profundiza en la comercialización eléctrica ni los problemas de sobrecontratación que existen en el Mercado Eléctrico Peruano.

## **Antecedentes**

En el Perú, las actividades que componen la industria eléctrica son la generación, la transmisión y la distribución. En este modelo, dichas actividades poseen diferentes características que sostienen el correcto funcionamiento del mismo. En primer lugar, la actividad de generación está caracterizada por la libre competencia entre las empresas dedicadas a este rubro (en adelante, generadoras). En segundo lugar, la actividad de transmisión cuenta con una regulación del tipo monopolio que incluye la obligación de otorgar acceso abierto a terceros. Finalmente, la actividad de distribución se caracteriza por otorgar a las empresas dedicadas a este rubro (en adelante, distribuidoras) monopolios locales que permitan abastecer de electricidad a los usuarios finales, también están a cargo de la comercialización minorista [7].

Una particularidad de las generadoras es que pueden vender su producción excedente o cubrir sus déficits en el Mercado de Corto Plazo. Esto se da porque las generadoras pueden producir más o menos energía que la contratada por sus clientes debido a su capacidad instalada. Este mercado es ampliamente conocido como “Mercado Spot” [8].

Debido a que la cantidad de energía producida debe coincidir con la cantidad de energía demandada en todo momento (esto responde a la falta de tecnologías que permitan

almacenar la energía a un costo razonable [9]), existe un operador que se encarga de determinar el orden de despacho de las plantas de generación eléctrica. Esta función de administración en tiempo real del SEIN está asignada al COES [7]. Este organismo también se encarga de ordenar las transferencias de potencia y energía asociadas al Mercado Spot [8]. Las funciones mencionadas son indispensables a fin de equilibrar la producción resultante del despacho programado para que las generadoras puedan cumplir con los compromisos contractuales asumidos entre ellas y con sus clientes.

Por otro lado, en el Perú existe actualmente una coyuntura de sobreoferta de generación eficiente, que se define como la generación proveída por las centrales cuyas fuentes energéticas no son carbón, diésel o residual [10]. Esto trae como consecuencia precios muy bajos a nivel de Mercado Spot. En el caso de diciembre de 2018, se registró un valor de costo marginal de energía de 8.98 USD/MWh en promedio [11]. Esta coyuntura ha generado mucha especulación en el sector, debido a que no se sabe a ciencia cierta cuándo se terminará esta sobreoferta. Sin embargo, si se destraban los proyectos mineros que se encuentran actualmente en cartera, se dilucidará el horizonte del sector.

Según el Informe Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN (Periodo 2021-2030), la demanda proyectada al 2030 indica que se incrementará por encima de los 12 MW en potencia [12]. Además, se espera una tasa de crecimiento promedio de la máxima demanda de energía de 6.4% para el 2024 [12]. De igual manera, se estima un crecimiento promedio anual de 500 MW de la máxima demanda tomando en consideración un escenario de crecimiento medio [12]. La demanda proyectada del SEIN en este informe es mayor a la demanda análoga proyectada en el Plan de Transmisión 2019-2028 [12], [13], lo que denota que el crecimiento está siendo superior a lo que viene esperando el COES.

En adición, el Estudio NUMES, realizado en el 2012, indica que los principales desafíos energéticos del Perú, entre otros, son la planificación integral del sector, el perfeccionamiento del marco regulatorio, la diversificación de la estructura de generación y contribución de diferentes fuentes de energía primaria, el desarrollo integrado de fuentes energéticas y de la infraestructura de transmisión y la profundización en el conocimiento del potencial de Recursos Energéticos Renovables (en adelante, RER) más promisorios y

facilitar el acceso a la información para los interesados [14]. Las proyecciones que realiza el COES contemplan estos lineamientos, que han sido adoptados por el MINEM.

Otro informe que predice el comportamiento del crecimiento de la demanda es el Plan Energético Nacional 2014-2025. Este indica que, entre los años mencionados, la demanda crecerá a un ritmo de 5.7% anual [15], sin considerar la desaceleración de la economía peruana. Este número es muy similar al crecimiento real promedio de la demanda en los últimos 10 años (6.2% anual) [16].

## **Justificación y motivación**

En el Perú, el acceso a la energía eléctrica a un precio razonable es fundamental para el desarrollo de cualquier actividad, ya sea personal o institucional. Por esto, el Estado peruano se encarga de la planificación del sector a través del MINEM y, a partir de este, provee soluciones ante las diferentes problemáticas que se presentan.

Según estudios realizados, que toman como base la información brindada por el COES [17], en el corto plazo, específicamente en el 2022, dejará de existir la denominada “generación eficiente”, que se define como la generación provista por las centrales cuyas fuentes energéticas no son carbón, diésel o residual [10]. El ingreso de la energía producida por estas centrales en el SEIN conllevaría al aumento del costo marginal, según el COES, hasta los 150 USD/MWh [18], lo que conducirá a una crisis de precios en el sector eléctrico que afectará directamente a todo el país.

Como consecuencia de la crisis de precios [17] y ante la posible inacción de las autoridades pertinentes, se podría generar una crisis de abastecimiento del servicio eléctrico en el 2028. Ante esta situación, surge la necesidad de buscar otras fuentes de generación que permitan abastecer la demanda eléctrica, ampliando el horizonte hacia los recursos que no se están explotando de forma masiva en la actualidad. Entre ellos, se encuentra la energía solar, cuyo potencial en la costa sur del Perú alcanza los 6.5 kWh/m<sup>2</sup> como promedio anual [19].

En ese sentido, la presente investigación se centra en estudiar el Mercado Eléctrico Peruano a fin de utilizarlo, a futuro, como pilar fundamental en el análisis del posible ingreso de centrales termosolares en el SEIN como solución a la crisis de precios [17].

## **Objetivo general**

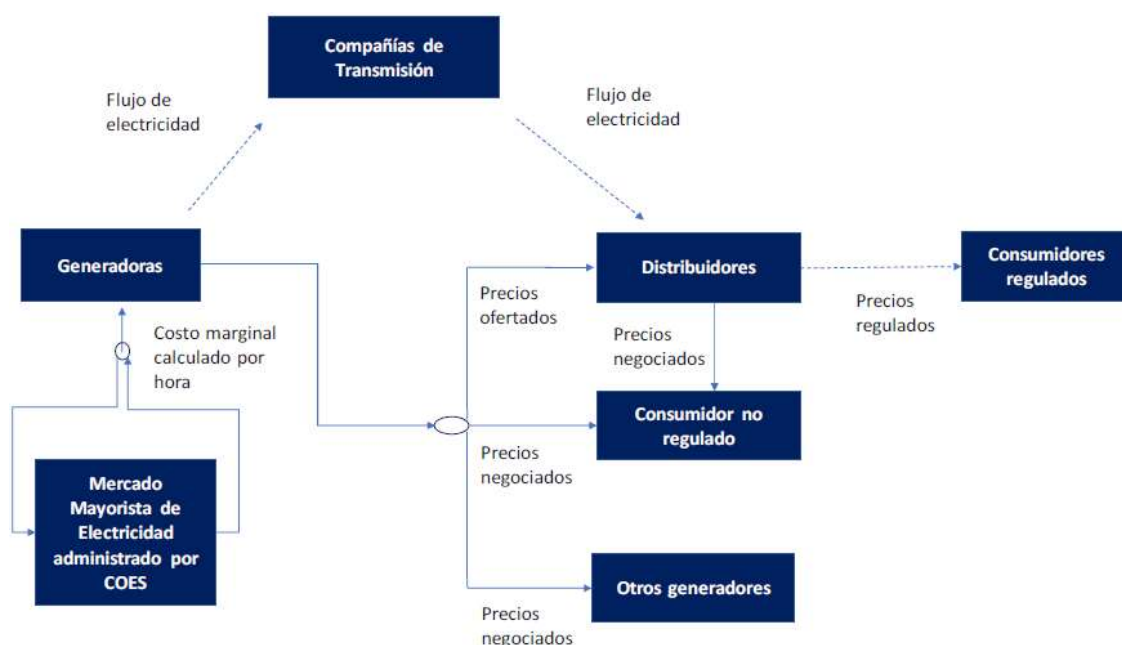
Estudiar el Mercado Eléctrico Peruano.

## **Objetivos específicos**

- Explicar el marco legal asociado al sector eléctrico peruano.
- Describir las actividades que conforman la cadena de valor del sector energía.
- Estudiar las principales fortalezas y debilidades del Mercado Eléctrico Peruano.

# EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO

El Mercado Eléctrico Peruano es una institución muy particular, cuya organización exige que siempre permanezca en equilibrio debido a su naturaleza. Este es capaz de hacer coincidir la oferta y la demanda eléctrica de manera instantánea por su incapacidad de almacenar energía. Además, posee una cadena de abastecimiento en la cual sería catastrófica una falla. En la Figura se muestra la estructura del mercado:



**Figura I.** Estructura del Mercado Eléctrico Peruano

Fuente: Equilibrium. Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación [20]

Por otro lado, este mercado posee una alta confiabilidad. Esto se debe a que existe un margen de reserva<sup>2</sup> que permite atender la demanda en circunstancias críticas para el sistema; así, se garantiza la continuidad del servicio eléctrico. Para esto, se planifica las redes de transmisión de tal manera que las líneas de alta tensión puedan soportar la cantidad de energía generada y, así, evitar su congestión.

<sup>2</sup> **Margen de reserva:** Representa la diferencia que existe entre la demanda máxima de un sistema eléctrico producto de la simultaneidad de consumos y la capacidad de generación del parque generador [36].

Para entender el Mercado Eléctrico Peruano, esta investigación se enfoca en explicar las tres actividades que conforman la cadena de valor del sector energético: la generación, la transmisión y la distribución eléctrica. Previo a esto, se define el marco legal vigente.

## **1. Marco legal del sector eléctrico**

Luego del autogolpe de Estado del presidente Alberto Fujimori, entre otras reformas, se estableció un nuevo marco legal y regulatorio para el sector energético a través del Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas, cuya fecha de aprobación corresponde al 19 de noviembre de 1992 [7]. Esta norma cambió completamente el modelo que imperaba, eliminando el esquema de monopolio verticalmente integrado con Electroperú que, siendo una empresa estatal, se encargaba de administrar toda la cadena de valor del sector eléctrico [21]. Esta transformación, inspirada en la reforma eléctrica chilena de 1982 [22], se dio en el marco del paquete de reformas propuesto por el gobierno debido al caos económico de la época.

Como consecuencia de las medidas tomadas, el sector público se concentró en la regulación y supervisión de los agentes privados, quienes pasaron a ser los actores principales de la industria. Para esto, se estableció un programa de privatización cuya finalidad era transferir la propiedad de las empresas públicas al sector privado [23]. Sin embargo, esto no se pudo implementar del todo ya que, a la fecha, el Estado mantiene una presencia importante en el mercado eléctrico, especialmente en los sectores de generación y distribución [20].

La LCE dio paso a la creación del organismo regulador del sector eléctrico: el Osinergmin [7]. Este tiene a su cargo diferentes responsabilidades, entre las más importantes están la fijación de tarifas y la fiscalización del cumplimiento de las normas del sector energético.

A partir de este nuevo modelo, tanto el Estado como el sector privado se vieron beneficiados a través de la promoción de la inversión. Con estas regulaciones, se permitió a los inversionistas operar en cualquiera de las tres actividades de la cadena de valor del sector

eléctrico mediante concesiones y permisos otorgados por el MINEM. En razón de los nuevos lineamientos, el Estado también se vio obligado a establecer nuevas metodologías que permitieran establecer tarifas, adjudicar concesiones y garantizar la responsabilidad de los operadores [24].

También, se implementó un reglamento [24] para la remuneración de los llamados “monopolios naturales” (transmisión y distribución) en base a los costos promedio eficientes. Para regular las tarifas de generación que devinieran en la provisión del servicio público de electricidad, que constituye el suministro a los usuarios regulados, se estableció tomar como base los costos marginales del sistema. Para la red de transmisión, se decidió regular las tarifas a partir de un procedimiento basado en el costo económico que se calcularía año tras año. Además, se creó el Mercado Spot para compensar a las generadoras debido a sus producciones efectivas, donde las transferencias de energía se valoran en costos marginales que varían cada quince minutos. Para la administración del Mercado Spot, la LCE [7] dispuso la creación del COES. Esto permitió empoderar a los agentes privados generando así mayor confianza para las inversiones en el sector.

Luego de casi catorce años, en el gobierno del presidente Alejandro Toledo, se aprobó una modificación regulatoria que constituía el siguiente eslabón en la reforma eléctrica peruana: la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante, LGE), promulgada el 21 de julio de 2006 mediante la Ley N° 28832 [10]. En el desarrollo de esta reforma participaron muy de cerca el sector privado y el Estado a fin de garantizar la amplia discusión del dictamen y que este sea beneficioso para los involucrados.

La LGE [10] trajo consigo la instauración de un esquema de licitaciones para que las distribuidoras pudieran contratar potencia y energía a fin de atender su mercado regulado, las cuales devendrían en contratos de suministro de energía (en adelante, *PPA*, por sus siglas en inglés) de largo plazo con precios firmes. De esta manera, estos precios resultarían de la competencia en el mercado y no de un procedimiento tarifario que pudiera establecer el Osinergmin. Esto permitió suprimir la incertidumbre asociada a la regulación de tarifas.



Otra de las reformas más importantes que resultó de la LGE fue la implementación de un esquema de subastas que permitieran la adjudicación de proyectos bajo la modalidad de contratos *Build, Own, Operate and Transfer* (en adelante, *BOOT*) [21], estos permiten asegurar una remuneración constante y predecible a los propietarios, lo que genera certidumbre respecto de la recuperación del capital invertido en un plazo determinado.

Además, la LGE modificó la clasificación de las líneas de transmisión, haciéndolas pasar de Sistema Principal de Transmisión (en adelante, SPT) y Sistema Secundario de Transmisión (en adelante, SST) a Sistema Garantizado de Transmisión (en adelante, SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (en adelante, SCT), respectivamente [10]. Las nuevas instalaciones se sujetarían al nuevo esquema regulatorio, mientras que las antiguas mantendrían su denominación y se le aplicarían normas diferenciadas.

Asimismo, la LGE introdujo reformas en la organización del COES, designándolo como el planificador de la transmisión y el responsable de elaborar un plan y actualizarlo bianualmente [10]. Este plan deber ser aprobado por el MINEM con la opinión favorable del Osinergmin. Luego de ser aprobado, la aplicación de este plan es de cumplimiento obligatorio, por lo que los nuevos proyectos establecidos en este deberán pasar un proceso de licitación pública para su desarrollo.

Además de la LCE y la LGE, se han dictaminado otras regulaciones a través de los dispositivos gubernamentales correspondientes que han permitido que el modelo que se conoce actualmente siga evolucionando. Estas normativas han permitido que el modelo se adecúe a las exigencias del mercado.

En el gobierno del presidente Alan García, se aprobó el Decreto de Urgencia N° 049-2008 [25], donde se establece que los costos marginales debían ser calculados por el COES de manera ideal (no se considera la existencia de restricciones ni en el suministro ni en el transporte del gas natural). Además, este decreto dispuso que los costos marginales estarían sujetos a un precio máximo. La norma, preliminarmente, debió mantener su vigencia solo hasta el 31 de diciembre de 2011; sin embargo, su vigencia se modificó en sendas ocasiones, quedando sin efecto finalmente el 1 de octubre de 2017.

Otra reforma importante devino de la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002, cuyo fin era promover la inversión en generación eléctrica a partir de RER [26]. Esta norma ha permitido el desarrollo de proyectos privados de generación eléctrica a través de subastas públicas que garantizan sus ingresos.

El Decreto Legislativo N° 1041 [27] también constituyó un cambio relevante en la normativa eléctrica peruana, pues establecía la modificatoria de varios artículos de la LCE, de la LGE y de la Ley General de Electrificación Rural. Además, el decreto creó una compensación adicional por seguridad de suministro para las generadoras que operan con gas natural y tengan equipos o instalaciones que permitan la operación de su central con otro combustible de forma alternativa. Esta compensación es utilizada para remunerar la operación de varias centrales de reserva fría licitadas por el Estado.

Otra medida adoptada por el presidente García fue el Decreto de Urgencia N° 032-2010 [28], que establecía medidas para acelerar la inversión y facilitar el financiamiento para la ejecución de proyectos en el sector eléctrico. Debido a esta disposición, el Estado pudo licitar tres proyectos de generación hidroeléctrica (Cheves, Chaglla y Cerro del Águila) [29] que ayudaron a ampliar la oferta de generación eficiente al inicio de sus operaciones.

En el gobierno del presidente Ollanta Humala, se promulgó la Ley N° 29970: Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país [30]. Mediante esta, el Estado declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética tomando al gas como fuente de energía principal para el suministro de los proyectos a desarrollarse. Esta ley permitió la realización de dos nuevas centrales de generación térmica: Puerto Bravo e Ilo IV [31].

Para efectos de seguir mejorando el marco regulatorio, se aprobó el Decreto Legislativo N° 1221 [32], que cambió varios artículos de la LCE afectando directamente a la distribución eléctrica. Este decreto buscaba disminuir la discrecionalidad del Osinergmin en materia tarifaria.

Uno de los componentes relevantes más recientes del marco legal del sector eléctrico es el Decreto Supremo N° 026-2016-EM [33], que, entre otras cosas, dispuso nuevas reglas para que las distribuidoras y los usuarios libres puedan participar en el Mercado Spot. Es importante resaltar que, en el gobierno del presidente Pedro Pablo Kuczynski, se determinó, mediante el Decreto Supremo N° 033-2017-EM [34], que el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad entrara en vigencia el 1 de enero de 2018.

## **2. Generación**

La generación eléctrica, en el Perú, es una actividad que involucra la producción y comercialización de la electricidad. Es un segmento donde las empresas, tanto públicas como privadas, compiten entre sí poniendo a disposición del SEIN la capacidad de sus instalaciones y su producción cuando la demanda así lo exija. Las centrales generan energía utilizando distintos recursos que, a su vez, pueden ser explotados usando diferentes tecnologías.

En la actualidad, existen restricciones técnicas que impiden que se pueda almacenar energía eléctrica a un costo razonable y competitivo para el mercado [9]. Por lo tanto, el sistema está estructurado de tal manera que la producción de energía eléctrica coincide en todo momento y lugar con el consumo (la oferta es igual a la demanda), por lo que se convierte en un mercado muy particular.

Debido a esta particularidad, se justifica la existencia del COES, que programa el despacho de las generadoras para que se cumpla con los requisitos del sistema. Para esto, el COES asigna el orden de despacho según sus costos variables (costos de operación), de tal manera que la central eléctrica cuyos costos variables sean los más bajos será la primera en despachar su producción, la central eléctrica cuyos costos variables sean los segundos más bajos será la segunda y así sucesivamente [8]. De acuerdo a esto, existe una central cuyos costos variables serán los más caros en un momento dado, esta es la que se toma como referencia para determinar el costo marginal del sistema, y se actualiza cada quince minutos debido a la variabilidad característica del mercado [8].

La metodología de despacho está basada en criterios de mínimo costo, por lo que no prevé los compromisos contractuales establecidos entre las generadoras y sus clientes. El marco normativo vigente en el Perú dispone que, con una periodicidad mensual, se ejecuten transferencias económicas entre las generadoras. Estas están asociadas a la energía comercializada en el sistema y tienen el fin de liquidar los descálces entre la valorización de la energía que cada generadora entrega al SEIN y la valorización de la energía que un agente haya retirado para atender la demanda de sus clientes en un momento dado [35]. Este efecto es causado debido al despacho programado por el COES. Como se puede observar, el COES no toma en cuenta la procedencia de la energía al momento del despacho, pues lo más importante es atender la demanda en ese instante; no obstante, se debe compensar económicamente la energía extraída del sistema. Es así que las generadoras participan del mercado asumiendo “entregas”, que son la valorización de sus inyecciones al SEIN, y retiros, que son la valorización de los consumos de sus clientes [35]. Los costos marginales que se usa para esos propósitos corresponden a los que el COES determina cada quince minutos.

Sin embargo, el negocio de las generadoras va más allá del Mercado Spot, puesto que estas también generan ingresos a partir de las condiciones preestablecidas en los *PPA* suscritos con sus clientes. Estas transacciones entre las generadoras y sus clientes dan origen al denominado “Mercado de Contratos” [8].

Así como existen transferencias económicas tanto en el Mercado Spot como en el Mercado de Contratos respecto de la energía, también las hay respecto de la potencia [35]. El pago por potencia se da en el marco de la existencia de un criterio en la programación del despacho. Debido a que la oferta y la demanda deben coincidir, es evidente que el COES deberá prescindir de la operación de una o más centrales en un instante determinado (asumiendo una coyuntura de sobreoferta). Si bien no inyectan energía a la red, la presencia de estas centrales es fundamental dentro del sistema debido a que constituyen la reserva de este [36]. La existencia de estas centrales garantiza la capacidad del sistema de responder ante la demanda en cualquier instante.

Debido a esto último, es imprescindible contar con un servicio de potencia que no remunere la producción efectiva de las centrales eléctricas, sino el hecho de que estén disponibles para ser operadas cuando la demanda así lo exija. Este concepto, al no estar vinculado a la producción, busca remunerar los costos fijos, que principalmente están asociados a los costos de inversión [36]. Para esto, en el COES existen transferencias de potencia en las que las generadoras también asumen entregas y retiros [35]. Las entregas corresponden a la potencia o capacidad que una generadora pone a disposición del sistema, mientras que los retiros se asocian a los consumos de los clientes de una generadora en el instante de máxima demanda mensual del sistema. El precio que se utiliza en esta clase de transacciones corresponde al costo marginal de potencia<sup>3</sup>, y está dado por el precio en barra<sup>4</sup> que regula el Osinergmin.

Las generadoras (en el Mercado de Contratos) también facturan a sus clientes los consumos registrados por el concepto de potencia. Es usual que el consumo que se facture esté dado por la máxima demanda coincidente del cliente, es decir, el consumo registrado durante los quince minutos de demanda máxima mensual del sistema [35].

## **2.1. Negocio de las generadoras**

Para fines prácticos, se puede establecer que el negocio de las generadoras se da alrededor de dos actividades: la producción y la comercialización de la electricidad. Bajo este marco, para determinar los resultados de un ejercicio en curso se puede recurrir a tres conceptos fundamentales: margen operativo, margen comercial e ingresos por potencia.

### **2.1.1. Margen operativo**

El margen operativo hace referencia al ingreso que poseen las generadoras por concepto de operar y producir la energía eléctrica. Esto ocurre porque, en el momento en que una unidad de generación entrega su producción al SEIN, incurre en costos variables o de

---

<sup>3</sup> **Costo marginal de potencia:** Costo de instalar una unidad adicional de capacidad de la tecnología más barata en inversión unitaria.

<sup>4</sup> **Precio en barra:** Es el precio asociado a un lugar físico específico donde se pueda realizar una entrega de energía y potencia.

operación. De esto, se observa que los egresos asumidos por las generadoras están asociados al volumen de la energía producida que se está inyectando al sistema.

No obstante, esta producción es remunerada según el costo marginal que se esté aplicando en el momento de la entrega. Debido a que el costo marginal es igual al costo variable de la última unidad de generación en operar en un instante dado, el costo marginal siempre será mayor o igual que los costos variables o de operación de cualquier unidad de generación activa en el instante señalado. Esto se traduce en un ingreso para la generadora.

Se establece el margen operativo de la siguiente manera:

$$\text{Margen operativo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} \quad (1)$$

### 2.1.2. Margen comercial

Las generadoras, además de rentabilizar sus inyecciones de energía a la red cuando el COES lo requiere, también tienen la potestad de celebrar contratos con sus clientes que les permita conseguir ganancias por otros conceptos [8].

Lo que ocurre en este acápite del negocio es que las generadoras tienen la libertad de comprar energía en el Mercado Spot, valorizada en el costo marginal, para luego vendérsela a sus clientes, aplicando el precio que los *PPA* indiquen, generando así un margen comercial.

Cabe resaltar que los volúmenes de energía que se consideran para definir los egresos e ingresos de las generadoras normalmente son los mismos, salvo en situaciones excepcionales, como en los casos en los que se establecen cláusulas *take or pay*<sup>5</sup> de energía en los *PPA*.

Se establece el margen comercial de la siguiente manera:

$$\text{Margen comercial} = \text{Consumo} \times (\text{Precio } PPA - \text{Costo marginal}) \quad (2)$$

---

<sup>5</sup> **Take or pay:** Modelo de contrato en el cual el comprador está obligado a pagar así utilice o no el producto o servicio convenido.

### 2.1.3. Ingresos por potencia

Por el simple hecho de poner a disposición del COES la capacidad de sus unidades de generación, las generadoras pueden recibir ingresos por potencia [36]. Las centrales que se benefician por este ingreso son aquellas que, en teoría, habrían atendido la demanda máxima mensual del SEIN, más aquellas que conforman el margen de reserva.

Esta remuneración por potencia se efectúa en función a la potencia firme<sup>6</sup> de las centrales. El pago que las generadoras pueden recibir por este concepto viene dado por su potencia firme valorizada al precio en barra de potencia, al que se le multiplica un factor de reajuste que toma en consideración el margen de reserva.

La fórmula establecida para otorgar potencia firme a las centrales eólicas, solares y mareomotrices en el Perú es la siguiente [37]:

$$\text{Potencia firme}_{\text{central "i"}} = \frac{\sum_1^h \text{EG}}{h} \quad (3)$$

Donde:

- EG: Producción de energía activa de la central “i” durante las horas punta del sistema de los últimos 36 meses (periodo de evaluación). En caso de no disponerse de esta serie, corresponderá considerar el periodo que comprende desde la fecha de POC<sup>7</sup> hasta el mes de evaluación de la potencia firme de la central “i”.
- h: Número total de horas punta del sistema que corresponden al periodo de evaluación del EG.

---

<sup>6</sup> **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 95%. En el caso de las centrales termoeléctricas, la potencia firme debe considerar los factores de indisponibilidad programada y fortuita [7].

<sup>7</sup> **POC:** Puesta en operación comercial.

La ecuación (3) se aprobó en agosto de 2019. Antes de esto, la potencia firme correspondiente a las centrales en cuestión era cero.

En ocasiones, se dan casos en los que las generadoras obtienen ingresos o egresos por potencia asociados a la comercialización con sus clientes. Esto se debe a que las generadoras, al momento de suscribir un *PPA*, asumen egresos a nivel de transferencias del COES para atender la demanda de sus clientes, pero perciben ingresos debido a los pagos recibidos por estos [36]. En muchos casos, estos ingresos y egresos suman cero, esto porque los volúmenes y precios que se aplican a ambas transacciones son los mismos, ya que los consumos de los clientes coinciden con el instante de demanda máxima mensual del sistema (a esto se le conoce como demanda coincidente) por la tarifa en barra. Para que esto no ocurra, se tiene los siguientes casos:

- Que el cliente haya contratado la potencia bajo una modalidad firme o *take or pay*.
- Que el precio acordado mediante el *PPA* sea distinto al precio en barra.

En ambas circunstancias, las generadoras podrían percibir ingresos o egresos por potencia asociados a la comercialización contractual con sus clientes.

Partiendo de estas consideraciones, se establece los ingresos por potencia de la siguiente manera:

$$\text{Ingresos por potencia} = \text{Pagos por potencia firme} + \text{Saldos } PPA \quad (4)$$

Cabe resaltar que los saldos obtenidos en virtud de un *PPA* pueden ser positivos o negativos.

## 2.2. Tecnologías desarrolladas en el Perú

La disponibilidad de las diferentes fuentes de energía con las que cuenta el Perú permite que tenga la oportunidad de promover distintos proyectos de inversión en la materia. Sin embargo, en la actualidad no se explotan todos los recursos naturales existentes para la generación de energía eléctrica tales como la energía geotérmica o la energía mareomotriz.



El Perú cuenta con centrales hidroeléctricas, centrales térmicas, centrales eólicas y centrales solares [38]. Los detalles de estas se especifican a continuación:

### **2.2.1. Centrales hidroeléctricas**

En el Perú, se ha desarrollado dos tipos de centrales hidroeléctricas: de embalse y de pasada.

La de embalse consiste en almacenar el agua de forma artificial con la ayuda de una represa, o de forma natural (lagos). Estos reservorios permiten que el agua alcance la altura necesaria para que, al dejar caer el agua, se dé la transformación de energía potencial gravitatoria en energía cinética. Luego, las turbinas se accionan con el paso del fluido, lo que permite transformar esta energía mecánica en energía eléctrica. Finalmente, el agua retorna su cauce para continuar con su camino. Entre las más importantes están la C. H.<sup>8</sup> Santiago Antúnez de Mayolo y la C. H. Cerro del Águila [38].

Por otro lado, la tecnología de las centrales de pasada consiste en aprovechar la caída del agua proveniente de los ríos sin la necesidad de almacenarla como en el caso anterior. En primer lugar, el agua proveniente de los ríos es desviada de su cauce de tal manera que sea conducida hasta la casa de máquinas. Después, se aprovecha directamente su fuerza motriz para hacer girar las turbinas y generar energía eléctrica. Finalmente, se retorna el agua al río para que continúe con su recorrido natural. Entre las más importantes están la C. H. Huanza y la C. H. Quitaracsa [39].

### **2.2.2. Centrales termoeléctricas**

Este tipo de centrales se caracteriza por utilizar diferentes fuentes como combustible, entre estas: gas natural, diésel, residual, carbón, biogás y bagazo [38].

El principio de funcionamiento consiste en la transformación de energía calorífica en electricidad. Para esto, se quema el combustible en cuestión para dar paso al calentamiento del agua que es bombeada hacia un sistema de tuberías. Esta agua se transforma en vapor

---

<sup>8</sup> C. H.: Central hidroeléctrica.

hasta que su temperatura y presión alcance valores predefinidos. Finalmente, este vapor sobrecalentado es liberado hasta una turbina, que está conectada solidariamente a un alternador que produce energía eléctrica [40].

Entre las centrales termoeléctricas de gas natural, existen las de ciclo simple y las de ciclo combinado. En las centrales de ciclo combinado, se mezcla el gas natural con aire a presión para provocar su combustión, de esta manera, hace girar una turbina de gas. Luego, se aprovecha el calor repitiendo el proceso del párrafo anterior. Entre las centrales térmicas más importantes se encuentran la C. T.<sup>9</sup> Chilca I y la C. T. Kallpa [38]. Actualmente, la legislación permite que estas centrales declaren costos variables muy por debajo de los reales.

Entre las centrales termoeléctricas a diésel destacan la C. T. Puerto Bravo y la C. T. Nepi [38]. El costo variable de estas depende en gran medida del precio internacional del petróleo, que es uno de los *commodities* más importantes del mundo. Su volubilidad no permite establecer un monto fijo aproximado, pero sí se puede decir que es considerablemente más caro que el gas natural si las generadoras que usan este combustible declararan sus valores reales.

Entre las centrales termoeléctricas de combustible residual destacan la C. T. Emergencia Trujillo y la C. T. Yarinacocha [38]. Estas, al igual que las de diésel, poseen costos variables altos y dependen del precio internacional del petróleo.

Existe una central termoeléctrica a carbón en el SEIN, esta es Ilo 2. Esta tuvo un costo variable de 45.88 USD/MWh a diciembre de 2018 [38].

Entre las centrales termoeléctricas a biogás están la C. T. B.<sup>10</sup> Huaycoloro y la C. T. La Gringa V [38]. Al ser la biomasa una fuente de energía renovable, el costo variable de este tipo de centrales es cero.

---

<sup>9</sup> C. T.: Central termoeléctrica.

<sup>10</sup> C. T. B.: Central termoeléctrica de biomasa.

Existen dos centrales termoeléctricas a bagazo, estas son la C. T. Paramonga y la C. T. Maple Etanol [38]. Estas, por su condición de renovables, tampoco tienen costos variables.

### 2.2.3. Centrales eólicas

Las centrales eólicas aprovechan el viento para generar energía eléctrica. Para lograr esto, se colocan turbinas (que, como en los funcionamientos de las centrales precedentes, son conectadas a un alternador para la generación de electricidad) llamadas aerogeneradores a una altura conveniente que responde a un estudio realizado para cada lugar en el que se desee instalar una central de este tipo.

El Perú posee un alto potencial eólico, este asciende a alrededor de 28.4 GW [41]. Este está concentrado en la costa del país y es allí donde se han desarrollado los cinco proyectos que operan hoy en día. Las más importantes son la C. E.<sup>11</sup> Wayra I y la C. E. Tres Hermanas [38].

Esta clase de centrales tuvieron un factor de planta<sup>12</sup> de 0.47 en promedio durante el 2018 [38].

### 2.2.4. Centrales solares fotovoltaicas

En la actualidad, para la generación eléctrica que utiliza como recurso la energía del sol, en el Perú solo se ha considerado la implementación de centrales solares fotovoltaicas, las cuales funcionan de la siguiente manera: en primer lugar, la luz solar incide en una célula fotovoltaica; luego, a raíz del impacto de los fotones sobre la célula, se producen reacciones químicas que finalmente producen una diferencia de potencial, lo que da paso a la generación de energía eléctrica; ya que esta es producida por una reacción química, la cantidad de voltaje de una sola célula es muy baja, por lo que se procede a conectar células en serie para obtener una mayor voltaje; la corriente obtenida es continua, por lo que, para ser inyectada al SEIN,

---

<sup>11</sup> C. E.: Central eólica.

<sup>12</sup> **Factor de planta:** Es el cociente entre la energía producida por una central eléctrica y la energía que hubiera producido la misma central operando a plena carga.

esta se convierte en alterna con la ayuda de un inversor; una vez invertida la corriente, se sigue el proceso de cualquier otro tipo de central eléctrica para llegar al usuario final.

El principal inconveniente con este tipo de centrales es que no atiende la demanda en horas punta, lo que constituye una limitación muy importante en comparación con otras tecnologías.

En el Perú, las centrales solares más importantes son la C. S.<sup>13</sup> Rubí y la C. S. Intipampa. Estas centrales ocupan 400 ha [42] y 322 ha [43], esto está relacionado con su potencia instalada, cuyos valores son 144.5 MW y 44.5 MW, respectivamente [38].

Este tipo de centrales tuvieron un factor de planta de 0.28 en promedio durante el 2018 [38].

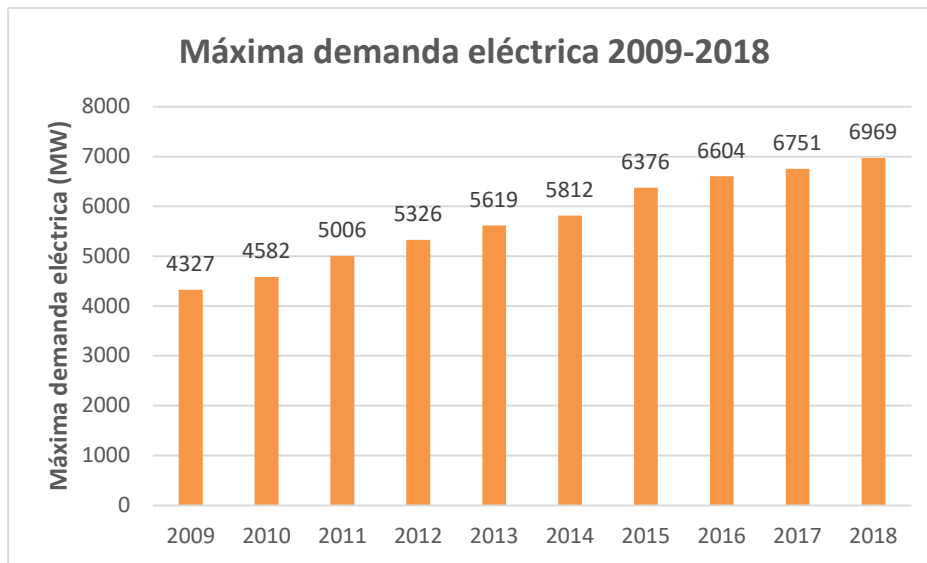
### **2.3. Demanda eléctrica**

En los últimos años, se ha visto cómo la máxima demanda eléctrica<sup>14</sup> en el Perú ha ido creciendo al ritmo de 5.5% en promedio [16]. Esto se puede ver en la Figura Figura 2.1 y la Figura Figura 2.2:

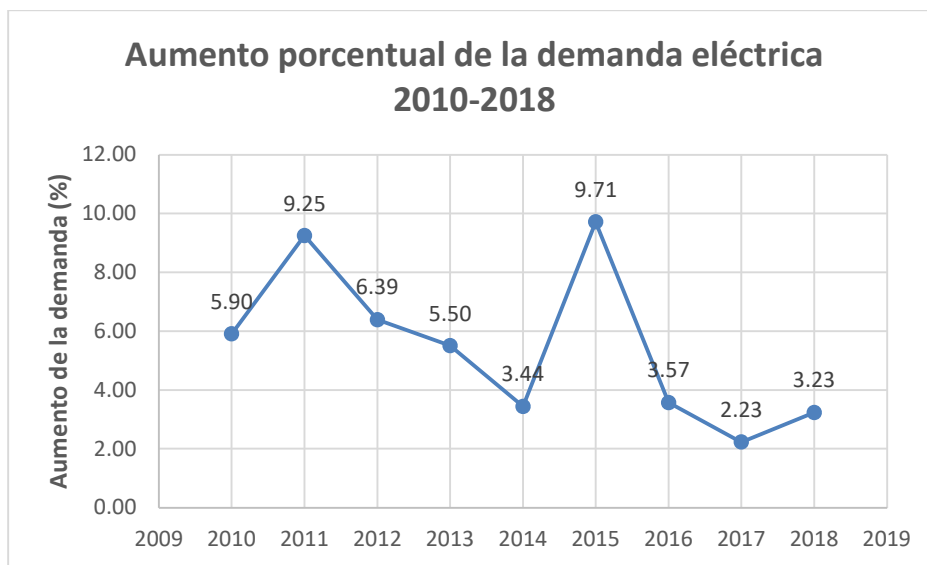
---

<sup>13</sup> C. S.: Central solar.

<sup>14</sup> **Máxima demanda eléctrica:** Valor que cuantifica la demanda pico del mercado. Se usa como parámetro para establecer el crecimiento de la demanda del sector eléctrico.

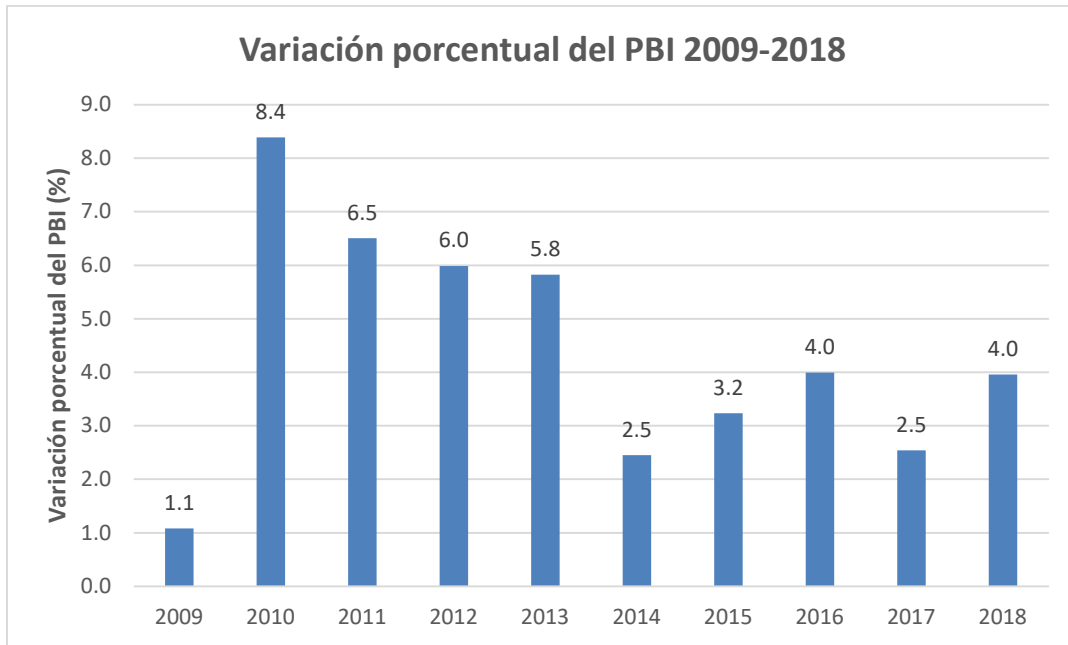


**Figura 2.1.** Máxima demanda eléctrica 2009-2018  
Fuente: COES [16], Elaboración propia



**Figura 2.2.** Aumento porcentual de la demanda eléctrica 2010-2018  
Fuente: COES [16], Elaboración propia

Por otro lado, en cuanto a la situación económica del país, el Producto Bruto Interno (en adelante, PBI) ha venido creciendo sostenidamente al ritmo de 4.40%, en promedio, durante los últimos 10 años [44]. La variación específica anual se puede observar a continuación en la Figura 2.3:



**Figura 2.3.** Variación porcentual del PBI 2009-2018  
Fuente: BCRP [44], Elaboración propia

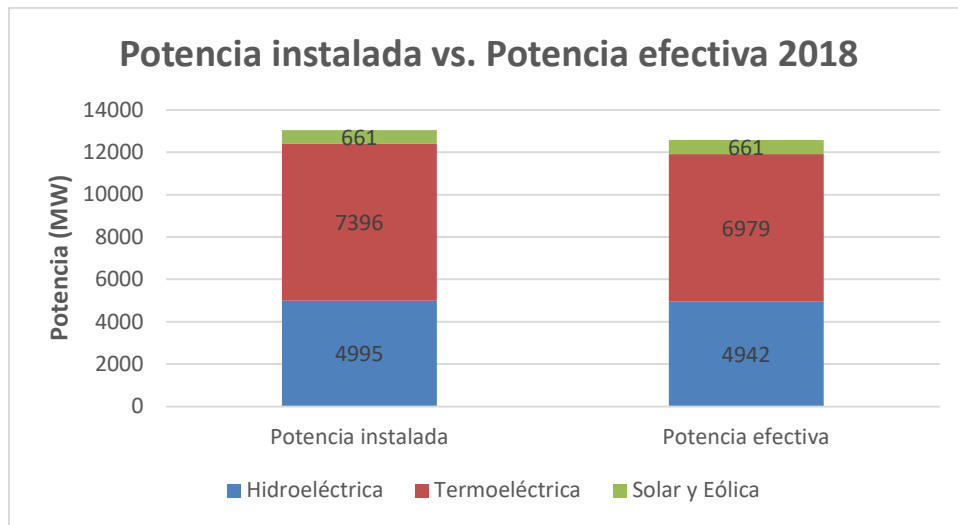
Al asociar la Figura 2.1 y la Figura 2.3, se puede ver que ambas crecen a ritmos similares, lo que permite colegir la existencia de una relación entre el aumento de la demanda eléctrica y el PBI. Esto se evidencia más claramente aun mediante la siguiente premisa: ambas están íntimamente influenciadas, entre otras cosas, por el desarrollo de nuevos proyectos mineros en territorio nacional [3].

#### 2.4. Capacidad instalada

Para saber cuál es la capacidad de un parque generador, se define el término de potencia instalada<sup>15</sup>. En la Figura 2., se puede observar la potencia instalada y la potencia efectiva<sup>16</sup> en el Perú al 31 de diciembre de 2018. Asimismo, también se detalla la participación por tipo de central.

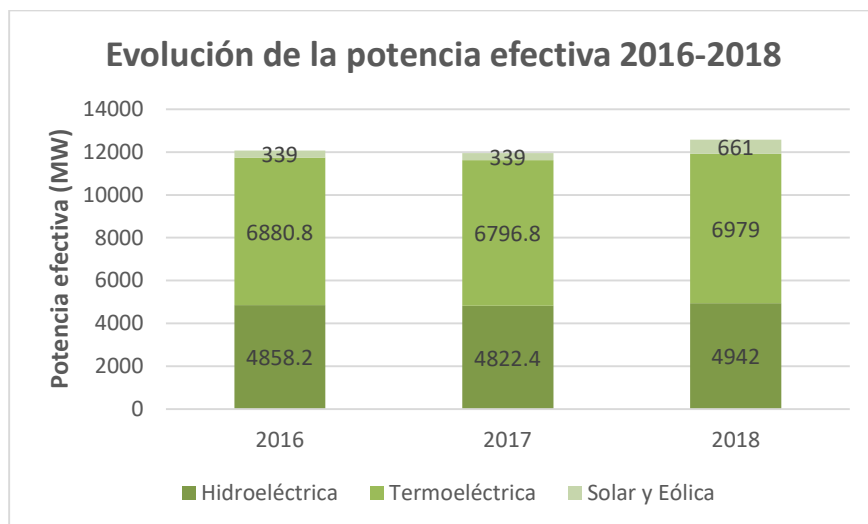
<sup>15</sup> **Potencia instalada:** Es la potencia nominal con la que cuenta una central eléctrica.

<sup>16</sup> **Potencia efectiva:** Es la potencia medida en los bornes de las unidades de generación de una central eléctrica.



**Figura 2.4.** Potencia instalada vs. Potencia efectiva 2018  
 Fuente: COES [38], Elaboración propia

La potencia efectiva es importante porque permite saber, a partir de la energía producida, cuánto es realmente la capacidad de un parque generador. La evolución de la potencia efectiva de los últimos tres años se detalla en la Figura 2.5:

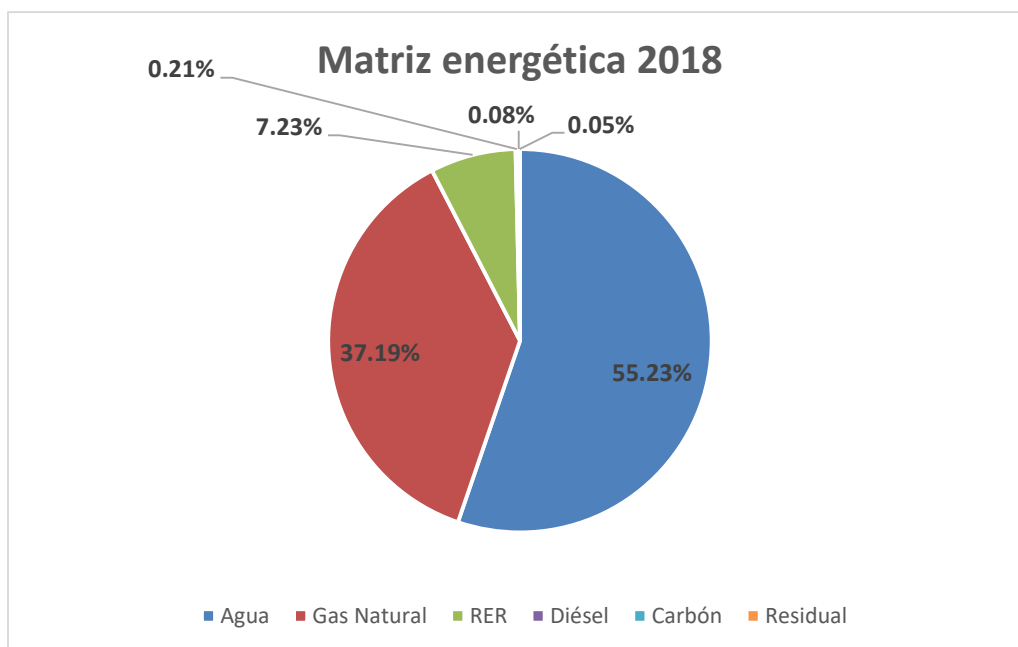


**Figura 2.5.** Evolución de la potencia efectiva 2016-2018  
 Fuente: COES [38], [45], [46], Elaboración propia

Es importante el comportamiento de la potencia efectiva en los últimos tres años porque permite observar una tendencia respecto de su comportamiento. En cuanto a las tecnologías solar y eólica, se mostró un crecimiento del 2018 al 2019 del 95%. Mientras que

para la tecnología “hidrotérmica”, se observa un decrecimiento promedio de 1.02% para el periodo 2017-2018 y un crecimiento promedio de 2.60% para el periodo 2018-2019

Por otro lado, la matriz energética peruana en la actualidad se distribuye de la manera en que se muestra en la Figura 2.66:



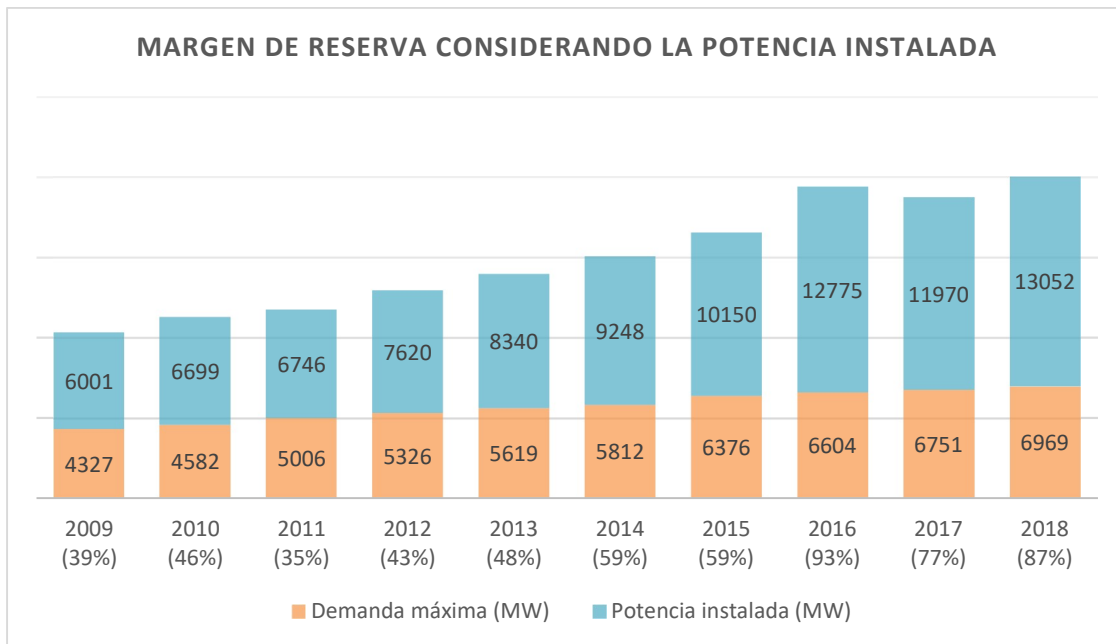
**Figura 2.6.** Matriz energética 2018  
Fuente: COES [38], Elaboración propia

Se puede rescatar la poca participación de las RER en la producción eléctrica del Perú, apenas con un 7.23%. Además, se concluye que nuestro país es un territorio de abastecimiento “hidrotérmico”.

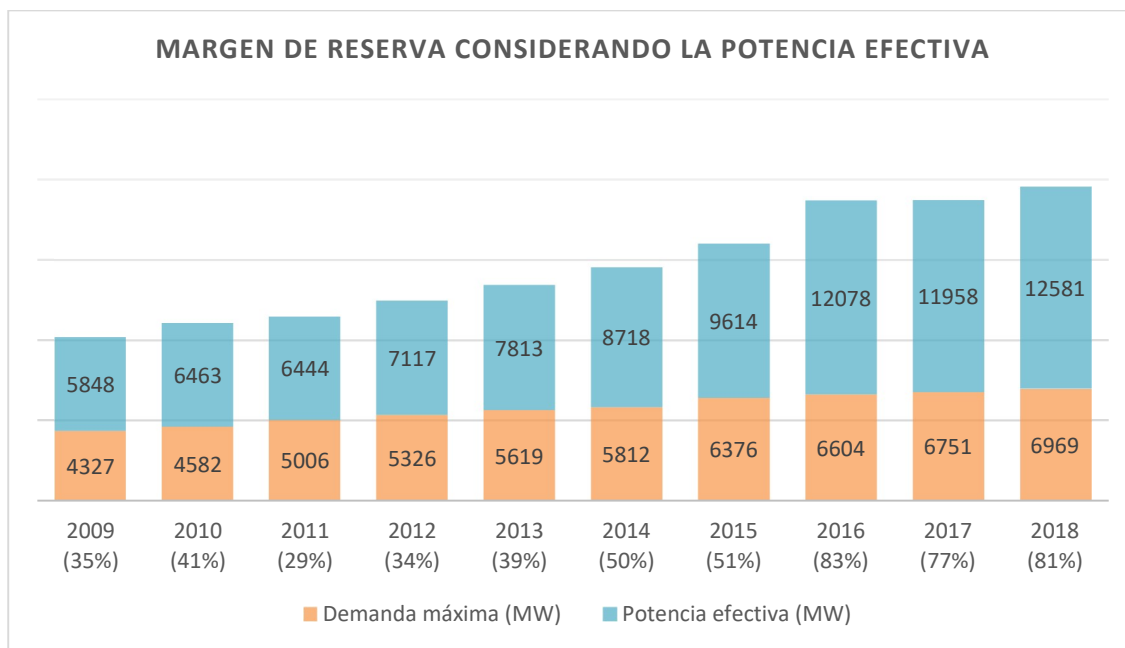
## 2.5. Margen de reserva y coyuntura de sobreoferta

El margen de reserva se define como la diferencia entre la capacidad y la máxima demanda del sistema. Este margen puede ser evaluado tanto en términos de potencia instalada como de potencia efectiva. Su evolución en los últimos años se muestra a continuación en la Figura 2.7 y la Figura 2.:





**Figura 2.7.** Margen de reserva considerando la potencia instalada  
Fuente: Elaboración propia



**Figura 2.8.** Margen de reserva considerando la potencia efectiva  
Fuente: Elaboración propia

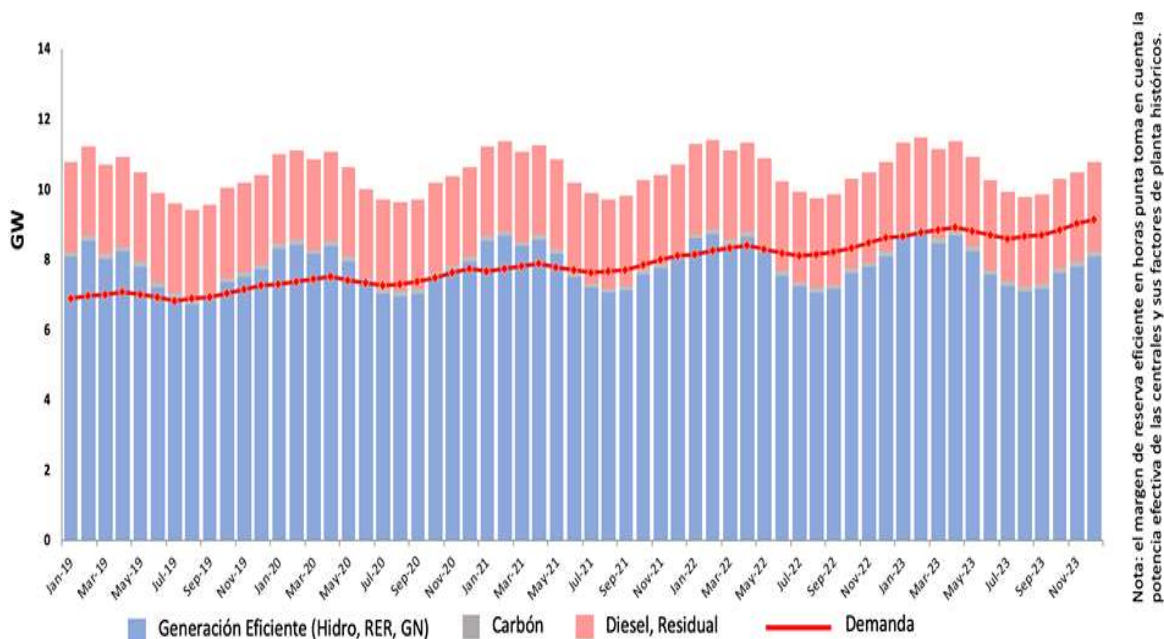
Se observa que, a la fecha, nos encontramos ante un escenario de sobreoferta de generación. Como se puede apreciar, existe un margen de reserva de 87% en cuanto a potencia instalada y de 81% en cuanto a potencia efectiva al 2018.

Esta situación responde a la impulsión del desarrollo de proyectos energéticos durante el segundo gobierno del presidente García, puesto que se tomó en cuenta que el PBI del Perú venía creciendo a tasas superior al 6% [44] y la demanda eléctrica seguía una tendencia similar, creciendo a tasas superiores al 5% [16].

En tal sentido, se decidió prever una eventual situación de desabastecimiento que devino en la promulgación del Decreto Legislativo N° 1002 y sus consecuentes cuatro subastas RER (2009, 2010, 2013 y 2016). Como resultado de estas, se han implementado un total de 1.03 GW al sistema (al 2018) [38].

A la política establecida en el párrafo anterior, se sumó la decisión del Estado de implementar el Nodo Energético del Sur, cuyas centrales operarían a diésel hasta la construcción del Gasoducto Sur Peruano, que permitiría que estas fueran abastecidas con el gas natural de Camisea. Lamentablemente, este proyecto de infraestructura se encuentra paralizado.

Por otro lado, se debe tomar en cuenta que, si bien el SEIN posee un margen de reserva holgado en capacidad para atender la demanda, la mayor parte de este está constituido por generación de alto costo debido a sus tecnologías y/o fuentes primarias. De hecho, si se considera la potencia efectiva de la generación eficiente multiplicada por un factor de planta histórico, y se compara con la máxima demanda, este da como resultado un “margen de reserva eficiente” bastante reducido. Esto se puede observar en la Figura 2.9:



**Figura 2.9** Potencia efectiva con factor de planta vs. Demanda  
 Fuente: Laub & Quijandría Energy Group [17]

## 2.6. Despacho eléctrico

La entidad encargada de programar el despacho de las centrales de generación eléctrica en el mercado peruano es el COES. El fin de esta institución es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos [10].

Como parte de los programas de operación, el COES determina en qué momento despachan las centrales en función a sus costos variables. Para esto, establece un ranking en el cual se le da prioridad de despacho a la central cuyo costo variable sea el menor. Sin embargo, debido a la legislación vigente, las centrales RER y las centrales de cogeneración tienen prioridad para despachar su producción al sistema, por encima del ranking establecido en el párrafo anterior.

Normalmente, el ranking de los costos variables de las centrales eléctricas, de manera ascendente, tiene el siguiente orden: hidroeléctricas, centrales térmicas a gas natural de ciclo combinado, centrales térmicas a gas natural de ciclo simple, centrales térmicas a carbón y centrales térmicas a diésel.

Los costos variables de las centrales térmicas dependen fuertemente del precio de los combustibles de los que se abastecen, pero también incurren en costos variables no combustibles. Según el RLCE<sup>17</sup> [24], la información relativa a precios y a la calidad de combustibles en las centrales térmicas, para los primeros doce meses, debe ser proporcionada por el COES, junto con un informe que la sustente. En tal sentido, lo común es que las generadoras se sometan a un régimen de costos auditados.

No obstante, las centrales térmicas a gas natural rompen la regla mencionada. Según la legislación vigente [47], la información referida al costo de combustible de las generadoras que operan con gas natural consiste en un precio único declarado por el titular que incluye los componentes del suministro, transporte y distribución.

Esto es posible debido a que los contratos que celebran las generadoras para hacerse del gas natural incluyen cláusulas *take or pay* o *ship or pay*<sup>18</sup> que les permite establecer el costo de combustible como si fuera un costo fijo.

Partiendo de estas consideraciones, es posible que una generadora declare un precio menor al real por el concepto de combustible con el fin de obtener prioridad en el ranking de costos variables para despachar antes que otras cuyos costos variables son menores.

Debido a la coyuntura de sobreoferta, el costo marginal de energía normalmente viene dado por las centrales térmicas a gas natural, por lo que estas declaraciones por debajo de lo real generan distorsiones en los precios del mercado. Esta reducción antinatural del costo marginal genera efectos colaterales en el sector, tales como el desincentivo de nuevas inversiones, incrementos de subsidios en favor de centrales RER, entre otros.

En consecuencia, el Estado decidió establecer un valor mínimo para la declaración única del precio del gas natural, al cual se le denomina Precio Mínimo de Gas Natural, el cual corresponde al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito con el

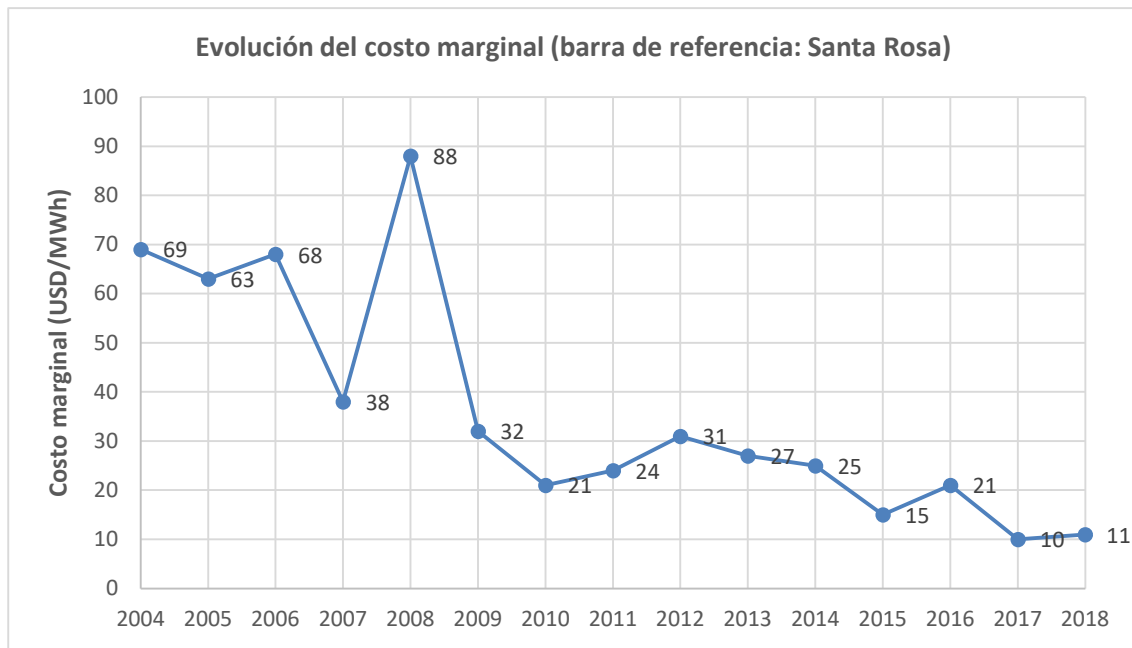
---

<sup>17</sup> **RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

<sup>18</sup> **Ship or pay:** Modelo de contrato en el cual el comprador está obligado a pagar así utilice o no la totalidad de la capacidad del medio de transporte convenido.

productor de Camisea. No obstante, pese a los esfuerzos realizados, las distorsiones en el despacho siguen existiendo.

Debido a las distorsiones, el costo marginal ha mantenido un valor relativamente bajo en los últimos años. La evolución del mismo se muestra en la Figura 2.10:



**Figura 2.10** Evolución del costo marginal (barra de referencia: Santa Rosa)  
Fuente: COES [38], Elaboración propia

Como se puede apreciar, el punto más alto en el periodo mostrado se registró en el 2008, año en el cual se alcanzó costos marginales de hasta 235 USD/MWh como promedio mensual (julio) [48]. A raíz de estos incrementos, el Estado se vio en la necesidad de emitir dispositivos legales como el Decreto de Urgencia 049-2008, para establecer que los costos marginales sean calculados considerando un despacho idealizado.

Como se puede observar, el orden de despacho eléctrico depende fundamentalmente de los costos variables de las centrales y estos afectan directamente al costo marginal del SEIN. Como consecuencia, es importante diseñar medidas preventivas a fin de que no se eleve el precio del costo marginal y así afectar lo menos posible a los usuarios.

### 3. Transmisión

En el año 1992, la LCE dividió los sistemas de transmisión en dos categorías: SPT y SST [7]. No obstante, la regulación aplicable a estos sistemas, principalmente en el aspecto tarifario, no fue la mejor a fin de fomentar nuevas inversiones en esta parte del mercado eléctrico. Esta regulación permitía que las tarifas se fijaran considerando el sistema económicamente adaptado<sup>19</sup>, en consecuencia, las instalaciones no se remuneraban considerando su capacidad real, sino la capacidad adaptada a la demanda.

Ante la falta de interés en el desarrollo de nueva infraestructura, el Estado se vio en la necesidad de aplicar un marco legal para la promoción de la construcción y operación de nuevas líneas de transmisión: los contratos *BOOT* [21]. Esta regulación suprimía los riesgos e incertidumbres de la LCE y garantizaba retornos económicos. Estos contratos *BOOT* están fuera del régimen, pero fueron posibles gracias a un vacío legal en el marco impuesto por el Decreto Legislativo N° 674 [49], que brindaba vastos poderes en favor de Proinversión para que este genere su propio sistema de precios y garantías. Gracias a esto, Proinversión pudo introducir un nuevo concepto para poder licitar y adjudicar las líneas de transmisión existentes al sector privado: la remuneración anual garantizada (en adelante, RAG). Mediante esta, el inversionista acordaba operar y mantener la línea de transmisión a cambio de un pago fijo.

Al aprobarse la LGE en el 2006, se modifica el marco regulatorio de la transmisión eléctrica, introduciéndose un modelo similar al de los contratos *BOOT*. Ahora, los proyectos de transmisión tienen un pago garantizado por treinta años. Al terminar este plazo, las instalaciones vuelven al Estado para que este ofrezca nuevamente en concesión su operación y mantenimiento [10].

Otra novedad de la LGE fue la incorporación del SGT y el SCT al sistema. No obstante, la LGE no eliminó el SPT ni el SST. Esto devino en que los nuevos proyectos se

---

<sup>19</sup> **Sistema económicamente adaptado:** Sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y mantenimiento de la calidad del servicio [10].

realizaran bajo el marco de la nueva denominación, pero las instalaciones precedentes mantuvieron su clasificación y permanecieron bajo sus regímenes originales [10].

De otro lado, la aplicación del principio de libre acceso a las redes de transmisión establece que los concesionarios están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, estos últimos asumirían los costos de ampliación, de ser el caso, y las compensaciones por el uso de la infraestructura [50]. Este principio busca la promoción de la competencia en mercados que son monopolísticos por naturaleza, ya que permite que terceros accedan a estos servicios sin tener que estar sujeto a la voluntad del concesionario. Sin embargo, los titulares de determinadas instalaciones del SCT pueden reservar cierta capacidad específica de transmisión si tienen planeado utilizarla en el futuro, restringiendo así el acceso a terceros en casos muy particulares [10].

### **3.1. Planificación de la transmisión**

El plan de transmisión, creado por la LGE, es uno de los aportes más importantes de esta. El COES es el ente encargado de planificar la transmisión. Este prepara el plan y lo debe actualizar cada dos años [10].

Este plan es un estudio que identifica, mediante un análisis centralizado, con que instalaciones de transmisión debe contar el sistema para que sea confiable, seguro y de calidad. Debe abarcar un horizonte de diez años y ser capaz de mantener la eficiencia del SEIN. Como resultado, este estudio recomienda los proyectos de transmisión considerando los diversos escenarios de expansión de la generación y crecimiento de la demanda futura.

Al poseer carácter obligatorio, una vez aprobado el plan, se inicia los procesos de licitación para desarrollar los proyectos que este indique. Para ganar la concesión, el postor debe contar con el menor CAPEX<sup>20</sup> y OPEX<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> CAPEX: Costos de capital.

<sup>21</sup> OPEX: Gastos de operación y mantenimiento.

El plan de transmisión aprobado a la fecha (periodo 2019-2028), estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2020. Este establece el desarrollo de nueve proyectos nuevos. Estos son [51]:

- Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (tercer circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. (requerido para el año 2021)
- Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero (segundo circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (requerido para el año 2022)
- Enlace 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (segundo circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (requerido para el año 2022)
- Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAr en la SE Puno (requerido para el año 2021)
- Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAr en la SE Azángaro (requerida para el año 2021)
- Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAr en la SE Cajamarca Norte (requerido para el año 2021)
- Reemplazo de interruptores de 220 kV en la SE Socabaya para energización de transformadores (requerido para el año 2020)
- SE Nueva Tumbes 220/60 kV 65 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes (requerido para el año 2022)
- Ampliación de la subestación La Planicie 220 kV (requerido para el año 2021)

### **3.2. Sistema Principal de Transmisión**

Las instalaciones del SPT, implementadas antes de la aprobación de la LGE, son aquellas que permiten a las generadoras intercambiar electricidad y comercializar libremente energía en cualquier barra del sistema [7].

A fin de establecer las tarifas correspondientes, se usa el concepto de costo total de transmisión (en adelante, CTT) [35], el cual comprende la anualidad de la inversión y los costos estándares de operación y mantenimiento, todo ello para el sistema económicamente adaptado. La entidad responsable de establecer estos costos es el Osinergmin.



$$CTT = aVNR + COyM \quad (5)$$

Donde:

- aVNR: Tasa de actualización multiplicada por el Valor Nuevo de Reemplazo<sup>22</sup>
- COyM: Costos de operación y mantenimiento

Se paga el CCT en favor de la transmisora<sup>23</sup> mediante los siguientes conceptos:

- Ingreso tarifario [35]: Es el importe asociado a la diferencia de la valorización de la potencia y energía en la barra de entrega y la barra de retiro de la instalación. Este ingreso es pagado por las generadoras.
- Peaje por conexión [35]: Es la diferencia entre el CCT y el ingreso tarifario. Este debería ser residual, pero, en la práctica, representa más del 90% del CCT. Lo pagan entre todos los usuarios del SEIN.

El peaje de conexión unitario se define como [35]:

$$\text{Peaje de conexión unitario} = \frac{\text{Peaje por conexión}}{\text{Máxima demanda proyectada para el SEIN}} \quad (6)$$

Este cálculo se realiza de manera anual por el Osinergmin en el mismo momento en que se fijan los precios en barra. Las generadoras son las encargadas de recaudar el peaje de conexión unitario que pagan sus clientes para pagarle a las transmisoras. Estas transferencias se dan cada mes por orden del COES.

### 3.3. Sistema Secundario de Transmisión

Las instalaciones del SST, implementadas antes de la aprobación de la LGE, son aquellas que permiten a las generadoras conectarse al SPT o comercializar potencia y energía

---

<sup>22</sup> **Valor Nuevo de Reemplazo:** Costo de renovar los bienes físicos y obras necesarias para la instalación del sistema de distribución a precios y tecnologías actuales [53].

<sup>23</sup> **Transmisora:** Empresa dedicada al rubro de la transmisión eléctrica.

en cualquier barra de estos sistemas. Debido a las características del SST, la responsabilidad de pago recae en las generadoras y/o en los usuarios. El Osinergmin se encarga de asignar la responsabilidad de pago. Si la una línea del SST es utilizada solo por las generadoras, se les asigna el 100% de la responsabilidad de pago; si la línea es usada de manera exclusiva por los usuarios, a ellos es a quienes se les asigna el 100% de la responsabilidad de pago [7].

A fin de establecer las tarifas correspondientes, se usa el concepto de costo medio anual (en adelante, CMA) [35], el cual comprende los ingresos por concepto de peaje en ingreso tarifario que el titular del SST hubiera percibido por sus instalaciones. Para esto, se usan los valores de la demanda y energía del periodo comprendido entre agosto de 2005 y julio de 2006; asimismo, se usa el peaje, los factores de pérdidas y las tarifas en barra vigentes al 31 de marzo de 2009.

$$\text{CMA} = \text{Peaje (histórico)} + \text{Ingreso tarifario} \quad (7)$$

En caso de que sean los usuarios los responsables del pago de las instalaciones SST, el CMA se remunera mediante estos conceptos:

- Ingreso tarifario
- Peaje [35]: Es la diferencia entre el CMA y el ingreso tarifario.

Es importante precisar que las instalaciones SST y las SCT asignadas a la demanda (los usuarios), se agrupan por áreas de demanda. Estas son zonas geográficas definidas por el Osinergmin. Para esto, cada cuatro años, el peaje unitario se calcula para cada área de demanda y por nivel de tensión de la siguiente manera [35]:

$$\text{Peaje unitario} = \frac{\text{CMA}}{\text{Máxima demanda proyectada para el SEIN}} \quad (8)$$

### **3.4. Sistema Garantizado de Transmisión**

Las instalaciones del SGT, implementadas después de la aprobación de la LGE, son aquellas implementadas como resultado del plan de transmisión [35]. Para la construcción y

operación de estas instalaciones, se da un proceso de licitación pública convocado por el MINEM (o por Proinversión a solicitud del MINEM). El ganador de la licitación suscribe un contrato con el Estado denominado “contrato de concesión SGT”, el cual contempla las obligaciones del adjudicatario de construir, operar y mantener una línea de transmisión durante el periodo del acuerdo. A raíz de esto, el adjudicatario percibe una remuneración constante y predecible. Luego de treinta años, la propiedad de las instalaciones es transferida al Estado para que este vuelva a subastarla.

A fin de establecer las tarifas correspondientes, se usa el concepto de base tarifaria [35], el cual comprende la anualidad de la inversión, calculada aplicando la tasa de actualización establecida en la LCE (12%), el tiempo de recuperación establecido en el contrato y los costos de operación y mantenimiento (en adelante, COyM) en los que incurre la transmisora.

El concepto de base tarifaria se remunera mediante el ingreso tarifario y el peaje por transmisión, de manera análoga a los conceptos ya definidos en el apartado 3.2 del presente documento.

$$\text{Peaje por transmisión unitario} = \frac{\text{Peaje por transmisión}}{\text{Máxima demanda proyectada para el SEIN}} \quad (9)$$

Este cálculo también se realiza de manera anual por el Osinergmin en el mismo momento en que se fijan los precios en barra. De manera similar al SPT, Las generadoras son las encargadas de recaudar el peaje por transmisión unitario que pagan sus clientes para pagarle a las transmisoras. Estas transferencias se dan mensualmente y son ordenadas por el COES.

### **3.5. Sistema Complementario de Transmisión**

Las instalaciones del SCT, implementadas después de la aprobación de la LGE, son aquellas que no forman parte del plan de transmisión o que forman parte, pero cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes. El Estado puede

llevar a cabo licitaciones públicas para el desarrollo de proyectos del SCT [10]. Las condiciones de los contratos suscritos serán análogas a las descritas para el SGT.

Para realizar la asignación de responsabilidad de pago de los SCT, se considera lo siguiente [35]:

- Si las instalaciones solo atienden la demanda de un área de demanda, se le asigna el 100% de la demanda.
- Si las instalaciones pertenecen al plan de transmisión y ya han sido construidas por iniciativa de agentes privados, se le asigna a la demanda, a las generadoras o a ambos.
- Si las instalaciones se implementan como parte de un contrato de concesión SGT, se le asigna el 100% a la demanda comprendida en el área de demanda.

Por otro lado, cuando las instalaciones permiten transferir electricidad hacia los usuarios libres o permiten a las generadoras entregar su energía producida al SEIN, estos agentes podrían firmar acuerdo para la dación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos titulares.

A fin de establecer las tarifas correspondientes, también se usa el CMA, pero, en este caso, comprende la anualidad de la inversión para un periodo de recuperación de hasta treinta años con la tasa de actualización de 12% real anual y el costo anual estándar de operación y mantenimiento [35].

#### **4. Distribución**

En el Mercado Eléctrico Peruano, las distribuidoras cumplen dos funciones: operar las redes de distribución y suministrar energía eléctrica a los consumidores finales. Estos últimos pueden ser usuarios libres o regulados. Ellos están claramente diferenciados en la legislación peruana en función a su volumen de demanda [10]. Para ser considerado usuario libre, se debe tener una demanda máxima anual que supere los 2,500 kW, mientras que, para

ser considerado usuario regulado, se debe tener una demanda máxima anual por debajo de los 200 kW. Los usuarios libres celebran contratos con generadoras o distribuidoras a fin de establecer el precio que se pagará por el consumo de los mismos, mientras que los usuarios regulados deben ser atendidos por las distribuidoras a precios regulados. Cuando la demanda máxima anual de un usuario se encuentra entre los 200 kW y los 2,500 kW, este tiene la facultad de decidir si se acoge al régimen regulado o si desea ser un usuario libre [52]. Aquí se evidencia tanto la libre competencia que ejercen las generadoras y las distribuidoras a fin de abastecer a los usuarios libres como el monopolio existente en el mercado regulado.

De estas dos actividades, la que más ganancias le genera a una distribuidora es la operación de las redes de distribución. El Estado, mediante la otorgación de una concesión, permite que las distribuidoras desarrollen esta actividad en una zona geográfica preestablecida (zona de concesión), en la cual solamente la distribuidora poseedora de la concesión puede operar [35].

La forma establecida en la que se remunera el servicio de operación es a través de una tarifa fijada por el Osinergmin denominada Valor Agregado de Distribución (en adelante, VAD) [53]. De esta manera, los usuarios que estén ubicados dentro de la zona de concesión y se conecten físicamente a las redes de distribución están obligados a pagar el VAD, incluso si no tienen un *PPA* con la distribuidora correspondiente. Ante esto, se suele utilizar la denominación “cliente peaje” para hacer referencia a los usuarios libres que se conectan a las redes de distribución, cuya demanda es atendida por un tercero. Sin embargo, si los usuarios que se ubican dentro del área de concesión atendieran su demanda conectándose directamente a las redes de transmisión, no estarían obligados a pagar el VAD [35].

Por otro lado, las distribuidoras también obtienen ingresos, aunque en menor medida, como suministrador de energía eléctrica mediante un *PPA*. Las distribuidoras están obligadas por ley a atender la demanda de los usuarios regulados [7], mientras que la atención a los usuarios libres dependerá de las políticas comerciales de estas.

Para que las distribuidoras estén en la capacidad de actuar como suministradores de energía eléctrica, no solo contraen relaciones comerciales con los usuarios, sino también con

las generadoras y transmisoras. Las distribuidoras adquieren volúmenes de potencia y energía, que finalmente comercializan con sus clientes, mediante *PPA* celebrados con generadoras. Por otro lado, el vínculo que existen entre las distribuidoras y las transmisoras nace a partir del marco regulatorio vigente, el cual establece que son las distribuidoras las encargadas de recaudar los peajes de transmisión.

#### **4.1. Tarifas de distribución eléctrica**

Para construir las tarifas de distribución eléctrica, se toman en consideración los costos asociados a los usuarios, las pérdidas estándar de distribución y los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación [35]; todas estas determinadas a través de una empresa modelo eficiente<sup>24</sup>. Las tarifas se representan mediante el VAD.

##### **4.1.1. Cálculo del VAD**

Para cada distribuidora que preste servicio público de electricidad a más de 50,000 suministros, el Osinergmin aprueba, cada cuatro años, el VAD. Para fijar el VAD, se debe seguir el procedimiento que se detalla a continuación.

###### **4.1.1.1. Cálculo del VAD preliminar**

El valor preliminar del VAD se calcula en razón de los estudios de costos que las distribuidoras entregan al Osinergmin [53]. En estos se incluyen los costos de inversión, que están dados por la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante, VNR) de la empresa modelo eficiente, calculados con la tasa de actualización del 12%; los COyM de la empresa modelo eficiente; y la demanda real que la distribuidora registró durante el año anterior a la fijación de la tarifa.

El VAD se puede calcular a partir de la siguiente expresión [53]:

$$\text{VAD} = \frac{\text{Tasa de actualización} \times \text{VNR} \times \text{COyM}}{\text{Máxima demanda}} \quad (10)$$

---

<sup>24</sup> **Empresa modelo eficiente:** Empresa que cuenta con la capacidad de atender la demanda al mínimo costo cumpliendo con los estándares de calidad que prevén las normas técnicas vigentes [53].

Respecto de la máxima demanda utilizada para el cálculo del VAD, esta se encuentra en unidades de potencia (normalmente en kW), y se determina a partir de la demanda real de energía que registraron los usuarios atendidos por la distribuidora durante el año anterior a la fijación de la tarifa, y de los factores teóricos definidos de manera previa en estudios técnicos. A esto se le suele llamar “balance de potencia y energía”.

Existen diversos factores por los que es estrictamente necesaria la realización del balance de potencia y energía para definir la máxima demanda a fin de calcular el VAD. Al tomarse consideraciones diferentes para el cálculo del VAD preliminar tanto en baja tensión (en adelante, BT) como en media tensión (en adelante, MT), el Osinergmin determina un VAD preliminar distinto para ambos casos [53].

#### 4.1.1.2. Verificación de la Tasa Interna de Retorno

En esta parte, se verifica la rentabilidad que el concesionario obtiene con el VAD preliminar [53]. Para esto, se calcula la Tasa Interna de Retorno<sup>25</sup> (en adelante, TIR) que obtendría la distribuidora partiendo del VAD preliminar. De ubicarse esta TIR en el rango de  $\pm 4\%$  respecto de la tasa de actualización, el VAD preliminar inmediatamente se convierte en VAD definitivo. De lo contrario, los valores deben ser ajustados hasta que se alcance el límite superior o inferior más cercano. Para esto, el Osinergmin calcula la rentabilidad que obtendría la distribuidora, considerando un periodo de análisis de veinticinco años y evaluando lo siguiente:

- **Flujo operativo:**

El flujo operativo se define como:

$$\text{Flujo operativo} = \text{Ingresos} - \text{COyM} - \text{EP} \quad (11)$$

Donde los ingresos corresponden a los valores reales obtenidos por la distribuidora el año previo a la fijación de la tarifa, los COyM son los obtenidos el año previo a la fijación tarifaria por la distribuidora y los EP son los costos reales asociados a las

---

<sup>25</sup> **Tasa Interna de Retorno:** Es la tasa de beneficio o pérdida que puede tener una inversión.

compras de potencia y energía realizadas por la distribuidora el año previo a la fijación de la tarifa.

- **VNR adaptado:**

El Osinergmin evalúa el VNR adaptado de las instalaciones de la distribuidora, con un valor residual igual a cero. Se debe tener en cuenta que el VRN utilizado para este caso no es igual al VNR de la empresa modelo eficiente, son que es un VNR calculado tomando en cuenta las instalaciones reales de la distribuidora, los criterios de adaptación y los costos unitarios eficiente.

A la fecha, el Osinergmin utiliza la “Guía VNR” para establecer el VNR adaptado. Esta norma estipula que el cálculo comprende la determinación y valorización de las instalaciones eléctricas y no eléctricas de acuerdo a los criterios de prestación del servicio, tecnología y precios vigentes, así como el rechazo de bienes innecesarios [54].

Para instalaciones eléctricas por sector típico y zonas especiales, existen criterios de adaptación para redes de MT y BT, para equipos de protección y seccionamiento, para subestaciones de distribución (en adelante, SED), para equipos de alumbrado público, en zonas históricas y monumentales y por distancias mínimas de seguridad. Además, para instalaciones no eléctricas, existen criterios de adaptación de terrenos, de edificaciones y construcciones, de vehículos de transporte y carga u de equipos [54].

Por otro lado, según la legislación actual, la distribuidora puede proponer la incorporación de un cargo asociado a la innovación tecnológica y eficiencia energética en los sistemas de distribución al VAD. A fin de justificar el cargo, la distribuidora debe sustentar ante el Osinergmin los beneficios que obtendrán los usuarios debido a los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética (en adelante, PITEC) propuestos.

Para esto, el RLCE estipula que le VAD comprenderá un cargo adicional, por unidad de potencia suministrada, para la ejecución de los PITEC, que cubre los costos de inversión a la tasa de 12%, los COyM y los costos de inversión remanentes de las instalaciones



existentes. Este cargo se incorpora en cada fijación de la tarifa del VAD y tiene como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada distribuidora en el año previo a la fijación de la tarifa [24].

Asimismo, mediante el Decreto Legislativo N° 1221, se dispuso que el VAD contara con un factor de reajuste a fin de promover el mejoramiento de la calidad del servicio, así, este factor se aplica como incentivo o penalidad sobre el cumplimiento de metas anuales [32].

Además, se establece que cada vez que se fije el VAD, el Osinergmin debe definir el porcentaje de los factores de reajuste, el cual no puede exceder del 5% del VAD en redes de BT.

Por otro lado, se establece que la aplicación de los factores de reajuste como incentivo se dará sobre el VAD al inicio del periodo tarifario como un ingreso adicional. También, se establece que la aplicación del factor de reajuste como penalidad corresponde a la devolución del ingreso otorgado en el proceso de fijación tarifaria siguiente, tomando en consideración la tasa de actualización.

#### 4.1.2. VNR propuesto vs. VNR aprobado

En el Mercado Eléctrico Peruano, suele existir diferencias entre las distribuidoras y el Osinergmin respecto de los procedimientos de fijación tarifaria. La discrecionalidad que posee el Osinergmin para esta determinación le permite aprobar tarifas que pueden diferir enormemente de los estudios de costos de las distribuidoras. En la Tabla 4.1 se puede observar el porcentaje de diferencia que existe entre lo propuesto por algunas distribuidoras importantes en el Perú y lo que finalmente determina el Osinergmin.

Distribuidor	VNR (Millones de dólares)		Diferencia
	Propuesto	Aprobado	
Luz del Sur	2,248	1,242	-45%
Enel	1,676	1,384	-17%
ElectroDunas	145	103	-29%

**Tabla 4.1.** VNR periodo 2018-2022  
Fuente: Osinergmin [55], Elaboración propia

### 4.1.3. Actualización del VAD

Esta actualización se realiza en virtud de las leyes vigentes, que estipulan que los valores de las tarifas deben conservar su valor real.

Según el Osinergmin, los VAD vigentes para Enel, Luz del Sur y ElectroDunas se muestran en la Tabla 4.2.

	<b>Enel</b> (S./kW-mes)	<b>Luz del Sur</b> (S./kW-mes)	<b>ElectroDunas</b> (S./kW-mes)
<b>VAD-MT</b>	13.614	12.031	19.337
<b>VAD-BT</b>	52.477	46.793	64.876
<b>VAD-SED</b>	6.134	6.905	7.119

**Tabla 4.2.** VAD periodo 2018-2022  
Fuente: Osinergmin. Informe N° 0594-2018-GRT [56]

Para actualizar los valores de la Tabla 4.2, se utiliza la fórmula de actualización del VAD [53]:

$$FAVAD = \left( A \frac{IPM}{IPM_0} + B \frac{TC}{TC_0} + C \frac{IPCu}{IPCu_0} \frac{TC}{TC_0} + D \frac{IPAl}{IPAl_0} \frac{TC}{TC_0} \right) \quad (12)$$

Donde:

- FAVAD: Formula de actualización del VAD
- A: Coeficiente de participación de la mano de obra y productos nacionales
- B: Coeficiente de participación de los productos importados
- C: Coeficiente de participación del conductor de cobre
- D: Coeficiente de participación del conductor de aluminio
- IPM: Índice de precios al por mayor
- TC: Tasa de cambio
- IPCu: Índice del precio del cobre calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos doce meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres

- IPAl: Índice del precio del aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos semanas en la Bolsa de Metales de Londres.

Los coeficientes e índices asociados a la ecuación (12) se muestran en la Tabla 4.3 y en la Tabla 4.4.

Coeficiente	Luz del Sur			Enel			ElectroDunas		
	MT	BT	SED	MT	BT	SED	MT	BT	SED
<b>A</b>	0.7508	0.7064	0.4996	0.8072	0.6962	0.5818	0.6208	0.5473	0.4996
<b>B</b>	0.1724	0.2123	0.4736	0.1337	0.2412	0.4182	0.3414	0.4077	0.4736
<b>C</b>	0.0219	0.0054	0.0225	0.0036	0.0000	0.0000	0.0023	0.0000	0.0225
<b>D</b>	0.0549	0.0759	0.0043	0.0555	0.0626	0.0000	0.0355	0.0450	0.0043

**Tabla 4.3.** Coeficientes de la FAVAD periodo 2018-2022  
Fuente: Osinergmin. Informe N° 0594-2018-GRT [56]

Componente	Valor base	Unidad
<b>IPM<sub>0</sub></b>	105.471	-
<b>TC<sub>0</sub></b>	3.245	S./US\$
<b>IPCu<sub>0</sub></b>	279.75	cents US\$/lb
<b>IPAl<sub>0</sub></b>	1,959.19	US\$/ton

**Tabla 4.4.** Valores base de la FAVAD periodo 2018-2022  
Fuente: Osinergmin. Informa N° 0594-2018-GRT [56]

## CONCLUSIONES

El desarrollo de esta investigación ha permitido conocer el comportamiento del Mercado Eléctrico Peruano, sus particularidades y sus principales oportunidades de mejora.

1. El Perú es un país cuya producción eléctrica recae principalmente en recursos “hidrotérmicos”. Esta configuración hace del Perú un país vulnerable a efectos de confiabilidad en el sistema. Esto se debe a que se depende fundamentalmente de las lluvias y de los recursos fósiles. En el primer caso, no existen costos variables; pero, en el segundo, se depende de la volatilidad que puedan tener a nivel internacional los precios de la materia prima, en tanto y en cuanto no se termine de garantizar el transporte del gas natural de Camisea.
2. Los distintos problemas que han venido aquejando al Estado durante las últimas décadas se ven reflejados en los resultados tanto de la diversificación actual de la matriz energética en el Perú como en la promoción de proyectos de inversión en el sector. Si bien, desde la creación de la LCE hasta hoy se ha avanzado mucho en materia jurídica, aún la burocracia estatal no permite que los proyectos de inversión se destraben (como el Gasoducto Sur Peruano, por ejemplo) o que se fomente una transición hacia las centrales eléctricas RER.
3. La subdeclaración de costos variables por parte de las empresas generadoras con centrales termoeléctricas distorsiona el costo marginal de energía en el Mercado Eléctrico Peruano. Los esfuerzos del Estado para evitar esta subdeclaración en los últimos años han sido insuficientes, causando así desincentivación para la inversión en el sector eléctrico, afectando principalmente a las centrales eléctricas RER, cuyos costos de producción eléctrica son muy superiores y poco competitivos respecto de las termoeléctricas.

4. Existe una coyuntura de sobreoferta de generación eficiente en la actualidad, lo que genera precios bajos de la energía en el mercado spot. No obstante, esta sobreoferta eficiente se verá sobrepasada debido al ingreso de los proyectos mineros previstos para el corto plazo. Para suplir esta nueva demanda será necesaria la implementación de centrales eléctricas cuya fuente de generación sea eficiente (ni carbón, ni diésel ni residual).
  
5. Existen dos normativas distintas para los sistemas de transmisión (antes y después de la LGE). El cambio de la normativa en el 2006 permitió fomentar la inversión privada relacionada a esta actividad, lo que condujo a un fortalecimiento de la infraestructura de transmisión en el Perú.
  
6. El mayor beneficio económico de las distribuidoras viene de la operación de las redes de distribución. El pago por esta operación se le traslada al usuario final mediante el VAD. Este precio no solo está influenciado por la demanda registrada por la distribuidora, sino también por *commodities* como el aluminio y el cobre, cuyos precios son volátiles. Debido a esto, el VAD se actualiza periódicamente.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Generación. Producción por tipo de fuente primaria», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/generacion>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [2] P. Elliot, «Velaremos por una tarifa adecuada para el consumidor», *Diario Oficial El Peruano*, 27-may-2019.
- [3] Ministerio de Energía y Minas, *Perú, cartera de proyectos de construcción de mina 2018*, 2.<sup>a</sup> ed. 2018.
- [4] K. Wegrich, G. Kostka, y G. Hammerschmid, *The Governance of Infrastructure*, 1.<sup>a</sup> ed. United Kingdom: Oxford University Press, 2017.
- [5] J. Rojo, «Proyecto fotovoltaico más grande de Perú hasta la fecha», *Cenergía*, 16-may-2019.
- [6] C. Espejo y R. García, «La energía solar termoeléctrica en España», *Anales de Geografía*, vol. 30, n.º 2, pp. 81-105, 2010.
- [7] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Ley N° 25844: Ley de Concesiones Eléctricas», 1992. [En línea]. Disponible en: [https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY\\_CONCESIONES\\_ELECTRICAS.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/cartas/documentos/electricidad/normativa/LEY_CONCESIONES_ELECTRICAS.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [8] P. Okumura, «El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú», *THEMIS-Revista de Derecho*, n.º 68, pp. 261-277, 2015.
- [9] E. Álvarez *et al.*, «El Almacenamiento de Energía en la Distribución Eléctrica del Futuro», *Real Academia de Ingeniería - Endesa*, 2017.
- [10] Congreso de la República del Perú, «Ley N° 28832: Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica», 2006. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-28832-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [11] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «RptCostoMarginal\_Diciembre (2da quincena)», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/mercadomayorista/costosmarginales/revisados>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [12] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, Periodo 2021-2030», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificación%2FPlan> de

Transmision%2FActualización Plan de Transmisión 2021 - 2030%2F02. Informe de Diagnóstico 2021-2030%2F 01. Informe%2FInforme COES-DP 01-2019\_COMPLETO.pdf. [Accedido: 07-jul-2019].

- [13] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028», 2018.
- [14] Consorcio R. García Consultores S. A., Arcan Ingeniería y Construcciones S. A., y Cenergía, «Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible y Evaluación Ambiental Estratégica, como Instrumentos de Planificación», 2012.
- [15] Ministerio de Energía y Minas, «Plan Energético Nacional 2014-2025. Documento de Trabajo», 2013. [En línea]. Disponible en: <https://deltavolt.pe/documentos/Resumen2014-2025Vf.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [16] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Demanda», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.coes.org.pe/Portal/portalinformacion/demanda>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [17] Laub & Quijandria Energy Group, «En el mediano plazo no se prevé una crisis de abastecimiento de energía pero sí una de precios: costos de energía se elevarían a partir del 2022.» [En línea]. Disponible en: <https://www.facebook.com/LaubQuijandria/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [18] C. Butrón, «El Sector Eléctrico Peruano: Situación y Perspectivas», 2019. [En línea]. Disponible en: [https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/foro/seminario\\_21022019/Presentación del Sr. César Butrón.pdf](https://www.comexperu.org.pe/upload/seminars/foro/seminario_21022019/Presentación%20del%20Sr.%20César%20Butrón.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [19] R. Tamayo, «Potencial de las Energías Renovables en el Perú», 2011. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles 5.10.2011/3. Potencial de Energias Renovables DGE- Roberto Tamayo.pdf](http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/Publico/SeminarioIntEFERP/Miercoles%205.10.2011/3.%20Potencial%20de%20Energias%20Renovables%20DGE-%20Roberto%20Tamayo.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [20] Equilibrium Clasificadora de Riesgo S. A., «Análisis del Sector Eléctrico Peruano: Generación», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrmar18.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [21] C. Butrón, «Situación Actual y el Futuro del Mercado de Generación Eléctrica», *Círculo de Derecho Administrativo*, vol. 0, n.º 8, pp. 287-298, 2009.
- [22] A. Dammert, J. Gallardo, y R. García, «Reformas Estructurales en el Sector Eléctrico Peruano», *Documento de Trabajo*, 2005. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento\\_de\\_Trabajo\\_05.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento_de_Trabajo_05.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].

- [23] A. Ruiz, «El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2002», *CEPAL-SERIE: gestión pública*, vol. 22, pp. 1-84, 2002.
- [24] Ministerio de Energía y Minas, «Decreto Supremo 009-1993-EM: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas», 1993. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-009-93-EM-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [25] Presidencia de la República del Perú, «Decreto de Urgencia N° 049-2008», 2008. [En línea]. Disponible en: [http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DU\\_049-2008-CONCORDADO.pdf](http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DU_049-2008-CONCORDADO.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [26] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1002», 2008. [En línea]. Disponible en: [http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL\\_de\\_promocion\\_de\\_la\\_inversion\\_para\\_la\\_generacion\\_de\\_electricidad\\_con\\_el\\_uso\\_de\\_energias\\_renovables\\_1002.pdf](http://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [27] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1041», 2008. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto Legislativo N° 1041 - Modifican diversas normas del sector eléctrico.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto_Legislativo_Nº_1041_-_Modifican_diversas_normas_del_sector_eléctrico.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [28] Presidencia de la República del Perú, «Decreto de Urgencia N° 032-2010», 2010. [En línea]. Disponible en: <https://www.mef.gob.pe/es/normatividad-sp-29923/por-instrumentos/decretos-de-urgencia/7046-d-u-n-032-2010-1/file>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [29] A. Vargas, «La problemática de los retiros sin contrato para la atención de la demanda regulada nacional: ¿una oportunidad para incentivar mayor generación de electricidad en el Perú bien aprovechada?», *Revista Peruana de Energía*, n.º 1, pp. 53-80, 2012.
- [30] Congreso de la República del Perú, «Ley N° 29970: Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país», 2012. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-29970-CONCORDADO.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [31] Proinversión, «Nodo Energético en el Sur del Perú». [En línea]. Disponible en: <https://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5691>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [32] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 1221», 2015. [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-legislativo-que-mejora-la-regulacion-de-la-distribucion-decreto-legislativo-n-1221-1291565-11/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [33] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 026-2016-EM», 2016.



- [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-aprueba-el-reglamento-del-mercado-mayori-decreto-supremo-n-026-2016-em-1410176-5/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [34] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 033-2017-EM», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-fecha-de-entrada-en-vigencia-d-decreto-supremo-n-033-2017-em-1571571-1/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [35] A. Dammert, F. Molinelli, y M. Carbajal, *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, 2011.
- [36] A. Vásquez, J. Tamayo, C. Vilches, y E. Chávez, «La Regulación del Sector de Energía», 2016. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Documentos\\_de\\_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [37] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Resolución N° 144-2019-OS/CD», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-144-2019-OS-CD.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [38] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2018», 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [39] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Supervisión de contratos de proyectos de generación y transmisión de energía eléctrica en operación. Mayo 2019», 2019. [En línea]. Disponible en: [http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-mayo-2019.pdf](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Compendio-Proyectos-GTE-Operacion-mayo-2019.pdf). [Accedido: 07-jul-2019].
- [40] G. F. M. De Souza, *Thermal Power Plant Performance Analysis*. Springer, 2005.
- [41] Ministerio de Energía y Minas, «Atlas eólico del Perú», 2016. [En línea]. Disponible en: [http://www.minem.gob.pe/\\_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537](http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=6&idPublicacion=537). [Accedido: 07-jul-2019].
- [42] Enel, «Planta Solar Rubí: la nueva era de la energía llegó al Perú». [En línea]. Disponible en: <https://www.enel.pe/es/sostenibilidad/rubi-la-central-solar-de-enel-mas-grande-del-peru.html>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [43] Engie, «ENGIE pone en operación comercial la Central Solar Intipampa en Perú con la presencia de la CEO mundial del grupo, Isabelle Kocher». [En línea]. Disponible

en: <https://engie-energia.pe/?noticias=engie-pone-en-operacion-comercial-la-central-solar-intipampa-en-peru-con-la-presencia-de-la-ceo-mundial-del-grupo-isabelle-kocher>. [Accedido: 07-jul-2019].

- [44] Banco Central de Reserva del Perú, «PBI». [En línea]. Disponible en: <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/resultados/PN01728AM/html>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [45] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2016», 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [46] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operación 2017», 2017. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [47] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 016-2000-EM», 2000. [En línea]. Disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/DS-016-2000-EM-CONCORDADO.doc>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [48] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional, «Estadística de operaciones 2008», 2008. [En línea]. Disponible en: <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [49] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Legislativo N° 674», 1991. [En línea]. Disponible en: <http://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/DecretosLegislativos/00674.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [50] M. Tovar, «Apuntes sobre el Libre Acceso a las Redes», *Círculo de Derecho Administrativo*, vol. 0, n.º 4, pp. 357-363, 2008.
- [51] Ministerio de Energía y Minas, «Resolución Ministerial N° 540-2018-MEM/DM», 2018. [En línea]. Disponible en: [http://www.minem.gob.pe/\\_legislacion.php?idSector=10&idLegislacion=14003](http://www.minem.gob.pe/_legislacion.php?idSector=10&idLegislacion=14003). [Accedido: 07-jul-2019].
- [52] Presidencia de la República del Perú, «Decreto Supremo N° 022-2009-EM». 2009.
- [53] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Informe N° 0328-2014-GART. Proceso de Cálculo del Valor Agregado de Distribución (VAD) y Cargos Fijos», Lima.
- [54] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Informe N° 0447-2018-GRT. Valor Nuevo de Reemplazo de las Instalaciones de Distribución Eléctrica. Regulación de las Tarifas de Distribución Eléctrica Noviembre 2018 - Octubre 2022», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/Informe-Tecnico-447-2018->

GRT.pdf. [Accedido: 07-jul-2019].

- [55] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «FIJACIÓN VAD 2018-2022», 2019. [En línea]. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/electricidad/vad/fijacion-vad-2018-2022>. [Accedido: 07-jul-2019].
- [56] Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, «Informe N° 0594-2018-GRT. Resolución de los Recursos de Reconsideración interpuestos contra la Resolución Osinergmin N ° 158-2018-OS/CD», 2018. [En línea]. Disponible en: <http://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/Informe-Tecnico-594-2018-GRT.pdf>. [Accedido: 07-jul-2019].