



**“EVALUACIÓN DE LAS LICITACIONES ENTRE EMPRESAS
GENERADORAS Y DISTRIBUIDORAS EN EL MERCADO
MAYORISTA REGULADO DEL SECTOR ELÉCTRICO”**

**Trabajo de Investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magíster en Regulación de Servicios Públicos**

Presentado por

Sr. Daniel Ramos Ormeño

Sr. Carlos Salinas Miguel

Asesor: Profesor Alfredo Dammert Lira

2015

Resumen ejecutivo

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo evaluar el desempeño del mercado mayorista regulado, luego de la introducción de competencia en la segunda generación de reformas iniciadas en el año 2006 con la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica. Con la nueva Ley, se introdujeron mecanismos de competencia en el mercado mayorista del sector eléctrico peruano, a fin de asegurar la cobertura del servicio eléctrico regulado en el largo plazo, mediante el uso de licitaciones para la compra y venta de energía entre las distribuidoras de electricidad y los generadores.

Los procesos licitatorios para la compra de energía pueden analizarse para conocer si cumplen con los objetivos deseados y si superaron los problemas del aseguramiento del servicio eléctrico mediante contratos de largo plazo, problemas que se manifestaron en la crisis del año 2004 y que dieron origen a las llamadas reformas de segunda generación en el sector eléctrico.

Un tema importante que trata el presente trabajo es determinar si las normas y los procedimientos que se han establecidos en el marco de la ley, están generando los incentivos necesarios para conseguir eficiencia de precios y si estos precios, sumados a las condiciones de seguridad y estabilidad del mercado, hace posible que los agentes realicen las inversiones en generación, que permitan asegurar la cobertura y confiabilidad del servicio en el largo plazo.

Los procesos licitatorios convocados por las distribuidoras constituyen el mecanismo de compra de energía más conveniente necesita de ajustes, a fin de permitir que las distribuidoras pequeñas en demanda consigan los mismos resultados en términos de precios y cobertura que obtienen las distribuidoras grandes. A pesar de que la ley exige el aseguramiento del servicio regulado, las generadoras tienen incentivos a presentar sus ofertas por volúmenes mayores de energía. Esto se puede verificar en los procesos de segundas convocatorias para completar la demanda no contratada, donde la cantidad de postores es mínima.

Asimismo, se ha considerado el tema de las licitaciones realizadas a través de Proinversión, las cuales podrían estar produciendo distorsiones en el mercado mayorista regulado y dando señales contradictorias a los agentes, considerando los esfuerzos normativos del sector para introducir mecanismos de competencia buscando que los precios e inversiones respondan a las necesidades del mercado. Por último, se evalúa si las condiciones del mercado permiten crear un mercado para obtener precios eficientes de potencia.

Índice de contenidos

Índice de tablas.....	v
Índice de gráficos	vi
Índice de anexos	vii
Capítulo I. Introducción y motivación	1
1. Antecedentes	1
2. Objetivos del trabajo	4
Capítulo II. Marco teórico y normativo	5
1. Fallas de mercado.....	5
2. Teoría de las subastas.....	6
3. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Normas complementarias.....	9
Capítulo III. Experiencias internacionales: Brasil, Colombia y Chile	14
1. Experiencia de las licitaciones en Brasil	14
2. Experiencia de las licitaciones en Colombia.....	16
3. Experiencia de las licitaciones en Chile.....	20
4. Comparación con el modelo peruano.....	21
Capítulo IV. Análisis del mercado mayorista regulado peruano.....	24
1. Descripción del sector eléctrico	24
2. La fijación de precios	25
3. Funcionamiento del mercado mayorista regulado	26
4. Las licitaciones en el mercado mayorista regulado.....	27
5. Funcionamiento del mercado <i>spot</i>	32
6. La creación de un mercado de capacidad.....	34

Capítulo V. Evaluación de las licitaciones	37
1. Evaluación histórica de las licitaciones y contratos más relevantes	37
2. Comparativo de precios promedios licitados versus los precios promedios regulados.....	41
Conclusiones y recomendaciones	52
Bibliografía	56
Anexos	63

Índice de tablas

Tabla 1.	Tipos de licitaciones de contratos de suministro	9
Tabla 2.	Resultados de primera subasta brasileña	15
Tabla 3.	Cuadro comparativo entre las experiencias internacionales de Brasil, Colombia y Chile con el caso peruano	22
Tabla 4.	Ventajas y desventajas de las licitaciones de Brasil, Colombia, Chile y Perú	23
Tabla 5.	Estado de concesiones definitivas y autorizaciones de centrales de generación eléctrica (contratos de concesiones definitivas y autorizaciones otorgadas por el MEM)	31
Tabla 6.	Capacidad requerida versus capacidad adjudicada de la Licitación Distriluz	39
Tabla 7.	Licitaciones de largo plazo en el Perú desde sus inicios hasta la fecha	39
Tabla 8.	Precios adjudicados en la licitación Distriluz - Primera Convocatoria	41
Tabla 9.	Potencia total contratada por Enosa con sus respectivas potencias y precios adjudicados (licitación Distriluz - Primera Convocatoria)	42
Tabla 10.	Cálculo de los precios promedios ponderados de cada licitación adjudicada	44
Tabla 11.	Comparación por punto de suministro entre el precio promedio ponderado de la licitación Distriluz versus los precios regulados	46
Tabla 12.	Comparación de precios licitados (incluye precio de potencia) versus precios regulados (período 2007-2008)	48
Tabla 13.	Comparación de precios licitados (incluye precio de potencia) versus precios regulados (período 2009 - julio del 2015)	49

Índice de gráficos

Gráfico 1.	Evolución de rondas en subasta descendente	8
Gráfico 2.	Precios promedios ponderados históricos en el Mercado de Energía Mayorista ..	19
Gráfico 3.	Actores del sector eléctrico peruano.....	25
Gráfico 4.	Diagrama de flujo al 2007	26
Gráfico 5.	Costo marginal y tarifa en barra promedio mensual.....	34
Gráfico 6.	Evolución de los suministros regulados bajo licitaciones	40
Gráfico 7.	Representación de los precios de los contratos reflejados en Lima.....	43
Gráfico 8.	Ajuste del precio regulado respecto al precio de las licitaciones	48
Gráfico 9.	Comparación entre los precios licitados, regulados y clientes libres	50
Gráfico 10.	Composición de la tarifa a usuario final	51

Índice de anexos

Anexo 1.	Precios regulados del período mayo 2010 a abril 2011 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados	64
Anexo 2.	Precios regulados del período mayo 2011 a abril 2012 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados	65
Anexo 3.	Precios regulados del período mayo 2012 a abril 2013 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados	65
Anexo 4.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (primera convocatoria)	66
Anexo 5.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (segunda convocatoria)	67
Anexo 6.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (primera convocatoria)	68
Anexo 7.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (segunda convocatoria)	69
Anexo 8.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)	70
Anexo 9.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021 (una sola convocatoria)	71
Anexo 10.	Precios de energía licitados en 2011 correspondientes a la licitación ELECTRODUNAS ELD-01-2010-LP: 2014-2028 (una sola convocatoria)	71
Anexo 11.	Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación LDS-01-2010-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria).....	72
Anexo 12.	Precios de energía licitados en 2011 correspondientes a la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (primera convocatoria)	72
Anexo 13.	Precios de energía licitados en 2012 correspondientes a la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (segunda convocatoria).....	72
Anexo 14.	Precios de energía licitados en 2012 correspondientes a la licitación EDN-01-2012-LP: 2016-2027	73
Anexo 15.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (primera convocatoria)	73
Anexo 16.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (segunda convocatoria).....	74
Anexo 17.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (primera convocatoria).....	75
Anexo 18.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (segunda convocatoria).....	76

Anexo 19.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria).....	77
Anexo 20.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021 (una sola convocatoria).....	78
Anexo 21.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación ELECTRODUNAS ELD-01-2010-LP: 2014-2028 (una sola convocatoria)	79
Anexo 22.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2010-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)	80
Anexo 23.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (primera convocatoria).....	81
Anexo 24.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (segunda convocatoria)	82
Anexo 25.	Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDN-01-2012-LP: 2016-2027	83

Capítulo I. Introducción y motivación

1. Antecedentes

Durante las décadas de 1970 y 1980, la industria eléctrica nacional se encontraba en manos del Estado, con una organización verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. La gestión, planeamiento e inversiones estaban sujetos a las decisiones de las autoridades estatales, que mantenían una regulación de tarifas basada en el costo del servicio que tenían las empresas estatales y sujeta a las demandas sociales e intereses políticos de los gobiernos de turno. A inicios de la década de 1990, el sistema verticalmente integrado en poder del Estado presentaba serios problemas de eficiencia, pérdidas económicas, cortes de suministro, coeficientes de electrificación por debajo del promedio latinoamericano y falta de inversiones. En medio de esta crisis se inició un proceso de reformas y se promulgó, en el año 1992, la Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, cuyos objetivos principales serían garantizar el suministro de energía, promover las inversiones, fijar tarifas que remuneren las inversiones, promover la eficiencia mediante la competencia en los diferentes niveles y aumentar la cobertura del servicio eléctrico.

Con la aplicación de la nueva ley, se estableció una nueva organización del mercado, separándose las actividades de generación, transmisión y distribución, se privatizó más del 50% de la capacidad de generación y distribución, y se transfirió la transmisión a operadores privados, bajo un esquema de concesiones a 30 años; no obstante, la privatización no llegó a darse completamente en la generación y distribución, creándose mercados con la participación de agentes privados y estatales. Para el funcionamiento de la nueva estructura de organización del sector, se establecieron las siguientes reglas: a) Se crea el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), que al inicio fueron COES CENTRO-NORTE y COES SUR, encargado de la operación técnica del sistema y de la administración del mercado *spot*, b) Se establece un mercado *spot* para las transacciones entre los generadores, c) Se autoriza la libre entrada a la generación, d) Se establecen los clientes libres con consumos mayor a 1MW, y clientes regulados menor a 1 MW, e) Se establece la obligatoriedad de contratos de largo plazo entre generadoras y distribuidoras para el mercado de clientes regulados, y f) Se separa la política sectorial; el otorgamiento de concesiones, planificación y normas a cargo del Ministerio de Energía y Minas (MEM), la supervisión y planificación a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en la Energía (Osinerg), y la libre competencia a cargo Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi).

Los resultados evidencian que las primeras reformas dadas con la Ley de Concesiones Eléctricas, su reglamento y demás normas complementarias resultaron bastante positivas para la industria y alcanzaron, en gran medida, los objetivos trazados. No obstante, nuevos retos y dificultades se presentaron con la evolución de la industria. Ese es el caso del uso de gas natural para la generación térmica, el desarrollo del mercado libre y regulado, y las transacciones entre generadores y distribuidores, los cuales llegaron a poner en riesgo el abastecimiento de electricidad en el largo plazo, debido a la falta de incentivos para la generación, lo que se manifestaba en una negativa a realizar contratos de largo plazo, así como una dependencia mayor del mercado spot de corto plazo cuyos precios eran mucho mayores, tal como se evidencia en la crisis del año 2004. En este escenario era necesario introducir modificaciones al mercado con el fin de: a) Profundizar medidas que faciliten la competencia en el mercado mayorista, b) Corregir las barreras legales para el desarrollo de la inversión en generación, c) Reducir la intervención del regulador en la determinación de los precios de generación, privilegiando soluciones de mercado, d) Asegurar el abastecimiento de energía con la suficiente generación a fin de evitar costos excesivos y racionamiento del servicio, y e) Promover tarifas eficientes.

En ese sentido, en el año 2004, se formó una comisión del MEM y Osinerg, con el encargo de proponer un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica sobre la base de incorporar mecanismos de mercado, mitigación de riesgos e introducción de competencia. El análisis y diagnóstico del problema, las propuestas de reforma, las recomendaciones y el proyecto de ley se elaboran en el documento llamado “libro blanco”.

De esta forma, con el fin de establecer una segunda generación de reformas que corrija las deficiencias del mercado, aumentando la competencia, la eficiencia productiva y mejorando la asignación de riesgos entre agentes y estado, se promulgó en el 2006 la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Energía Eléctrica, con el objetivo de:

- a) Asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva
- b) Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado
- c) Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación

- d) Introducir un mecanismo de compensación entre el SEIN y los Sistemas Aislados para que los precios en barra de estos últimos incorporen los beneficios del gas natural y reduzcan su exposición a la volatilidad del mercado de combustibles

Asimismo, los principales aportes e innovaciones que estipula la ley son:

- 1) Los contratos mediante licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica
- 2) Determinación del mercado de corto plazo con la participación de generadores, distribuidores y clientes libres
- 3) Nuevas atribuciones del COES, para la operación del sistema, administración del mercado de corto plazo y planificación del desarrollo del sistema de transmisión del SEIN. Asimismo, se introdujeron cambios en su nueva estructura organizativa con el órgano supremo representado por generadores, distribuidores, transmisores y usuarios libres.
- 4) Adecuación del marco legal del sistema de transmisión del SEIN
- 5) Formación de los nuevos precios a nivel de generación (PNG) para usuarios regulados
- 6) Modificación de los límites de potencia y nuevas opciones para usuarios libres

Desde su inicio en junio del 2006, los procesos de licitación entre generadores y distribuidores para la venta de energía han estado sujetos a diferentes ajustes e incentivos con el objetivo de promover los contratos cada vez a mayor plazo y fomentar las inversiones de generación hidroeléctrica, que en el parque generador son las que tienen menores costos marginales de operación. No obstante, son las centrales de generación térmica con el uso del gas de Camisea las que han tenido mayor desarrollo en el mercado en los últimos años, alcanzando niveles de potencia efectiva disponibles cercanos al 50% de la oferta total disponible en generación, considerando que el costo del gas de Camisea es regulado.

Luego de nueve años desde la promulgación de la ley y del inicio de los procesos licitatorios, el presente trabajo busca hacer una evaluación acerca de los resultados obtenidos en el mercado mayorista regulado en relación con el aseguramiento de la generación eficiente, competencia efectiva y precios competitivos. Se realiza un análisis del comportamiento de los agentes y la evolución de los precios en el mercado de las licitaciones, comparándolos con los precios regulados calculados en barra y los precios a costo marginal en el mercado de corto plazo.

2. Objetivo del trabajo

El objetivo de la presente investigación es evaluar el mercado mayorista regulado y analizar si las licitaciones que realizan las distribuidoras para la compra de energía y potencia bajo la normativa vigente pueden ser mejoradas para obtener precios eficientes y cobertura, y si generan incentivos para la inversión en generación hidráulica.

Para el desarrollo de este trabajo se han planteado las siguientes preguntas e hipótesis de investigación:

- ¿Las licitaciones que realizan las distribuidoras para la compra de energía y potencia bajo la normativa vigente pueden ser mejoradas para obtener precios eficientes y asegurar la cobertura del servicio?
- ¿Las licitaciones que realizan las distribuidoras para la compra de energía y potencia bajo la normativa vigente generan incentivos para la inversión en generación hidroeléctrica?
- ¿Es posible desarrollar un mercado *spot* de corto de plazo entre generadores y distribuidores?
- ¿Se están dando las condiciones en la industria eléctrica para desarrollar un mercado de capacidad a precios eficientes mediante el mecanismo de licitaciones?

Capítulo II. Marco teórico y normativo

1. Fallas de mercado

En el informe final sobre mercados de capacidad para el reforzamiento de la implementación de la planificación de la generación eléctrica, las consultoras AF Mercados EMI España y Deloitte & Touche Perú hacen referencia a fallas de mercado en el aprovisionamiento de potencia y energía de los generadores en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

“La teoría económica demuestra que en el equilibrio [...], un mercado competitivo produce un nivel eficiente de producción que se equilibra con la propensión a pagar por parte de la demanda. Para los mercados de electricidad, este análisis teórico sugiere que los mercados eléctricos sólo de energía, cuando los precios spot no están restringidos (regulatoria o políticamente) y pueden reflejar adecuadamente los precios de escasez, conducen a un nivel eficiente de producción y precios, y por lo tanto generan suficiente renta para permitir la recuperación de las inversiones de los generadores [...]

Sin embargo este esquema presenta dos tipos de limitaciones:

- La falta de tolerancia política a los incrementos de precios asociados a la escasez,
- La falta de respuesta de la demanda al incremento de precio, que origina dos problemas:
 - falta de una metodología apropiada para determinar cuál es la voluntad de pago de la demanda, que implica que este valor [...] debe ser fijado por la regulación;
 - ante una situación en la cual la potencia disponible es insuficiente para abastecer la demanda, el Operador del Sistema debe cortar demanda en forma arbitraria, con independencia de la voluntad de pago de los consumidores.

Esta última es una característica particular de los mercados de la electricidad, la cual constituye la denominada ‘Falla de Mercado’, es decir la imposibilidad de fijar un precio en situaciones de escasez en el cual se verifique el equilibrio entre la oferta y la demanda”. (AF Mercados EMI España y Deloitte & Touche Perú 2014: 18).

La falla de mercado se origina en la imposibilidad física de almacenar la energía y la necesidad de que el sistema interconectado nacional esté balanceado en cada instante; es decir, que la oferta siga las variaciones de demanda permanentemente. Por lo tanto, el operador del sistema tiene como principal función mantener el equilibrio, y está autorizado para realizar los cortes de abastecimiento cuando sean necesarios, independientemente de los acuerdos bilaterales que tengan los agentes y de la economía de la operación. En estas condiciones, no es posible distinguir entre los consumidores que necesiten energía y estén dispuestos a pagar por ella o los que necesiten menos y prefieran irse si el precio aumenta; por lo tanto, el equilibrio del sistema no se puede conseguir con soluciones del mismo mercado, sino solo con la intervención del operador del sistema.

Un concepto que debe tomarse en cuenta en la provisión de electricidad es la confiabilidad del suministro, la cual se soporta en dos elementos: a) La suficiencia, que es la capacidad del sistema de abastecer la demanda de electricidad de todos los consumidores durante todo el tiempo, considerando el nivel de máxima demanda y calidad de reserva, y b) La seguridad, que es la estabilidad que tiene el sistema para soportar las perturbaciones y fallas en todo momento, y que está vinculado al suministro adecuado de los servicios complementarios. Los conceptos de suficiencia y seguridad son complementarios pero distintos: la suficiencia ayuda a la seguridad mas no la reemplaza.

2. Teoría de las subastas

Por definición, una subasta o licitación es un mecanismo de venta o compra caracterizado por un conjunto de reglas por el que se determina la asignación de recursos y el precio en función de las ofertas de los postores. Según Dammert (2011), “las subastas permiten asignar los recursos a aquellos agentes económicos que más lo valoran lo que permite alcanzar una asignación eficiente (en el sentido de Pareto). En el caso de compra, permite al comprador minimizar los costos de adquisición al obtener el menor precio”.

En ese sentido, los objetivos para organizar una licitación para el abastecimiento de electricidad, entre otros, deberían ser: a) Dar señales de eficiencia a los agentes del mercado, b) Asignar los recursos a los generadores más eficientes, c) Incrementar los niveles de competencia, d) Obtener precios competitivos, y e) Transparencia y objetividad.

Existen diferentes tipos de subastas que se diferencian en su diseño y metodología para obtener el precio de cierre o despeje. En el mercado eléctrico a nivel internacional, se utilizan todos los tipos de subastas que se describen a continuación; la más usada es la subasta inglesa.

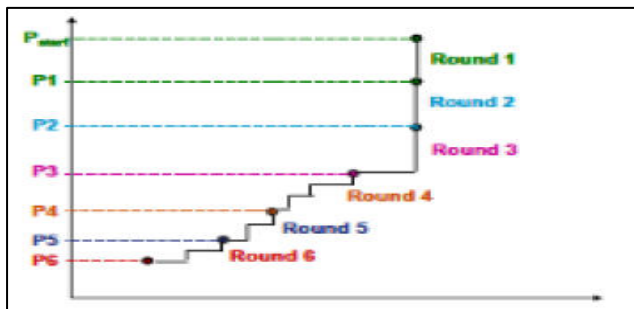
- Subasta inglesa: Los compradores van emitiendo ofertas en orden ascendente de precios, la subasta termina cuando ningún comprador puede superar el precio del último ofertante, y este adquiere el bien. En este tipo de subasta existe asimetría de información, porque cada participante conoce cuánto valora el bien, pero desconoce la valoración de sus rivales; por su lado, el vendedor desconoce cuánto están dispuestos a ofrecer los compradores, pero puede especificar un precio de reserva, debajo del cual el bien no será vendido.

- Subasta holandesa: El vendedor va anunciando diferentes precios en orden descendente, parte de un precio elevado y va reduciendo hasta que el precio es lo suficientemente bajo para que alguno de los compradores lo acepte, gane la subasta y compre el bien. Al igual que la subasta inglesa, existe asimetría de información, pero se diferencia en que los agentes no pueden ir obteniendo información a medida que la subasta avanza. En este tipo de subasta, el vendedor especifica un precio de reserva, el cual determina el precio mínimo al que está dispuesto a vender.
- Subasta de primer precio: Es uno de los mecanismos más usados. Se le conoce como la subasta a sobre cerrado. Cada comprador puede realizar solamente una oferta que formula al mismo tiempo que los demás, sin saber qué han ofertado estos. El bien se adjudica a la oferta más alta, siendo el precio de venta el precio de la oferta.
- Subasta Vickrey o de segundo precio: Bajo esta modalidad cada comprador realiza una única oferta en sobre cerrado, al mismo tiempo que los demás; gana el comprador que hizo la oferta más alta, pero el precio de venta lo determina la oferta del comprador que quedó segundo. Este tipo de subasta induce a que los compradores revelen su verdadero valor de reserva; cada comprador piensa que si su valoración es la mayor de todas puede ofrecerla, porque termina pagando el segundo precio.
- Subasta en reversa: Este mecanismo es cada vez más común en las subastas del sector eléctrico cuando el objetivo es buscar el aumento de participantes. Permite buscar bienes y servicios al menor costo posible. El comprador elabora la lista de bienes que desea comprar y los vendedores presentan una oferta; el que haya ofrecido el menor precio ganará la subasta. En esta subasta, el comprador decide las especificaciones exactas del bien que necesita. En el caso peruano, los postores son adjudicados por las cantidades y precios que ofrecen hasta cubrir la demanda licitada.
- Subasta inglesa en reversa: El comprador realizará una subasta en la que indica las especificaciones del bien, y ganará el vendedor que presente la menor oferta de precio.
- Subasta holandesa en reversa: El comprador especifica el precio máximo, oferta inicial y la cantidad o demanda del bien que está dispuesto a comprar. Los vendedores, por su parte, realizan sus ofertas considerando el precio mínimo al cual están dispuestos a vender y la

referencia es el precio máximo establecido por el comprador. La subasta termina cuando los vendedores que han ofrecido el menor precio ganan el derecho a vender los bienes.

- Subasta del reloj descendente: Este tipo de subasta establece un procedimiento en el cual los vendedores tienen la oportunidad de reflejar mejores precios entre rondas y ajustar sus estrategias con la información obtenida de las rondas previas.

Gráfico 1. Evolución de rondas en subasta descendente



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile-Escuela de Ingeniería

En el gráfico, la subasta comienza con un precio P_1 , al cual todos los vendedores están dispuestos a ofrecer determinada cantidad. Si los vendedores ofrecen una cantidad tal que al totalizar la oferta excede la demanda, el precio es reducido a un precio P_2 ante el cual los vendedores ofrecen sus cantidades deseadas ante esta nueva expectativa de precio. El proceso continúa bajando los precios hasta que la oferta sea igual a la demanda. En este tipo de subastas es importante modular adecuadamente los decrementos de precios, pues pasos grandes conlleva a que la subasta concluya en pocas rondas generando potencialmente ineficiencias.

En la tabla 1 se hace un comparativo de las subastas inglesa, holandesa, de primer sobre y de segundo precio, la subasta inglesa de reversa y holandesa de reversa son las mismas que las originales pero vistas desde el lado del comprador, son usadas para la adquisición de bienes.

Tabla 1. Tipos de licitaciones de contratos de suministro

TIPO DE SUBASTA	Definición	Forma de entrega de la propuesta	Dirección que toman los precios en la subasta	Pago que realiza el ganador	Grado de riesgo del postor	Grado de riesgo del subastador
Inglesa	El vendedor propone un precio base y quienes deseen comprar lo aumentan hasta que gane quien ofreció el mayor precio.	Abierta ¹⁵⁰	Asoendente	Paga su precio ofrecido	Menor riesgo (conoce la propuesta de los demás)	Mayor riesgo (se sujeta a la voluntad de los postores)
Holandesa	Se parte de un precio base alto y se disminuye hasta que algún postor acepta el precio.	Abierta	Descendente	Paga su precio ofrecido	Mayor riesgo (conoce las otras propuestas pero desconoce si alguien aceptará un precio a la primera)	Menor riesgo (al poner el límite superior, traslada el riesgo a los postores)
En sobre sellado de mejor precio	El postor coloca su propuesta en sobre cerrado y todos hacen lo mismo. Los sobres se abren y la propuesta más alta gana la licitación ¹⁵¹	En sobre cerrado ¹⁵²	Cada postor ofrece un único precio	Paga su precio ofrecido	Mayor (puede perder si alguien coloca una mejor propuesta)	Menor (el subastador tiene ventajas pues los postores revelarán su mejor precio).
Vickrey (en sobre sellado de segundo mejor precio)	Cada uno entrega su propuesta en sobre cerrado; los sobres se abren y el mejor precio gana la licitación; pero el ganador no paga el precio que propuso sino el del segundo mejor postor (i.e. el segundo mejor precio).	En sobre cerrado	Cada postor ofrece un único precio	Paga el segundo mejor precio	Menor (independientemente que ofrezca un precio alto, pagará el segundo mejor precio que es menor).	Riesgo Compartido (Segundo Precio: el subastador incentiva a revelar el mejor precio)

Elaboración: Propia

¹⁵⁰ Los postores conocen en todo momento la mejor propuesta de pago presentada y tienen la posibilidad de superarla, hasta llegar a ofrecer una cantidad ligeramente superior a la segunda mejor oferta. El hecho de que las propuestas sean conocidas por todos, provoca que el ganador de la subasta haya ofrecido solamente una cantidad ligeramente superior a la segunda mejor propuesta, por ende se queda con algo de renta y el subastador no logra apropiarse de todo el excedente que existe.

¹⁵¹ Se dice que el resultado de este tipo de subasta es un equilibrio de Nash, ya que cada jugador elige su estrategia sin conocer la jugada del resto de jugadores, pero actuando en función de lo que creen será la mejor respuesta del resto de jugadores, además todos los postores o jugadores conocen las reglas de juego.

¹⁵² Este tipo de subasta aumenta la ganancia esperada del vendedor, ya que los postores adversos al riesgo ofrecerán un mayor pago.

El objetivo de las subastas, en el sector eléctrico peruano, es obtener precios eficientes del mercado en lugar de establecer precios mediante mecanismos regulatorios; por lo tanto, el diseño debe buscar suprimir cualquier comportamiento anticompetitivo, como colusión, predación de precios, disuasión a la entrada, entre otros. Un buen diseño de las subastas permite obtener eficiencia en el corto plazo, con producción a menor costo y en largo plazo inversiones eficientes, reduciendo el comportamiento estratégico de los postores. Por ello, es deseable que las reglas permitan la participación del mayor número de agentes, de tal forma que los costos de coordinación desincentiven comportamientos colusorios; asimismo, deben procurar reducir los costos de entrada a fin de que agentes con menos recursos participen en los procesos. Las reglas simples y transparentes minimizan los costos de participación, sobre todo de las generadoras más pequeñas.

3. Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Normas complementarias

La Ley N° 28832 es la primera que introduce el procedimiento de licitaciones para la compra de energía en el mercado mayorista regulado de electricidad, antes bajo el esquema de la Ley de Concesiones Eléctricas, Ley N° 25844, los contratos eran pactados libremente entre generadoras y distribuidoras con supervisión del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), pero no tenía mecanismos para incentivar a los generadores a realizar contratos

de largo plazo, estos como agentes adversos al riesgo en algunos casos, preferían obtener mayor rentabilidad en los mercados de venta de energía de corto plazo.

El capítulo segundo de la Ley, “Contratos, licitaciones, e incentivos para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica”, fija las condiciones de contratación, las condiciones para el abastecimiento oportuno, las condiciones para las bases de la licitación, los plazos de contratación, los plazos para el proceso, los precios máximos, las obligaciones de los participantes y los incentivos para promover convocatorias anticipadas.

El artículo 3 precisa que: “[...] Las ventas de electricidad de Generador a Distribuidor, destinadas al Servicio Público de Electricidad, se efectúan mediante: a) Contratos sin licitación, cuyos precios no podrán ser superiores a los precios en barra a que se refiere el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas, b) Contratos resultante de Licitaciones”.

Asimismo, el artículo 4 establece como medida preventiva el uso de licitaciones para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica, indicando: “[...] El abastecimiento oportuno y eficiente de energía eléctrica para el mercado regulado se asegurará mediante licitaciones que resulten en contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes que serán trasladados a los usuarios regulados. El proceso de licitación será llevada a cabo con la anticipación necesaria para facilitar y promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, aprovechar las economías de escala, promover la competencia por el mercado y asegurar el abastecimiento del mercado regulado”.

En el capítulo tercero de la Ley, se define el mercado de corto plazo. En este mercado pueden participar los generadores, los grandes clientes libres y los distribuidores para atender a sus usuarios libres. La compra y venta de energía se efectúa en función a los costos marginales de corto plazo nodales y los retiros de potencia que coincidan con la máxima demanda del periodo mensual, están sujetos al pago por capacidad. El funcionamiento y la organización del mercado de corto plazo, así como las liquidaciones de las operaciones de transferencia están a cargo del COES.

En el capítulo cuarto de la Ley, se precisa la naturaleza del COES, que “tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo del sistema de la transmisión del SEIN y administrar el mercado de corto

plazo”. Se especifican sus funciones de interés público, sus funciones operativas, sus órganos de gobierno, la asamblea que está integrada por los agentes del SEIN, en cuatro subcomités: uno de generadores, uno de transmisores, uno de distribuidores y uno de usuarios libres.

En el capítulo sexto de la Ley, se precisa el mecanismo para el cálculo de los precios a nivel generación para usuarios regulados, como el promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación y los precios de los contratos resultante de las licitaciones.

Asimismo, la norma que fija los procedimientos para licitaciones de largo plazo de suministros en el marco de la Ley N° 28832 es de aplicación obligatoria a las licitaciones que efectúen las distribuidoras, la cual se obliga a realizar el proceso con una anticipación de tres años para evitar que la demanda de sus usuarios regulados quede sin cobertura de contratos. Las disposiciones de la norma rigen los procesos de licitación, así como los términos y condiciones de los contratos de suministro que resulten del proceso.

La norma establece todos los aspectos generales del proceso, las etapas previas al proceso de la licitación para la aprobación de las bases por Osinergmin, las etapas y fechas del proceso de licitación, el contenido de las bases sobre las condiciones y características del suministro, la proforma de contrato, el contenido de las propuestas de los postores, el proceso de precalificación, y la apertura de propuestas, adjudicación de la buena pro y suscripción de contratos. Adicionalmente, la norma indica en el anexo 1, las fórmulas de actualización de precios de potencia y de energía en horas punta y fuera de punta; en el anexo 2, el procedimiento para la evaluación de ofertas; en el anexo 3, el compromiso de confidencialidad; en el anexo 4, el compromiso de no colusión, el modelo de contrato; en el anexo a, los puntos de suministro y las cantidades contratadas; en el anexo b, el procedimiento y las fórmulas para determinar la demanda y la energía a facturar; y en el anexo D, los precios y las fórmulas de reajuste.

De otro lado, se debe señalar que mediante el Decreto de Urgencia N° 049-2008¹, publicado el 18 de diciembre del 2008, se dictaron medidas excepcionales hasta el 31 de diciembre del 2011, con el fin de asegurar que el suministro regular de energía eléctrica destinado al Servicio Público de Electricidad no sufra efectos negativos del costo marginal de corto plazo en la fijación del precio en barra, decretándose en su artículo 1° los siguientes criterios para los

¹ Mediante el artículo 1° del Decreto de Urgencia N° 079-2010, se prorrogó su vigencia hasta el 31 de diciembre del 2013.

Costos Marginales de Corto Plazo: i) “1.1 Los costos marginales de corto plazo del [...] (SEIN) se determinarán considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad”, “1.2 Los costos marginales referidos en el numeral anterior no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial” y “1.3 la diferencia entre los costos variables de operación en que incurrirán las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados conforme al numeral 1.1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje de Conexión al Sistema Principal de Transmisión”. Asimismo, en su artículo 2º se decretó lo siguiente: “Los retiros físicos de potencia y energía del [...] (SEIN), que efectúen las empresas distribuidoras de electricidad, para atender la demanda de sus usuarios regulados, sin contar con los respectivos contratos de suministro con las empresas generadoras, serán asignados a las empresas generadoras de electricidad, valorizados a Precios en Barra de mercado regulado, en proporción a la energía firme eficiente anual de cada generador menos sus ventas de energía por contratos. En el caso de los retiros sin contrato, los costos variables adicionales con respecto a los Precios de Energía en Barra en que incurran las centrales para atender dichos retiros, serán incorporados en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. Para tal efecto, se descontará la compensación que les corresponda recibir por aplicación del numeral 1.3 del Artículo anterior”. Finalmente, en su artículo 3º se decretó: “Las unidades de generación que se instalen al amparo del Decreto de Urgencia N° 037-2008 serán consideradas para efectos de distribuir los retiros sin contrato en las condiciones señaladas el Artículo 2 [...] El costo variable de dichas unidades de generación, será considerando para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo a que se refiere el Artículo 1 [...]”.

Otras normas complementarias que rigen el sector son:

- Decreto Supremo N° 052-2007 “Reglamento de Electricidad del Suministro de Electricidad”
- Decreto Legislativo N° 1041 “Decreto Legislativo que modifica diversas normas del marco Normativo Eléctrico”
- Ley N° 29179 “Ley que establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado”
- Decreto de Urgencia N° 037-2008 “Medidas Necesarias para Asegurar el Abastecimiento Oportuno de Energía Eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”
- El Decreto de Urgencia N° 032-2010 “Medidas para Acelerar Inversión y Facilitar Financiamiento para la Ejecución de Proyectos de Electricidad”

- Ley N° 29970 “Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País”
- Decreto Supremo N° 038-2013-EM “Aprueban el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970”
- Decreto Supremo N° 002-2015-EM “Modifican el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 22970, aprobado por D.S. N° 038-2013-EM”

Capítulo III. Experiencias internacionales: Brasil, Colombia y Chile

1. Experiencia de las licitaciones en Brasil

Después de una etapa de transición con contratos de mediano plazo entre generadoras y distribuidoras, que duró hasta el año 2006, se estableció un nuevo modelo. En primer lugar, se establecieron dos mercados: uno regulado para clientes de un tamaño determinado y servido para las distribuidoras, y otro libre conformado por grandes clientes. Los grandes clientes participan en el mercado libre como lo hacían anteriormente, negociando su energía por medio de contratos bilaterales con generadores independientes y en el mercado *spot*. La novedad del sistema está en el mercado regulado. En este mercado, las distribuidoras obtienen la energía mediante dos tipos de subastas:

- Una subasta por “energía vieja” que se genera en plantas existentes con contratos por cantidades de energía por períodos de cinco a quince años. En este mercado, se prevé que los costos tenderán al costo marginal.
- Una subasta por “energía nueva”, con contratos por disponibilidad de energía en los cuales el comprador asume los riesgos. Ello se debe a que la distribuidora paga al generador una cantidad fija por la energía asegurada y, además, compensa los costos operativos en caso de que se requiera generar electricidad con la puesta en marcha de generadores térmicas. Los contratos para nueva capacidad son de larga duración: diez años o más. Además, se tienen dos tipos de subastas: una para contrataciones de cinco años en adelante y otra de tres años en adelante.

Otras características importantes del nuevo modelo de licitaciones son que estas se hacen en conjunto y se otorgan de acuerdo a la menor tarifa ofrecida por energía firme. Sin embargo, luego de realizadas, cada generadora contratada firma contratos bilaterales con cada distribuidora a través de un reparto proporcional a la energía ofertada respecto al total.

Por otra parte, las distribuidoras están obligadas a contratar el 100% de sus necesidades con un margen de holgura, 3% hacia arriba y 4% hacia abajo. En el caso de desajustes se programan licitaciones por menores cantidades en el sistema. Además, para proteger a los consumidores, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica² (Aneel) calcula un precio máximo para las licitaciones, tomando como referencia un costo marginal de largo plazo.

² Institución responsable del desarrollo de procedimientos de subastas. Después de la promulgación de la ley del nuevo modelo del sector eléctrico, la principal responsabilidad de ANEEL pasó a ser regular y supervisar el sector eléctrico, en línea con la política adoptada por la Ministerio de Minas y Energía (MME) de ese país.

El 7 de diciembre del 2004 se realizó la primera subasta de energía en Brasil. Dicha subasta se organizó para realizar contratos de tipo de energía existente en el sistema; por lo tanto, consistió en remates de contratos de corto plazo. Los productos ofrecidos en esta subasta fueron:

- Producto 2005-2008: Contratos con fecha de inicio de operaciones el día 1 de enero del 2005 y cuya duración abarca 8 años.
- Producto 2006-2008: Contratos con fecha de inicio de operaciones el día 1 de enero del 2006 y cuya duración abarca 8 años.
- Producto 2007-2008: Contratos con fecha de inicio de operaciones el día 1 de enero del 2007 y cuya duración abarca 8 años.

Conforme a lo informado por la Aneel, la subasta estuvo conducida por el Mercado Atacadista de Energía Eléctrica (MAE), en calidad de entidad coordinadora de subasta.

La subasta estuvo conformada por 21 ruedas en la primera fase y por una en la segunda fase. El proceso completo de subasta abarcó desde las 11:00 a.m. hasta las 07:00 p.m., incluyendo la divulgación de resultados. Los participantes incluyeron a 18 agentes autorizados como vendedores y 35 distribuidores que declararon su demanda previo inicio de la subasta. En total, se contrataron 17.008 lotes (MW) del total de productos. La cantidad por producto, junto con su precio medio de cierre se puede observar en la siguiente tabla, donde se muestran los resultados de la primera subasta.

Tabla 2. Resultados de primera subasta brasileña

2005-2008		2006-2008		2007-2008		Total de lotes vendidos
Lotes vendidos	Precio Medio de Cierre \$/MWh	Lotes vendidos	Precio Medio de Cierre \$/MWh	Lotes vendidos	Precio Medio de Cierre \$/MWh	
9.054	57,51	6.782	67,33	1.172	75,46	17.008

Fuente: Rodrigo Moreno (2005).

De acuerdo con lo señalado en el informe final del estudio “Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica”, elaborado por Systep Ingeniería y Diseños S.A., entre el 2004 y 2010, Brasil ha realizado 31 licitaciones de contrato con 57.000 MW promedio de energía firme (adiciones de capacidad y renovaciones de contratos), con inicios de suministro desde 2008 hasta 2015 y duraciones que van de 15 a 30 años, los cuales incluyen a unos 5.800 MW de renovable no convencionales y 17.500 MW de grandes centrales hidroeléctricas en la Amazonía.

Del total de la capacidad contratada de nueva generación, el 49% proviene de los recursos hídricos; el 44%, de los recursos térmicos; y el 8% restante, de fuentes no convencionales renovables como la biomasa y la energía eólica.

Asimismo, de acuerdo con dicho informe, las principales características del modelo del mercado eléctrico brasileño son:

- Creación de dos ambientes distintos para la comercialización de energía
 - Ambiente Contratación Regulada (ACR) para la contratación de la energía destinada a las empresas de distribución, el cual es operado a partir de licitaciones de energía
 - Ambiente Contratación Libre (ACL) con reglas de comercialización más flexibles para los generadores, consumidores libres y empresas de comercialización de energía
- Obligatoriedad por parte de las empresas de distribución de adquirir energía suficiente para satisfacer el 100% de su demanda
- Existencia de capacidad física de generación para toda la energía comercializada en contratos
- Existencia de certificados por energía firme (i.e. máxima contratable)
- Restricciones a ciertas actividades de distribuidoras, para garantizar que estén envueltas solo en su principal negocio, a fin de asegurar servicios más eficientes y confiables a sus consumidores
- Restricción a la autocontratación (*self-dealing*), con el fin de entregar un incentivo para que las distribuidoras contraten energía a precios más competitivos, en lugar de comprar energía a filiales relacionadas
- Cumplimiento de los contratos asignados antes de la ley del nuevo modelo del sector eléctrico con el fin de proporcionar estabilidad regulatoria
- Prohibición de las distribuidoras de vender electricidad a consumidores libres a precios no regulados y desarrollar actividades de generación y de transmisión de energía eléctrica

2. Experiencia de las licitaciones en Colombia

De acuerdo con Ricardo Moreno (2005), el mercado eléctrico colombiano está integrado por distintos agentes participantes, que se clasifican según su actividad en: generadores, transportadores, distribuidores y comercializadores.

Estos agentes participan en el proceso productivo de la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad para abastecer la demanda proveniente del consumidor final.

Este último puede pertenecer a uno de los dos mercados existentes: un mercado libre, conformado por clientes industriales y grandes clientes, y un mercado regulado, conformado por clientes residenciales y comerciales.

En este contexto, el marco regulatorio está orientado a organizar las transacciones entre los distintos agentes sectoriales de manera eficiente y económica. Con este fin, existe una instancia denominada Mercado de Energía Mayorista, la cual está definida como el conjunto de sistemas de intercambio de información entre generadores y comercializadores de grandes bloques de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Estas transacciones realizadas entre generadores y comercializador en el Mercado de Energía Mayorista se llevan a cabo bajo dos modalidades:

- Mediante la suscripción de contratos bilaterales de compra garantizada de energía
- Por medio de transacciones directas en la bolsa de energía, en la cual los precios se determinan por el libre juego de la oferta y demanda

En estos mercados, los contratos bilaterales no garantizan la entrega física de energía, sino que son un instrumento financiero que los generadores utilizan para cubrirse del riesgo y para asegurar la entrega física de la energía. La entrega física está relacionada con los costos marginales de los generadores y la decisión del operador del sistema, del mismo modo que en el caso peruano.

Respecto de los contratos bilaterales, las compras de energía realizadas por comercializadores con destino a usuarios regulados se rigen por disposiciones legales que garantizan la competencia en este tipo de transacciones. Por otro lado, las compras de energía realizadas por comercializadores con destino a usuarios del mercado libre no están reguladas y se negocia los precios y condiciones libremente.

No hay restricción sobre el horizonte de tiempo que deben cubrir los contratos bilaterales; su grado de exposición en el mercado *spot* es decisión de los agentes. No obstante, durante el período de transacción, existieron obligaciones para los comercializadores que atienden usuarios regulados. Así, los comercializadores estuvieron obligados a cubrir un porcentaje mínimo de sus requerimientos mediante contratos bilaterales con otros agentes: 80% para el período comprendido entre el 20 de julio de 1995 y 30 de noviembre de 1996, 60% para los siguientes dos años, y 30% para el último año. A partir de noviembre de 1999 el porcentaje es libre.

Asimismo, no hay restricción sobre la capacidad que un agente generador o comercializador puede comprometer en contratos bilaterales.

Para asegurar la libre competencia, tanto generadores (con capacidad mayor a 20 MW), como comercializadores (que atienden a clientes regulados), están obligados a participar del Mercado de Energía Mayorista y realizar sus transacciones de venta a clientes regulados por esta vía. Los generadores ofrecen horaria y diariamente en el Centro Nacional de Despacho, deben reflejar los costos variables de generación que se esperan incurrir. Para efectuar las distintas ofertas de precio existen reglas operativas y un cronograma de presentación de dichas ofertas.

Los generadores que desean vender energía con destino al mercado regulado mediante contratos bilaterales, deben hacerlo mediante procedimientos de licitación que aseguran la libre competencia. Así, toda solicitud de ofertas de venta o suministro de electricidad destinada a cubrir el mercado regulado, deberá cumplir con el artículo 50° de la Resolución CREG-020/96, el cual básicamente plantea que la convocatoria de abastecimiento debe ser bien publicitada, señalando todas las condiciones que deben cumplir las ofertas. En general, factores distintos del precio no pueden servir como base para seleccionar una oferta. Además, se debe permitir la oferta de suministros parciales por distintos generadores y por cualquier cantidad de electricidad. Las distintas ofertas deben depositarse en un sobre cerrado dentro de una urna; su apertura debe efectuarse simultáneamente y en acto público. Además, las ofertas presentadas por los generadores deben especificar claramente las reglas o procedimientos para determinar con una resolución horaria el precio y cantidad exigibles durante la vigencia del contrato. Finalmente, si la convocatoria se trata de compras de energía por períodos superiores a dos años, la empresa comercializadora debe otorgar un plazo no inferior a tres meses para la elaboración de las propuestas.

La legislación no permite la integración vertical, exige límites en los porcentajes de propiedad de una empresa sobre otra. Además, las empresas que desarrollan en forma conjunta la actividad de generación con la de la comercialización, no pueden atender la demanda con energía propia, a menos que previamente haga una convocatoria pública de abastecimiento y la gane; es decir, que el precio propuesta por ella sea inferior al precio propuesto por terceros. Tales convocatorias deberán efectuarse por toda la electricidad necesaria para atender el mercado regulado, no solo para cubrir la diferencia entre la demanda propia y la demanda de ese mercado. Además de los contratos bilaterales de largo plazo, otra medida para incentivar la

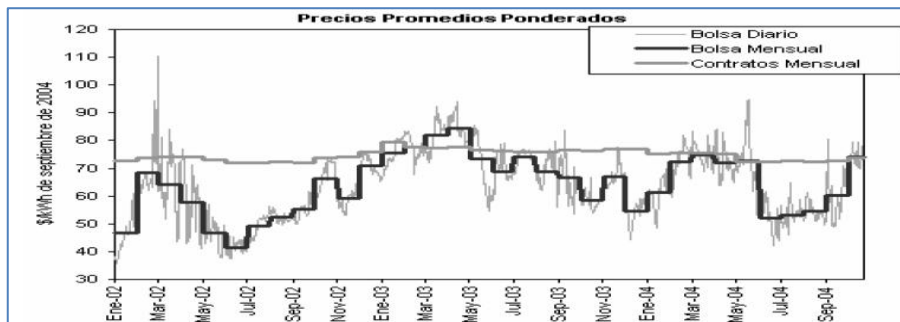
inversión es el pago por capacidad, el cual garantiza un flujo mínimo de ingresos a aquellos agentes generadores que contribuyen con potencia firme al sistema.

Por último, es importante destacar que la frecuencia de las subastas es variable, debido a que las licitaciones se convocan en la medida en que los contratos de abastecimientos de cada distribuidor van venciendo. Formalizando el esquema de subasta utilizado, este se puede definir como un mecanismo de licitación de sobre cerrado multiproducto.

- **Equilibrio y resultados del modelo colombiano**

Las subastas de contratos eléctricos de largo plazo permiten negociar de manera competitiva dichos contratos entre generadores y comercializadores en el mercado eléctrico colombiano. Con el fin de analizar de manera sencilla dicha competitividad, en el siguiente gráfico se presenta la diferencia histórica de los precios de los contratos licitados frente a los precios de bolsa del mercado *spot*.

Gráfico 2. Precios promedios ponderados históricos en el Mercado de Energía Mayorista



Fuente: Pontificia Universidad Católica de Chile-Escuela de Ingeniería.

En el gráfico 2 se observa claramente que, en más del 50% del período analizado, el precio de contratos es mayor al precio *spot*. Además, el precio promedio de contratos está sobre el precio promedio *spot*, lo que permite que la industria de generación obtenga rentabilidades favorables mediante la contratación a largo plazo, a pesar de que en pequeñas ventanas de tiempo (marzo - mayo del 2003) el precio *spot* se encuentra sobre el precio medio mensual de contratos.

En conclusión, el mecanismo de licitaciones colombiano despeja precios de negociación en contratación bilateral que reflejan los costos de la industria generadora, además de conservar márgenes de rentabilidad razonables para dicha industria.

3. Experiencia de las licitaciones en Chile

El conjunto de reglas que condiciona la realización de las licitaciones en el mercado eléctrico de Chile están fijadas por la Ley N° 20018 y por la Resolución Exenta N° 611. Básicamente, dicha Ley establece que:

- Las distribuidoras deben proponer del suministro de energía por lo menos los próximos 3 años.
 - El suministro debe provenir de contratos obtenidos mediante licitaciones o generación propia.
 - Las licitaciones deben ser públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes.
 - Las distribuidoras pueden coordinarse de manera que se realice una licitación conjunta por su demanda agregada.
 - Las distribuidoras deben elaborar las bases de licitación en función de un contenido mínimo especificado en la Resolución Exenta N° 611.
 - Los plazos de vigencia de los contratos negociados en las licitaciones no deben ser mayores a 15 años.
 - El precio de la energía presentado por el oferente en la licitación no puede ser superior a un umbral calculado sobre la base del precio nudo vigente (precio de reserva).
 - Para los contratos negociados mediante una licitación, el precio de la potencia no se actualizará en cada cálculo de precio nudo, sino que se indexará según una fórmula previamente establecida.
 - La licitación se adjudica a la oferta de menor precio.
- **Resolución Exenta N° 611**
- La licitación debe tener un formato de sobre cerrado.
 - Cada distribuidora debe licitar dos tipos de contrato: para suministro base y para suministro de crecimiento.
 - Cada oferta debe contener: una oferta administrativa y una oferta económica.
 - Las distribuidoras pueden dividir su bloque de demanda en subbloques de igual magnitud con el fin de aceptar ofertas parciales de suministro.
 - La indexación de precios de energía debe ser propuesta por el generador en su oferta.
 - Las actividades correspondientes al proceso de licitación se deben ajustar a una estructura específica de etapas estandarizadas según el cronograma elaborado por la autoridad.

- Las distribuidoras deben organizar el proceso de licitación acorde a las reglas presentadas anteriormente. Del conjunto de reglas expuestas, existe un subconjunto de reglas que incluye lo siguiente:
 - i) Existencia de un precio de reserva
 - ii) Licitación con casación de tipo estándar
 - iii) Licitación con formato de sobre cerrado

4. Comparación con el modelo peruano

De acuerdo con Dammert (2010)³, en el caso chileno se realizan subastas en bloque de demanda más pequeños, es decir, dividir la demanda subastada en bloques podría permitir que empresas generadoras pequeñas participen, haciendo más competitiva la subasta. No obstante, se señala que esta división de la subasta puede hacer más engorroso el proceso. Asimismo, se desprende que en el caso peruano no se realiza subastas en bloques de demanda más pequeños; por lo que el autor sugiere la conveniencia de realizar dichas subastas. De otro lado, el referido autor sugiere que utilizando las subastas centralizadas de Brasil en bloque permitirían obtener precios uniformes, incentivarían la participación de grandes inversionistas a participar en dichas subastas y permitirían aprovechar economías de escala a empresas distribuidoras grandes y pequeñas.

Por otro lado, en el mencionado artículo se señala que el precio de reserva, entendido como precio máximo para el suministro, para el caso chileno este precio es conocido al inicio de la subasta; no obstante, precisa el artículo que revelar el precio de reserva podría no garantizar un resultado competitivo, ya que el reducido número de empresas incentiva a realizar ofertas a precio alto, donde el precio de reserva sería un precio focal, por lo que el artículo sugiere mantener en secreto el precio de reserva. Cabe señalar que en el caso peruano, el precio de reserva, conocido como precio máximo, solo se revela siempre y cuando el precio promedio ofertado al momento de la subasta supere a dicho precio.

Resultaría importante hacer una evaluación acerca de la experiencia de los procesos licitatorios en Brasil, y analizar su aplicación en el mercado peruanos de licitaciones por “energía vieja” y “energía nueva”, las motivaciones de los agentes en cada caso resultan diferentes, la energía existente del sistema o vieja puede ser utilizada para abastecer la demanda en el corto y mediano plazo. Aquí, los costos variables y de operación y mantenimiento resultan normalmente altos; en

³ Artículo denominado: “Las subastas en el sector eléctrico peruano”.

cambio la energía nueva puede ser utilizada en el largo plazo con costos variables y de operación y mantenimiento menores. El sistema peruano no distingue entre ambos tipos de energía, los generadores ofrecen su producción considerando el parque generador existente con las nuevas inversiones en generación como uno solo. A continuación, de acuerdo con lo descrito en las experiencias internacionales, se presenta un cuadro comparativo entre las experiencias internacionales con el caso peruano.

Tabla 3. Cuadro comparativo entre las experiencias internacionales de Brasil, Colombia y Chile con el caso peruano

Característica	Perú	Brasil	Colombia (carga por capacidad)	Chile
Matriz	hidro 58% térmica 42%	hidro 75% térmica 25%	hidro 65% térmica 25%	hidro 40% térmica 60%
Crecimiento de demanda por año	5-8%	5-6%	4-6%	4-6%
Objetivos de la contratación	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad.	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad.	Atraer a inversionistas para aumentar la capacidad. Regulación de precios
Competencia de distintas tecnologías en un proceso	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Proyecto específico, tecnología específica y toda la energía	Todas las tecnologías y proyectos competitivos	Todas las tecnologías y proyectos competitivos
Grado de centralización	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación, posibilidad de licitaciones conjuntas.	Licitaciones conjuntas organizadas por el gobierno	Licitación conjunta para asegurar la confiabilidad y cerrar la brecha entre la oferta y la demanda, organizado por una agencia de gobierno.	Las compañías distribuidoras gestionan y organizan la licitación (previa revisión de la CNE) posibilidad de licitaciones conjuntas.
Compradores	Usuarios regulados, pero los consumidores libres pueden ser incluidos	Usuarios regulados	Todos los consumidores	Usuarios regulados
Vendedores	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación	Por separados nuevos generadores y generadores existentes	Existentes y nuevas fuentes de energía con incentivos diferenciados	Todos los existentes y los nuevos generadores en la misma licitación
Responsable de la previsión de carga	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución	Cada período de licitación las empresas de distribución informan su propósito de carga a las empresas de suministro	El regulador proporciona la demanda total del sistema, es el puente entre el generador y el distribuidor	Las licitaciones del mercado regulado son hechas por las empresas de distribución
Período de gracia	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años	1, 2 y 3 años de gracia a los contratos de 1, 5 y 15 años vinculados a la energía certificada	de 3 a 7 años adelante	3 años en adelante para cualquier período de hasta 15 años

Característica	Perú	Brasil	Colombia (carga por capacidad)	Chile
Proceso de licitación	Sobre cerrado	Licitación 2 fase híbrida	Licitación de reloj descendente para t<4 años Sobre cerrado	Sobre cerrado. Licitación combinatoria
Tipo de subasta	Bloque grande	Centralizadas	No especifica	Bloque pequeño
Precio de reserva en la subasta	Depende	Depende	No especifica	Revelado al inicio
Subasta por energía vieja y nueva	Combinado	Separado	No especifica	Combinado
Decisiones de la política energética	Licitaciones específicas de tecnologías y proyectos	Compiten todas las tecnologías juntas. En renovables solo han participado mini híbridos.	Hay licitaciones de energía renovables.	Compitan todas las tecnologías juntas.
¿Con qué frecuencia se organizan licitaciones?	El comercializador decide	Compiten todas las tecnologías juntas. En renovables solo han participado mini híbridos.	Hay licitaciones de energía renovables.	El comercializador decide.

Fuente: Systep Ingeniería y Diseños S.A. Elaboración propia, 2015.

De acuerdo con Systep Ingeniería y Diseños S.A. (2011) el Perú ha sido uno de los países más activos en la licitación de contratación de largo plazo de energía eléctrica de nuevos proyectos de generación llevados por las distribuidoras y por la agencia estatal Proinversión, en el cual se realizaron desde enero del 2011 adjudicaciones que implicaron el desarrollo de nueva capacidad por un total de 1.142 MW, de los cuales 210 MW son renovables. Asimismo, se señalaron ventajas y desventajas de las licitaciones de suministro de energía eléctrica de cada país

Tabla 4. Ventajas y desventajas de las licitaciones de Brasil, Colombia, Chile y Perú

Caso	Ventajas	Desventajas
Brasil	<ul style="list-style-type: none"> - Alta cobertura de demanda - Ingreso de varias tecnologías - Ingreso de capacidad nueva - Ingreso de renovables 	<ul style="list-style-type: none"> - Presencia de especuladores - Riesgo de no concretización de la inversión renovable - Alta intervención estatal (como organizador y ofertante)
Colombia (carga por capacidad)	<ul style="list-style-type: none"> - Mecanismos de aprobación de precios postlicitación - Alta cobertura de demanda - Ingreso de capacidad nueva 	<ul style="list-style-type: none"> - No hay incentivos a una variedad de tecnologías.
Perú	<ul style="list-style-type: none"> - Incentivos a tecnologías hidráulicas (frente a los bajos costos del gas natural) - Ingreso de capacidad nueva - Ingreso de renovables 	<ul style="list-style-type: none"> - Riesgo de no tener incentivos de inversiones en largo plazo en las licitaciones de las distribuidoras
Chile	<ul style="list-style-type: none"> - Más flexible en cuanto a la ejecución de la licitación. - Distribuidores realizan su propia proyección de demanda para el diseño de contratos y bloques de demanda. 	<ul style="list-style-type: none"> - No se adjudica al mínimo costo. - Precio techo es público y estático durante la licitación - Poca variedad de productos respecto a los tiempos (inicio de contrato y duración). - Ausencia de productos exclusivos para capacidad nueva. - Existencia de contratos heterogéneos.

Fuente: Systep Ingeniería y Diseños S.A. Elaboración propia, 2015.

Capítulo IV. Análisis del mercado mayorista regulado peruano

1. Descripción del sector eléctrico

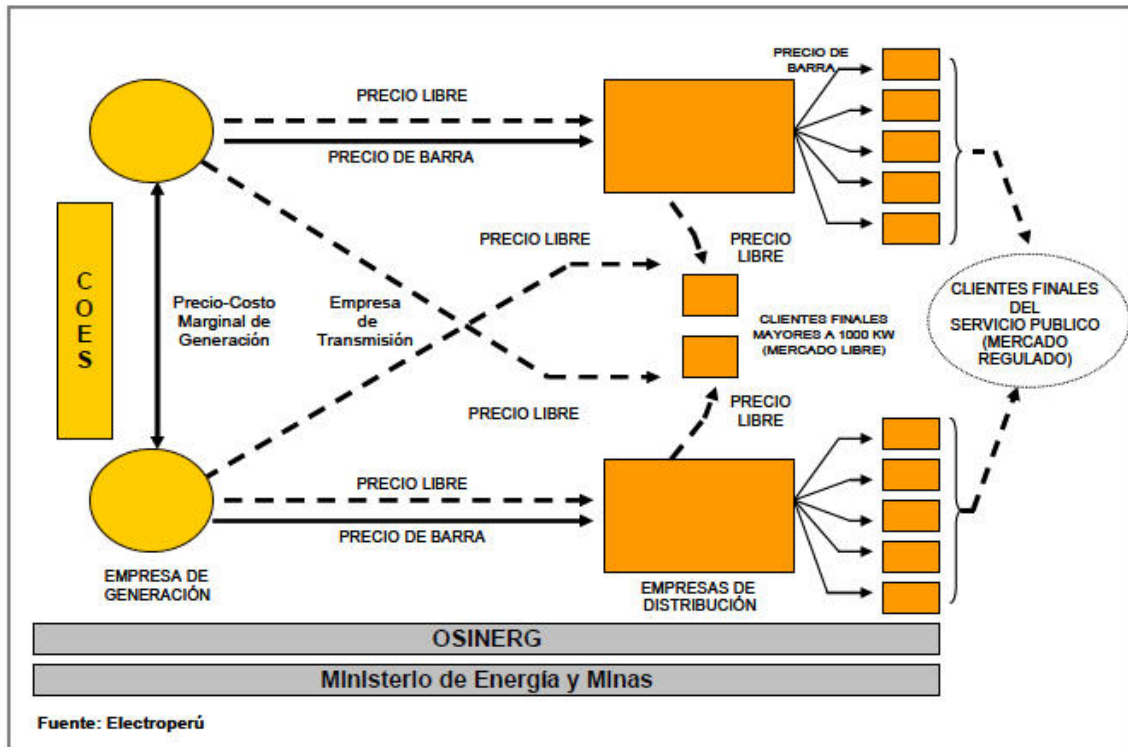
Desde el punto de vista de la organización de la industria eléctrica en el Perú, las actividades que se desarrollan son: generación, transmisión, distribución, comercialización y la operación del sistema. Las actividades de generación, por su naturaleza, presentan características de agotamiento de economías de escala; se requiere de nuevas unidades para atender la creciente demanda, por lo que es posible introducir competencia. Por el contrario, las actividades de transmisión y distribución tienen características de economías de escala, presentan altos costos hundidos y bajos costos marginales; por lo tanto, son considerados monopolios naturales, dado que es más eficiente que un solo agente realice esta actividad. La operación del sistema también es un monopolio natural, dado que es más eficiente que un solo operador administre el sistema que dos o más. La actividad de comercialización solo es potencialmente competitiva en el segmento mayorista, en el segmento minorista la comercialización está en manos del monopolio de la distribución.

Desde el punto de vista de mercado, a nivel de comercialización mayorista el sector eléctrico puede ser dividido en mercado regulado y mercado libre. En ambos, los mecanismos de formación de precios son distintos; en el mercado regulado los precios son determinados por las licitaciones y los precios en barra, y en el mercado libre los precios responden a precios de mercado. Los agentes que participan en el mercado regulado son las generadoras y las empresas de distribución y en el mercado libre las generadoras, las distribuidoras que venden a sus clientes libres y los grandes clientes libres.

En cuanto a su estructura el sector eléctrico, se encuentra conformado por siete actores principales: 1) Las empresas generadoras que a la fecha del estudio según fuente de Osinergmin son 41, 2) Las empresas transmisoras que son 5, 3) Las empresas distribuidoras, que son 21, 4) Los clientes que pueden ser libres o regulados, 5) El COES, que se encuentra conformado por los titulares de generación, transmisión, distribución y clientes libres, 6) El MEM es la entidad que representa al Estado Peruano a través de la Dirección General de Electricidad, 7) El Osinergmin, que es la institución encargada de supervisar, regular, fiscalizar y sancionar a las empresas del sector.

En el siguiente gráfico se aprecia un esquema de los actores del sector eléctrico peruano.

Gráfico 3. Actores del sector eléctrico peruano



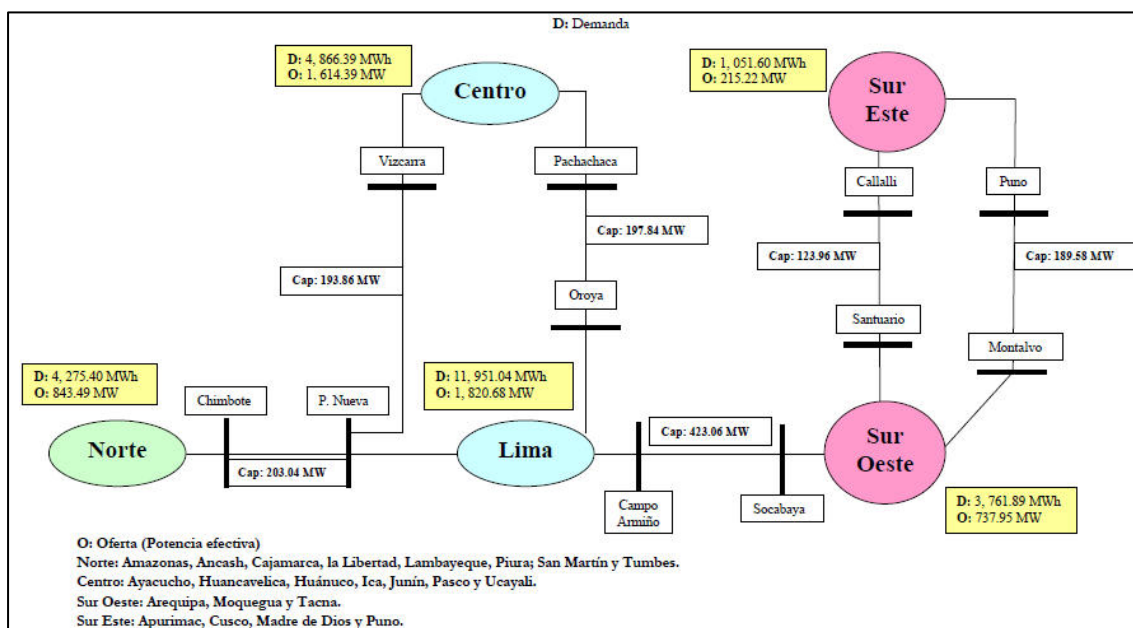
2. La fijación de precios

La fijación de precios en el mercado mayorista se da en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, y la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, que incorpora el sistema de licitaciones. El objetivo de los precios es que deben reflejar el costo económico de los recursos utilizados en las actividades de generación y transmisión. Los diferentes precios que se obtienen para la comercialización mayorista son los precios en barra, que son calculados mediante estimaciones, fórmulas y procedimientos técnicos y son aprobados por Osinergmin, los precios que resultan de las licitaciones que convocan las empresas distribuidoras, los precios libres que negocian los clientes libres y los precios *spot*, que son precios marginales de un mercado de corto plazo.

Los precios en barra es la suma de las tarifas de generación más las tarifas del sistema de transmisión. Las tarifas de generación están dadas por el precio básico de la energía, y el precio básico de potencia. El precio básico de energía remunera los costos variables de las centrales de generación eléctrica, los que dependen de la cantidad que se produzca. El precio básico de potencia remunera los costos fijos de las centrales de generación y su conexión al sistema de barras. Las tarifas del sistema de transmisión están dadas por el ingreso tarifario, que es el

monto que las generadoras transfieren a las transmisoras y el peaje unitario, monto que los consumidores deben pagar por el servicio de transmisión y otros cargos adicionales, que se refiere a seis cargos de compensación que la normativa ha venido estableciendo como subsidios en diferentes rubros para el desarrollo del sector. Al final del cálculo de los precios de barra, la normativa exige que los precios difieran en más del 10% de los precios de las licitaciones, si se produce el exceso o defecto se realiza un ajuste. A continuación, se presenta el gráfico del sistema de barras principales a nivel nacional al 2007.

Gráfico 4. Diagrama de flujo al 2007



Fuente: SEIN.

No es parte del estudio hacer un análisis acerca de cómo se estructura el cálculo para las tarifas en barra a partir del precio básico de energía y el precio básico de potencia y si la metodología responde a los costos eficientes de los recursos utilizados, los precios en barra se tomarán como dados para las comparaciones respecto de los precios del mercado de licitaciones y del mercado *spot* de corto plazo.

3. Funcionamiento del mercado mayorista regulado

El diseño del mercado eléctrico peruano se presenta como un mercado de competencia mayorista, donde hay muchos compradores y las generadoras compiten para vender energía a distribuidoras y clientes libres, y existe un *pool* obligatorio, un operador centralizado del

sistema que realiza los despachos. En el caso del mercado mayorista regulado, los que participan en el proceso de compra y venta solo son las generadoras y las distribuidoras. Las distribuidoras están obligadas, bajo supervisión de Osinergmin, a realizar licitaciones anticipadas para cubrir todas las necesidades de sus clientes regulados. Los precios que se obtienen como resultado de las licitaciones se denominan precios firmes. Si la distribuidora no logra cubrir todas sus necesidades con los contratos que resultan de sus licitaciones o en el futuro su demanda crece más de lo proyectado, la diferencia de la energía adicional requerida se valoriza al precio de barra.

Debido a las características del despacho del servicio eléctrico y al diseño de mercado, las transacciones entre los agentes vendedores y compradores se clasifican en transacciones físicas y transacciones financieras. Las transacciones físicas consisten en el flujo de potencia y energía sobre la base de la demanda y la oferta; mientras que las transacciones financieras consisten en el flujo de dinero entre empresas, basado en contratos y compromisos de pago. Las transacciones financieras no tienen relación con las transacciones físicas, dado que el operador del sistema debe despachar la energía hasta cubrir la demanda, considerando los costos marginales de cada unidad de generación en el sentido ascendente de los costos, pudiéndose dar el caso de que el generador que realizó un contrato financiero a un precio firme en una licitación con su cliente, no despache por razones de mayor costo marginal, pero como el contrato tiene que cumplirse, el generador tiene que pagar la energía que otro despachó en su lugar al precio del mercado *spot*. En el mercado mayorista regulado que se rige bajo el sistema de licitaciones, los contratos que se firman para la compra de energía son contratos financieros; en lo concerniente a la venta de potencia, los precios de contratación son los mismos que se han calculado en los precios en barra aprobados por Osinergmin.

4. Las licitaciones en el mercado mayorista regulado

En el mercado regulado donde las distribuidoras compran potencia y energía a los generadores, se rigen bajo el marco de la Ley N° 28832 y la norma N° 688-2008-OS/CD OSINERGMIN, que fija los procedimientos de largo plazo de suministros. De acuerdo con la ley, las ventas de los generadores a las distribuidoras se pueden hacer mediante contratos sin licitación, cuyos precios no pueden superar a los precios regulados en barra, y contratos con licitación cuyos precios no pueden superar al precio máximo de reserva fijado por Osinergmin. Las empresas de distribución deben mantener contratos que garanticen los requerimientos de potencia y energía de sus clientes regulados por un mínimo de 24 meses, en el caso de que no esté cubierta la

totalidad de sus necesidades mediante contratos, los retiros de potencia y energía que efectúen para cubrir las diferencias serán valorizados a los precios de barra del mercado regulado, pero serán penalizadas si antes no realizaron al menos tres convocatorias a proceso de licitación. Las penalidades se aplican en proporción a la diferencia entre el costo marginal y el precio de barra.

La ley también promueve la convocatoria anticipada de licitaciones mediante la autorización a un cargo adicional al precio regulado, el cual es proporcional a los años de anticipación hasta un límite de 3%, el cual se suma al precio resultante de la licitación. Los contratos de mediana y larga duración tienen como objetivo fomentar las inversiones; mientras que las de corto plazo tienen como fin corregir los errores en las estimaciones de demanda, además de enviar señales de escasez a los clientes finales, que se reflejan en los precios de las nuevas licitaciones. El mecanismo de tener contratos mediante procesos licitatorios ha reducido la intervención del Estado, con el fin de que el mismo mercado brinde señales para el desarrollo del sector.

Las licitaciones son convocadas y gestionadas por las empresas compradoras de electricidad. Se realizan con la presentación de ofertas en sobre cerrado bajo la modalidad “*pay as bid*”, donde cada postor cobra el valor ofertado y no el costo marginal ni el precio en barra. Osinergmin también participa en el proceso de licitación y en el acto de presentación de ofertas, donde establece el precio máximo, el cual se mantiene en reserva; las ofertas que superan este precio son descalificadas. El precio máximo solo es revelado cuando no existen ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio menor o igual al precio máximo. En el caso de que no se cubra toda la demanda, las compradoras tendrán que realizar una nueva licitación por el saldo de la demanda no cubierta.

Las licitaciones también consideran incentivos para la inversión en generación hidroeléctrica, con el fin de asegurar la capacidad de potencia instalada y efectiva en el largo plazo, dado que el portafolio de inversiones de los agentes en este tipo de generación son escasas. Las licitaciones otorgan un diferencial del 15% a favor de aquellas empresas que oferten su abastecimiento de energía mediante generación hidroeléctrica nueva. El cálculo solo se hace para efectos de comparación de precios con los otros postores que ofrecen tecnologías de generación diferentes o existentes.

Licitaciones otorgadas por Proinversión: Desde el 2009, Proinversión realiza licitaciones para el suministro de energía eléctrica al SEIN. En su exposición de motivos y portal electrónico se indica: “El alto crecimiento que está registrando la demanda de energía eléctrica a nivel país, el

incremento de la oferta de generación en base a Gas Natural, ubicadas en Lima, y la conveniencia de diversificación de la matriz energética como política de Estado, hace necesario la promoción de proyectos de centrales hidroeléctricas, a través de la licitación de compra de energía a ser generada por las nuevas plantas que deben entrar en operación comercial en el mediano plazo”.

Las bases de la licitación ofrecen a los postores una remuneración garantizada sobre la base de los lineamientos establecidos en la Ley N° 29970, Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, y sus normas complementarias. El régimen económico que se precisa en los contratos de compromiso de inversión establece que el inversionista goza de los mismos derechos y obligaciones que cualquier otro generador del SEIN, pero además tiene el derecho de recibir, desde la puesta en operación hasta el vencimiento del plazo del contrato de concesión, un ingreso mensual por potencia en forma de remuneración garantizada, según la siguiente fórmula:

$$I = PA * P - IPP / TC$$

Donde: I es el ingreso mensual por potencia, PA es la potencia adjudicada, P es el precio por potencia ofrecida que se ajusta semestralmente mediante una fórmula de reajuste, IPP son los ingresos por potencias mensuales que la central perciba por los mecanismos de transferencia de potencia del COES, y TC es el tipo de cambio del dólar de los Estado Unidos.

Las licitaciones que viene realizando Proinversión bajo este régimen económico son 6, CH Santa Teresa (98MW), Cheves (168.2MW), CH Chaglla (406MW), CH Cerro Del Águila (525MW), CH Pucara (178MW), CH Molloco (302MW). En total, se ha adjudicado 1.677,2 MW. En la siguiente tabla se muestra el estado de concesiones definitivas de todo el parque de generación eléctrica, con los nombres de postores adjudicados y las fechas de inicio de operación de cada central. En el transcurso del presente año, Proinversión tiene en proceso una nueva licitación para adjudicar 1200 MW aproximadamente.

Las licitaciones otorgadas por Proinversión generan un nuevo escenario en el mercado mayorista regulado. Si bien los agentes en estas licitaciones pueden ser los mismos que participan en las licitaciones que convocan las distribuidoras, las condiciones de contratación resultan diferentes, generándose de alguna manera otro mercado para los generadores: el mercado de las licitaciones de Proinversión.

Deben notarse las señales contradictorias que emite el Estado en este tema. Por un lado, la regulación del sector busca reflejar precios de mercado con el mecanismos de licitaciones en el mercado regulado y, por otro lado, se hacen licitaciones en paralelo para inversiones en generación hidroeléctrica sobre la base de decisiones políticas que no necesariamente reflejan las necesidades del mercado.

Los especialistas del sector están de acuerdo en que existe una necesidad de mayor inversión de largo plazo en centrales que no dependan del gas, a fin de diversificar la matriz energética como insumo para la generación, pero deben uniformizarse las políticas para este tipo de inversiones a fin de dar señales correctas al mercado.

En la siguiente tabla se muestra el estado de concesiones definitivas y autorizaciones de centrales de generación eléctrica, elaborado por Osinergmin a junio del 2015, donde se aprecia las licitaciones que fueron llevadas por Proinversión.

Tabla 5. Estado de concesiones definitivas y autorizaciones de centrales de generación eléctrica (contratos de concesiones definitivas y autorizaciones otorgadas por el MEM)

Ítem	N° de Contrato	Resolución y Fecha de Publicación	Tipo	Central	Empresa	Potencia (MW)	Avance de Obra (%)	Puesta en Operación Comercial
1	030-1994	R.S. N° 055-2012-EM (06.06.2012)	Concesión MINEM	C.H. MACHUPICCHU II (Cuzco)	EGEMSA	101.8	100%	14.09.2015
2	380-2011	R.S. N° 033-2012-EM (19.02.2012)	Proinversión	C.H. SANTA TERESA	LUZ DEL SUR S.A.A.	98.0	99%	01.11.2015
3	187-2001	R.S. N° 070-2013-EM (23.10.2013)	Proinversión	C.H. CHEVES	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA CHEVES S.A. - SN POWER	168.2	98%	01.01.2016
4	198-2002	R.S. N° 006-2014-EM (26.01.2014)	Largo Plazo	C.H. QUITARACSA	ENERSUR S.A.	112.0	97%	01.08.2015
5	343-2009	R.S. N° 043-2011-EM (26.05.2011)	Proinversión	C.H. CHAGLLA	EMPRESA DE GENERACIÓN HUALLAGA S.A.	406.0	97%	31.07.2016
6	No aplica	R.M. N° 069-2014-MEM/DM (20.02.2014)	Segunda Subasta RER	C.T. LA GRINGA V	CONSORCIO ENERGÍA LIMPIA	2.0	96%	29.06.2015
7	358-2010	R.S. N° 027-2014-EM (07.05.2013)	Proinversión	C.H. CERRO DEL ÁGUILA	CERRO DEL ÁGUILA S.A.	525.0	78%	30.06.2016
8	No aplica	R.M. N° 228-015-MEM/DM (16.05.2015)	Autorización MINEM	C.T. RECKA (Lambayeque)	SOCIEDAD MINERA CERRO VERDE S.A.	181.3	68%	28.02.2016
9	405-2012	R.M. N° 196-2014-MEM/DM (03.05.2014)	Primera Subasta RER	C.H. CHANCAY	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	19.2	58%	31.12.2015
10	451-2014	R.S. N° 049-2014-EM (11.07.2014)	Segunda Subasta RER	C.E. TRES HERMANAS	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS S.A.C.	90.0	50%	31.12.2015
11	No aplica	R.M. N° 049-2015-MEM/DM (19.02.2015)	Seguridad Energética	C.T. PUERTO BRAVO - Nodo Energético del Sur	SAMAY I S.A.	720.0	48%	01.05.2016
12	No aplica	R.M. N° 466-2013-EM/DGE (30.10.2013)	Reserva Fría	C.T. IQUITOS NUEVA	Genrent del Perú S.A.C.	70.0	38%	18.03.2016
13	No aplica	R.M. N° 229-2015-MEM/DM (20.05.2015)	Seguridad Energética	C.T. ILO - Nodo Energético del Sur	ENERSUR S.A.	735.0	38%	01.03.2017
14	189-2001	R.S. N° 078-2011-EM (27.07.2011)	Concesión MINEM	C.H. MARAÑÓN (Junín)	HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN S.R.L.	88.3	30%	16.12.2016
15	400-2012	R.M. N° 024-2013-MEM/DM (06.02.2013)	Segunda Subasta RER	C.H. RENOVANDES H1	EMPRESA DE GENERACIÓN SANTA ANA S.R.L.	20.0	26%	31.10.2016
16	398-2012	R.M. N° 240-2012-MEM/DM (29.05.2012)	Segunda Subasta RER	C.H. 8 DE AGOSTO	GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	19.0	19%	15.02.2016
17	001-2012-GRH/DREMH-AT	R.D. N° 058-2012-GR-HUANUCO/DREMH (12.05.2012)	Segunda Subasta RER	C.H. EL CARMEN	GENERACIÓN ANDINA S.A.C.	8.4	19%	15.02.2016
18	201-2002	R.S. N° 002-2012-EM (04.01.2012)	Concesión MINEM	C.H. CENTAURO I y III (Ancash)	CORPORACIÓN MINERA DEL PERÚ S.A.	25.0	15%	30.06.2015
19	336-2009	R.M. N° 319-2014-MEM/DM (25.07.2014)	Concesión MINEM	C.H. CARPAPATA III	GENERACIÓN ELÉCTRICA ATOCONGO S.A. - GEA S.A.	12.8	15%	31.10.2016
20	Pendiente	Pendiente	Segunda Subasta RER	C.H. HUATZIROKI I	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDRÁULICA SELVA S.A.	11.1	14%	04.03.2016
21	253-2005	R.S. N° 054-2012-EM (06.06.2012)	Concesión MINEM	C.H. LA VIRGEN (Junín)	LA VIRGEN S.A.C.	64.0	13%	31.01.2016
22	387-2011	R.M. N° 484-2011-MEM/DM (13.11.2011)	Primera Subasta RER	C.H. ÁNGEL III	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20.0	11%	31.12.2017
23	No aplica	Pendiente	Reserva Fría	C.T. PUERTO MALDONADO	CONSORCIO ENERGÍAS DEL PERÚ - INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERÚ S.A.C.	20.0	10%	16.09.2015
24	385-2011	R.M. N° 483-2011-MEM/DM (13.11.2011)	Primera Subasta RER	C.H. ÁNGEL I	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20.0	9%	31.12.2017
25	No aplica	Pendiente	Reserva Fría	C.T. PUCALLPA	CONSORCIO ENERGÍAS DEL PERÚ - INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERÚ S.A.C.	46.0	7%	03.11.2015
26	211-2003	R.S. N° 007-2014-EM (05.02.2014)	Proinversión	C.H. PUCARÁ	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO S.A.	178.0	4%	15.12.2017
27	386-2011	R.M. N° 482-2011-MEM/DM (13.11.2011)	Primera Subasta RER	C.H. ÁNGEL II	GENERADORA ENERGÍA S.A.C.	20.0	4%	31.12.2017
28	469-2015	R.M. N° 155-2015-MEM/DM (08.04.2015)	Tercera Subasta RER	C.H. KARPA	HIDROELÉCTRICA KARPA S.A.C.	19.0	2%	23.12.2016
29	No aplica	R.M. N° 570-2012-MEM/DM (05.01.2013)	Autorización MINEM	C.T. NUEVA ESPERANZA	EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA S.R.L.	135.0	Busca de Socio	31.12.2016
30	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. COLCA	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA S.A.C.	12.1	Estudios	18.11.2016
31	459-2014	R.M. N° 465-2014-MEM/DM (25.10.2014)	Tercera Subasta RER	C.H. YARUCAYA	HUAURA POWER GROUP S.A.	16.5	Estudios	31.12.2016
32	No aplica	R.M. N° 011-2015-MEM/DM (25.01.2015)	Autorización MINEM	C.T. CHILCA 1 - Ampliación	ENERSUR S.A.	112.8	Estudios	13.03.2017
33	359-2010	R.M. N° 435-2013-MEM/DM (25.10.2013)	Concesión MINEM	C.H. RAURA II (Viroc) (Lima)	AMAZONAS GENERACIÓN S.A.	12.2	Estudios	17.03.2017

Ítem	N° de Contrato	Resolución y Fecha de Publicación	Tipo	Central	Empresa	Potencia (MW)	Avance de Obra (%)	Puesta en Operación Comercial
34	No aplica	R.M. N° 277-2013-MEM/DM (17.07.2013)	Autorización MINEM	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLLEROS (Turbina de Vapor-Ciclo Combinado)	TERMOCHILCA	99.6	Estudios	18.03.2017
35	407-2012	R.S. N° 109-2012-EM (14.11.2012)	Concesión MINEM	C.H. CATIVEN I-II (La Libertad)	COMPAÑÍA MINERA PODEROSA S.A.	29.0	Estudios	31.03.2017
36	453-2014	R.M. N° 397-2014-MEM/DM (20.09.2014)	Concesión MINEM	C.H. RUCUY (Lima)	Empresa de Generación Eléctrica Río Baños S.A.C.	20.0	Estudios	24.09.2017
37	374-2011	R.S. N° 063-2013-EM (03.10.2013)	Concesión MINEM	C.H. BELO HORIZONTE (Huánuco)	ODEBRECHT	180.0	Estudios	31.12.2017
38	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 5	HYDRIKA 5 S.A.C.	10.0	Estudios	17.01.2018
39	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 2	HYDRIKA 2 S.A.C.	4.0	Estudios	06.02.2018
40	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 3	HYDRIKA 3 S.A.C.	10.0	Estudios	21.06.2018
41	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 4	HYDRIKA 4 S.A.C.	8.0	Estudios	01.07.2018
42	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. HYDRIKA 1	HYDRIKA 1 S.A.C.	6.6	Estudios	01.07.2018
43	425-2013	R.M. N° 269-2015-MEM/DM (03.06.2015)	Tercera Subasta RER	C.H. CARHUAC	ANDEAN POWER S.A.C.	20.0	Estudios	07.11.2018
44	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. LAGUNA AZUL	HIDROELÉCTRICA LAGUNA AZUL S.R.L.	20.0	Estudios	12.12.2018
45	404-2012	R.M. N° 365-2012-MEM/DM (28.07.2012)	Tercera Subasta RER	C.H. ZAÑA I (Cajamarca)	ELECTRO ZAÑA S.A.C.	13.2	Estudios	29.12.2018
46	Pendiente	Pendiente	Tercera Subasta RER	C.H. SANTA LORENZA I	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	18.7	Estudios	31.12.2018
47	426-2013	R.S. N° 079-2013-EM (18.12.2013)	Concesión MINEM	C.H. OLMOS 1 (Lambayeque y Piura)	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	53.0	Estudios	31.12.2018
48	421-2013	R.M. N° 315-2013-MEM/DM (13.08.2013)	Tercera Subasta RER	C.H. POTRERO	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	19.9	Estudios	31.12.2018
49	363-2011	R.S. N° 060-2014-EM (09.08.2014)	Proinversión	C.H. MOLLOCO	Generadora Eléctrica Molloco S.A.C. - GEMSAC	302.0	Estudios	17.10.2020
50	454-2014	R.S. N° 070-2014-EM (05.10.2014)	Concesión MINEM	C.H. CURIBAMBA (Junín)	EDEGEL S.A.A.	195.0	Estudios	16.04.2021
51	456-2014	R.S. N° 076-2014-EM (05.11.2014)	Concesión MINEM	C.H. VERACRUZ (Amazonas y Cajamarca)	COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.	730.0	Estudios	09.01.2022
52	458-2014	R.S. N° 073-2014-EM (28.10.2014)	Concesión MINEM	C.H. CHADIN 2 (Amazonas y Cajamarca)	AC ENERGÍA S.A.	600.0	Estudios	20.11.2023
53	450-2014	R.M. N° 046-2015-MEM/DM (12.02.2015)	Concesión RER	C.H. PALLCA (Lima)	ANDEAN POWER S.A.	10.1	Recientemente concesionada	Por Definir
54	464-2015	R.S. N° 005-2015-EM (07.03.2015)	Concesión MINEM	C.H. TULUMAYO IV S.A.C. (Junín)	EGEJUNIN TULUMAYO IV S.A.C.	56.2	Recientemente concesionada	Por Definir
55	327-2009	R.D. N° 006-2010-GRL-GRDE-DREM (31.01.2010)	Concesión MINEM	C.H. TINGO (Lima)	COMPAÑÍA HIDROELÉCTRICA TINGO S.A.C.	8.8	Trámite de Adenda	30.08.2015
56	384-2011	R.M. N° 221-2014-MEM/DM (20.05.2014)	Concesión MINEM	C.H. COLA I (La Libertad y Ancash)	HIDROELÉCTRICA COLA S.A.	10.4	Trámite de Adenda	28.02.2017
57	361-2013	R.M. N° 338-2013-MEM/DM (24.08.2013)	Segunda Subasta RER	C.H. MANTA	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍA RENOVABLE S.A.	19.8	Contrato suspendido	-
58	190-2001	R.S. N° 021-2011-EM (07.04.2011)	Concesión MINEM	C.H. TARUCANI (Arequipa)	TARUCANI GENERATING COMPANY S.A.	49.0	Contrato suspendido	-
TOTAL						6,581.9		

C.H. : Central Hidroeléctrica
C.T. : Central Termoeléctrica
C.E. : Central Eólica
C.S. : Central Solar

Unidad de Supervisión de Post Privatización - USPP
Gerencia de Fiscalización Eléctrica - GFE
OSINERGMIN
Junio, 2015

5. Funcionamiento del mercado *spot*

Como se he mencionado, el funcionamiento del mercado *spot* es administrado por el COES. El mercado *spot*, llamado también mercado de corto plazo, es el mercado donde se realiza la compra y venta de energía, en función a los costos marginales de corto plazo. En este mercado participan los generadores, los distribuidores para atender a sus usuarios libres y los grandes usuarios libres.

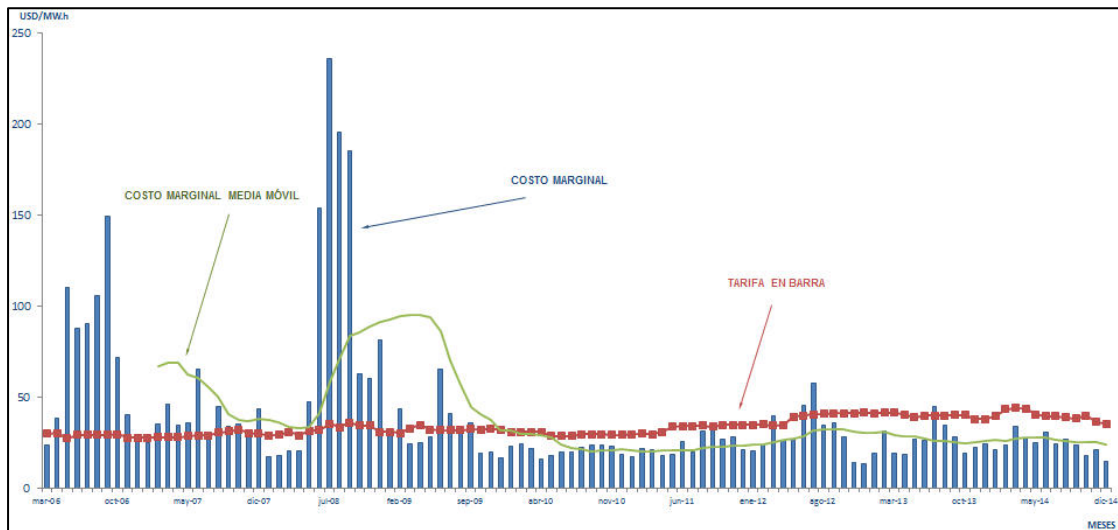
El precio de la energía en el mercado *spot* consiste en un valor denominado precio marginal del sistema o precio de mercado, que representa el costo económico de generar el próximo KWh.

Todos los generadores del sistema que venden energía cobran el precio marginal afectado por un factor que considera el pago de las pérdidas y el servicio de transporte.

Según la teoría económica, una empresa generadora maximiza sus ingresos considerando sus ingresos por contratos más sus ingresos por ventas en el mercado *spot* menos sus costos variables, los ingresos en el mercado *spot* pueden ser positivos o negativos, dependiendo del caso de que entre parcialmente al despacho económico, en el caso de que no pueda operar por mayores costos marginales, deberá cubrir sus contratos comprando energía en el mercado *spot*. Cuando una empresa generadora tiene comprometida toda su capacidad es posible que desee despachar siempre para atender sus contratos. En este caso, sus precios reflejarán sus costos marginales reales y se estaría aproximando al equilibrio competitivo y tendrá pocos incentivos para distorsionar los precios marginales del mercado *spot*. Lo óptimo para las generadoras es tener la mayor parte de su producción comprometida con contratos para minimizar riesgos y colocar otra parte en el mercado *spot*.

El costo marginal del mercado *spot* ha sufrido variaciones en los últimos años; su pico más alto fue en julio del 2008, cuando el precio llegó a valores horarios picos cercanos a 250 USD/MWh, antes en setiembre del 2006 había llegado hasta 150 USD/MWh. Dado que es un mercado libre, el mercado *spot* no está exento de las expectativas futuras y del comportamiento estratégico de los agentes. Al parecer, con la introducción de mecanismos de competencia de la Ley N° 28832 y las licitaciones para asegurar el abastecimiento en el largo plazo y el resultado de las primeras licitaciones a partir del año 2009, los precios del mercado *spot* han tendido a estabilizarse y a tener precios mucho menores que en el pasado, llegando a establecerse en 24 USD/MWh , en promedio, en el año 2014, como se observa en el siguiente gráfico.

Gráfico 5. Costo marginal y tarifa en barra promedio mensual



Fuente: SEIN.

6. La creación de un mercado de capacidad

Como se ha indicado, el mercado peruano tiene segmentos de mercado potencialmente competitivos como la comercialización mayorista de energía, donde los generadores compiten por la venta de energía de horas punta y fuera de punta tanto en las licitaciones como en el mercado *spot*, pero no existe competencia de precios para la potencia, porque el precio está regulado por Osinergmin, como un componente de los precios en barra, el llamado precio básico de la potencia, que se obtiene a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta turbo gas operando con combustible diésel, conforme a la aplicación del procedimiento para la determinación del precio básico de potencia. El precio resulta de sumar el costo anualizado de la inversión en el generador, el costo de conexión y los costos de operación y mantenimiento. El precio básico de potencia tiene un valor aproximado para el año 2013 de 85 US\$/KW-AÑO.

Mediante el Decreto Supremo N° 038-2013-EM, se aprobó el reglamento que incentiva el incremento de capacidad de generación eléctrica dentro del marco de la Ley N° 29970, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto de la demanda (margen de reserva), así como la desconcentración geográfica de la producción de energía eléctrica en el SEIN. De acuerdo con el Decreto Supremo N° 002-2015-EM, los procesos de subastas son convocados y conducidos por Proinversión.

Para el incremento de la capacidad el MEM, aprobará cada dos años los requerimientos de capacidad necesarios para afianzar la seguridad energética, sobre la base de la propuesta del COES y la opinión de Osinergmin. Los requerimientos de capacidad deben comprender lo siguiente: a) La potencia requerida a ser subastada, b) Las zonas geográficas donde se desea instalar, y c) Los plazos para la propuesta en operación comercial.

Para determinar los requerimientos de capacidad, el COES deberá realizar un estudio de la demanda de potencia y energía con un horizonte no menor de 10 años. Asimismo, se debe garantizar a los adjudicatarios remuneraciones por capacidad de generación eléctrica y por desconcentración de la generación eléctrica; estos pagos se realizan con cargo a ser incluido en el peaje unitario por conexión del sistema principal de transmisión.

A la fecha se conoce que en el año 2010 se otorgó una concesión a la compañía Enersur, para la construcción de una central térmica en ILO de 460 MW, operada con diésel y gas natural, a fin de que sirva como reserva fría, la cual entró en operación en el año 2013. En mayo del 2012, se adjudicó a la empresa Consorcio Energías del Perú la concesión del proyecto reserva fría de generación planta Pucallpa y Puerto Maldonado consistente en 2 centrales de generación termoeléctricas nuevas de 40 MW y 18 MW, respectivamente. Asimismo, en el año 2011 se adjudicaron las plantas de Generación Termoeléctrica ETEN al consorcio Cobra-Enersa por una capacidad de 200 MW, y en el 2012 se adjudicó la planta de generación termoeléctrica Talara a la Empresa Eléctrica de Piura, por 200MW.

En un estudio reciente realizado para Osinergmin para el reforzamiento de la implementación de la planificación de la generación eléctrica, se establecen las recomendaciones y lineamientos para las subastas de capacidad de potencia firme y en el Informe N° 068-2015-GART, se aborda la problemática de la suficiencia y adecuación de la generación, y se hace una propuesta normativa al MEM, basada en los siguientes argumentos:

- 1) Reducir el riesgo de los generadores que cuenten con contratos de venta de electricidad, de no recibir el pago de la potencia firme, en el mecanismo de transferencia de potencia
- 2) Permitir un mercado de capacidad para la compra y venta de potencia firme de los generadores dentro de un mercado secundario organizado, para cumplir con sus compromisos
- 3) Establecer el mecanismo de previsión de las necesidades de nueva generación para asegurar en el mediano y largo plazo, el margen de reserva de la responsabilidad de la demanda

Tomando en cuenta que existe una normativa vigente que establece el marco para las licitaciones de capacidad llevadas por el Estado Peruano y que ya existen diferentes adjudicaciones con el fin de afianzar la seguridad energética, por el momento se estima que si bien la formación de un mercado secundario de capacidad donde se transe operaciones de compra y venta de capacidad permitiría tener precios de mercado que resulten de las valoraciones de cada agente y de las expectativas futuras, desmarcándose de esta forma de los precios regulados. Sin embargo, existen barreras que debe superar, por ejemplo, se deben establecer mecanismos para obtener un valor de mercado uniforme del costo de capacidad de cada tecnología de generación utilizada, dado que el parque generador está diversificado; podría haber resistencia de algunos agentes, considerando que no todos tendrán los mismos incentivos de participar, y que preferirían mantener los precios bajo el esquema de regulación actual. Como en el caso del libro blanco, se requiere un análisis profundo del tema con la participación de todos los agentes del sector, y evaluar la factibilidad de que las iniciativas gubernamentales se dejen de lado para dar paso a las condiciones del mercado de la libre oferta y demanda.

Capítulo V. Evaluación de las licitaciones

1. Evaluación histórica de las licitaciones y contratos más relevantes

De acuerdo con Osinergmin, se han realizado once licitaciones de largo plazo. Siete licitaciones se adjudicaron en el año 2010; dos, en el año 2011; y las dos restantes, en el año 2012. Es decir, después del año 2010, las licitaciones de largo plazo se han reducido. Las once licitaciones son las siguientes: Distriluz - Primera Convocatoria, Distriluz - Segunda Convocatoria, Edelnor ED-03-2009-I, Edelnor ED 03-2009-LP-II, Edelnor ED 02-2009-LP, Edelnor 01-2009-LP, ELD-01-2010, LDS-01-2010-LP, LDS-01-2011-LP-I, LDS-01-2011-LP-I y EDN-01-2012-LP.

Las licitaciones se han realizado mediante sistema de subasta a sobre cerrado, los postores presentan sus ofertas y Osinergmin mantiene en reserva el precio que las ofertas no pueden exceder, solo se obliga a revelar el precio de reserva cuando todas las ofertas exceden el precio de reserva para volver a convocar a una nueva licitación. En el caso de la licitación de Distriluz - Primera Convocatoria, se comparó los precios ofertados con el precio máximo calculado por Osinergmin, obteniéndose el precio promedio ponderado ofertado de 13,04 ctm. S/. kWh y el precio máximo de 12,08 ctm. S/. kWh, por lo que se tuvo que eliminar las propuestas que tuvieron precios mayores al precio máximo.

Por otra parte, en otros casos se dieron desistimientos por parte de las empresas distribuidoras para continuar con el proceso de licitación como, por ejemplo, la empresa distribuidora Electro Oriente S.A., que había iniciado un proceso para el suministro de energía eléctrica en San Martín, sin embargo, desistió en continuar el proceso, debido a que no había otras empresas distribuidoras con intención de participar y acompañar el proceso. En ese sentido, actualmente se realiza un nuevo proceso licitatorio que se encuentra a nivel de propuestas de bases ajustadas.

Fueron trece empresas distribuidoras las que formaron parte de los procesos de licitación: Enosa, Ensa, Hidrandina, Electrocentro, Coelvisac, Edelnor, Luz Del Sur, Electrosur, ElectrosurEste, ElectroPuno, SEAL, Edecañete, Electrodunas. Por el lado de las empresas generadoras, participaron 21 empresas: ElectroPerú, SDF Energía, Egenor, TermoSelva, Celepsa, Egemsa, Enersur, SN Power, Fénix, Edegel, Eepsa, Chinango, Egasa, Kallpa Generación, Termochilca, GE Machupicchu, San Gaban, Minera Corona, Cerro Del Águila, EgeJunín. Los puntos de suministros objeto de licitación fueron los siguientes lugares: Piura, Talara, Chiclayo, Guadalupe, Trujillo, Chimbote, Huallanca, Paramonga, Pasco, Condorcocha,

Mantaro, Huayucachi, Huancavelica, Tingo María, Huánuco, ElectrosurEste, Electrosur, ElectroPuno, Villacurí, Lima-Sur, Lima-Norte, Cañete, Tocache, Caudalosa, Ica, Socabaya, Repartición. De todas ellas, los puntos de suministros que se encuentran en la mayoría de licitaciones corresponden a Lima-Norte, Lima-Sur, Socabaya y Repartición.

Es preciso señalar que en la Licitación ED-03-2009-LP-II, solo se presentó un postor, el cual resultó el ganador de la licitación. Esto conlleva que en esta licitación no hubo competencia por la cantidad demandada y el precio. Según lo señalado por el notario, este único postor cumplió con la entrega de acuerdo con lo establecido en las bases integradas. Al ser el único postor, la oferta total no superó en 1,2 la potencia requerida referencial y esta se redujo de 37.355 MW a 30.833 MW y su precio ofertado no superó el precio máximo establecido por Osinergmin.

Con relación al plazo de los contratos, el mayor plazo del contrato es 14 años y el menor es 4 años y 11 meses. Es importante tener en cuenta que el tiempo de maduración de una empresa generadora debe guardar relación con el tiempo que comprende el plazo del contrato de la licitación. Respecto de los precios establecidos en los contratos, en la mayoría de casos el promedio ponderado de los precios ofertados no ha superado el monto máximo calculado por Osinergmin. En cuanto a la capacidad de potencia adjudicada, se observa que en la mayoría de casos, la capacidad requerida por las empresas distribuidoras en el proceso de licitación fue la que se adjudicaron finalmente. No obstante, en ciertos casos, por ejemplo en la licitación Distriluz - Primera Convocatoria, se cubrió el 95% de la demanda requerida; en otros casos, por ejemplo la Licitación LDS-01-2010-LP, la potencia requerida referencial excedió en 20% de la demanda requerida, y debido a que cubrió la demanda requerida con las ofertas presentadas, no resultó procedente revelar el precio máximo establecido por Osinergmin. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre la capacidad requerida versus la capacidad adjudicada:

Tabla 6. Capacidad requerida versus capacidad adjudicada de la licitación Distriluz

Empresa Distribuidora	Requerido (R)			Adjudicado (A)		
	Potencia requerida fija	Potencia requerida variable	Total	Potencia requerida fija	Potencia requerida variable	Total
ENOSA	97.6	19.5	117.1	68.3	13.7	82.0
ENSA	76.8	15.4	92.2	97.5	19.5	117.0
HIDRANDINA	148.2	29.6	177.8	137.4	27.5	164.9
ELECTROCENTRO	69.6	13.9	83.5	81.5	16.3	97.8
COELVISAC	3.4	0.7	4.1	2.838	0.6	3.4
TOTAL	395.6	79.1	475	387.6	77.5	465.1

Fuente: Osinergmin.

En la siguiente tabla se muestran las licitaciones de largo plazo realizadas desde sus inicios (año 2010) hasta la fecha.

Tabla 7. Licitaciones de largo plazo en el Perú desde sus inicios hasta la fecha

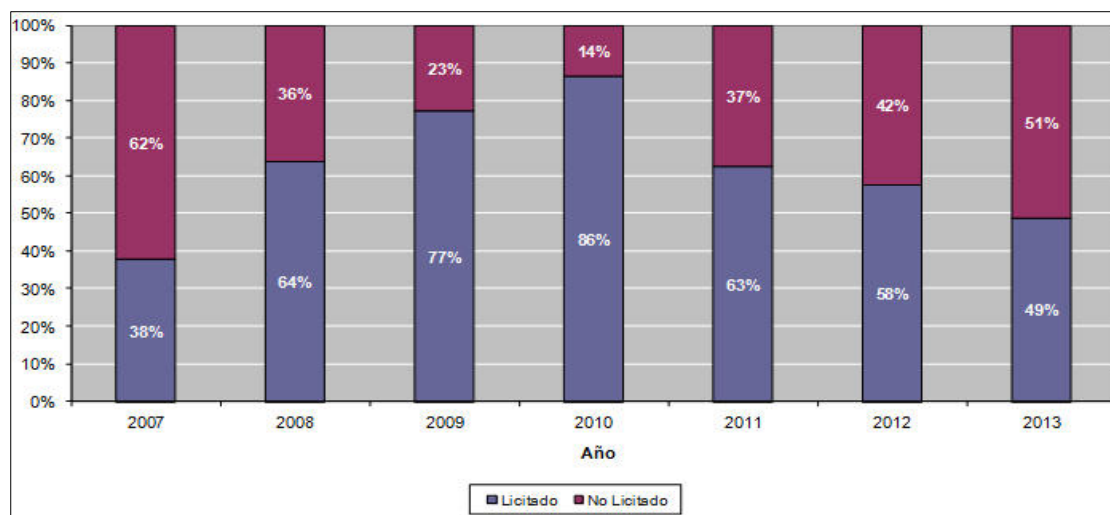
Año	Nombre Licitación	Plazo contrato	Convocatoria	Fecha de licitación	Distribuidora(s)	Postores adjudicados (Generadoras)	Capacidad (% demanda requerida a licitar)
2010	DISTRILUZ	2013-2022 (10 años)	Primera	14.04.2010	ENOSA ENSA HIDRANDINA ELECTROCENTO COELVISAC	ELECTROPERÚ SDF ENERGÍA EGENOR TERMOSELVA CELEPSA EGEMSA ENERSUR	465.110 MW (95%)
			Segunda	02.09.2010	ENOSA ENSA HIDRANDINA ELECTROCENTO COELVISAC	SN POWER SN POWER FENIX	93.028 MW (100%)
	EDELNOR ED-03-2009-LP	2014-2025 (12 años)	Primera	14.04.2010	EDELNOR LUZ DEL SUR ELECTROSUROESTE SEAL ELECTROPUNO ELECTROSUR	EDEGEL CHINANGO EEPSA CHINANGO EGASA	649.889 MW (100%)
			Segunda	02.09.2010	EDELNOR LUZ DEL SUR SEAL	SN POWER	30.833 MW
	EDELNOR ED-02-2009-LP	2014-2023 (10 años)	Primera	14.04.2010	EDELNOR LUZ DEL SUR ELECTROSUROESTE SEAL ELECTROPUNO ELECTROSUR	EDEGEL CHINANGO KALLPAGENERACION ENERSUR EEPSA CHINANGO EGASA	662.255 MW (100%)
	EDELNOR ED-01-2009-LP	2014-2021 (08 años)	Hubo solo una	14.04.2010	EDELNOR LUZ DEL SUR EDECAÑETE ELECTROSUROESTE SEAL ELECTROPUNO ELECTROSUR	ELECTROPERU ENERSUR KALLPAGENERACION TERMOCHILCA EEPSA EDEGEL CHINANGO EGASA	1.212.849 MW (100%)
	Electro Oriente Sistema Aislado	2013-2027 (14 años)	Hubo solo una	14.04.2010	EDELNOR LUZ DEL SUR EDECAÑETE ELECTROSURESTE SEAL ELECTROPUNO ELECTROSUR	ELECTROPERU ENERSUR KALLPAGENERACION TERMOCHILCA EEPSA EDEGEL CHINANGO EGASA	1.212.849 MW (100%)
LDS-01-2010-LP	2014-2023 (10 años)	Hubo solo una	18.11.2010	LUZ DEL SUR EDELNOR EDECAÑETE ELECTROORIENTE ELECTRODUNAS	MINERA CORONA FENIX POWER EGENOR TERMOSELVA EGASA EGESUR SAN GABÁN	Excedía el 20% de la demanda	
2011	ELD-01-2010-LP	2014-2018 (04 años y 11 meses)	Hubo solo una	21.02.2011	ELECTRODUNAS	ELECTRICAMACHUPICCHU	Excedía el 20% de la demanda
	LDS-01-2011-LP	2018-2027 (10 años)	Primera	15.12.2011	LUZ DEL SUR EDELNOR EDECAÑETE	CERRO DEL AGUILA CELEPSA EGESUR ENERSUR FENIX POWER	Ofertas adjudicadas no cubrían demanda
Segunda			01.06.2012	LUZ DEL SUR EDELNOR EDECAÑETE	ENERSUR		
2012	EDN-01-2012-LP	2016-2027 (12 años)	Primera	17.12.2012	EDELNOR	EEPSA EGEJUNIN EDEGEL FENIX POWER KALLPAGENERACION	160.800 MW (100%)

Fuente: Osinermin. Elaboración propia, 2015.

Respecto de la tabla anteriormente mostrada, cabe mencionar que posterior al año 2012 se encuentra en proceso de adjudicación la “Licitación Pública de Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Eléctrica Edelnor S.A.A. y Luz del Sur S.A.A.”, Licitación ED-01-2015-LP: 2022-2031 (10 años), a la fecha del presente trabajo se encuentran pendientes los resultados de los postores precalificados previstos para el mes de diciembre del 2015, de acuerdo con lo señalado por Osinermin.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de los suministros realizados mediante licitaciones, desde sus inicios (incluyen las licitaciones corto y largo plazo) hasta el año 2013.

Gráfico 6. Evolución de los suministros regulados bajo licitaciones



Fuente: Osinergmin

En el gráfico 6 se observa que en el primer año (2007) la cobertura de los suministros realizados bajo la modalidad de licitaciones respecto del total de los suministros regulados alcanzó un 38%, es decir, una baja cobertura. Posteriormente, en los tres años siguientes (2008-2010) la cobertura bajo licitaciones ascendió y alcanzó el porcentaje más alto (86%) en el año 2010. Luego, las coberturas han ido decreciendo entre los años 2011 y 2013. No obstante, de acuerdo con la información de Osinergmin, para el año 2015 se estima que la cobertura de suministro bajo la modalidad de licitaciones alcanzaría casi el 100% del total de suministros regulados.

2. Comparativo de precios promedios licitados versus los precios promedios regulados

• Precios licitados promedio

Los precios licitados, por ejemplo, para la licitación Distriluz - Primera Convocatoria, adjudicados en el año 2010, que conformaron las empresas distribuidoras Enosa, Ensa, Hidrandina, ElectroCentro y Coelvisac, y que se adjudicaron a las empresas generadoras ElectroPerú, SDF Energía, Egenor, Termoselva, Celepsa, Egemsa y Enersur, se muestran en la tabla 8.

Tabla 8. Precios adjudicados en la licitación Distriluz - Primera Convocatoria

Empresas generadoras	Precio de Energía (ctm S/./kWh)	
	Horas Punta	Horas Fuera de Punta
ELECTROPERÚ	12.32	10.31
SDF ENERGÍA	13.00	10.83
EGENOR	13.55	11.30
TERMOSELVA	13.55	11.30
EGENOR	13.57	11.32
TERMOSELVA	13.57	11.32
CELEPSA	12.50	12.50
EGEMSA	15.00	12.06
ENERSUR	16.38	12.70
ENERSUR	16.82	12.79

Fuente: Osinergmin

En la tabla anterior se aprecia que los precios en hora punta oscilan entre 12,32 y 16,82, y los precios en horas fuera de punta oscilan entre 10,31 a 12,79. El de menor costo es ElectroPerú y el de mayor costo es Enersur.

De otro lado, en dicha licitación, por ejemplo, para el punto de suministro de Piura de la Distribuidora Enosa, se contrató la potencia total (fija y variable), medidas en MW, de manera proporcional a lo ofertado por cada generadora con sus respectivos precios.

Tabla 9. Potencia total contratada por Enosa con sus respectivas potencias y precios adjudicados (licitación Distriluz - Primera Convocatoria)

Empresas generadoras	Precio de Energía (ctm S/./kWh)		Potencia contratada (En MW)
	Horas Punta	Horas Fuera de Punta	
ELECTROPERÚ	12.32	10.31	29.399
SDF ENERGÍA	13.00	10.83	1.517
EGENOR	13.55	11.30	4.316
TERMOSELVA	13.55	11.30	4.084
EGENOR	13.57	11.32	4.316
TERMOSELVA	13.57	11.32	1.166
CELEPSA	12.50	12.50	1.166
EGEMSA	15.00	12.06	2.333
ENERSUR	16.38	12.70	1.615
ENERSUR	16.82	12.79	4.346
TOTAL			54.258

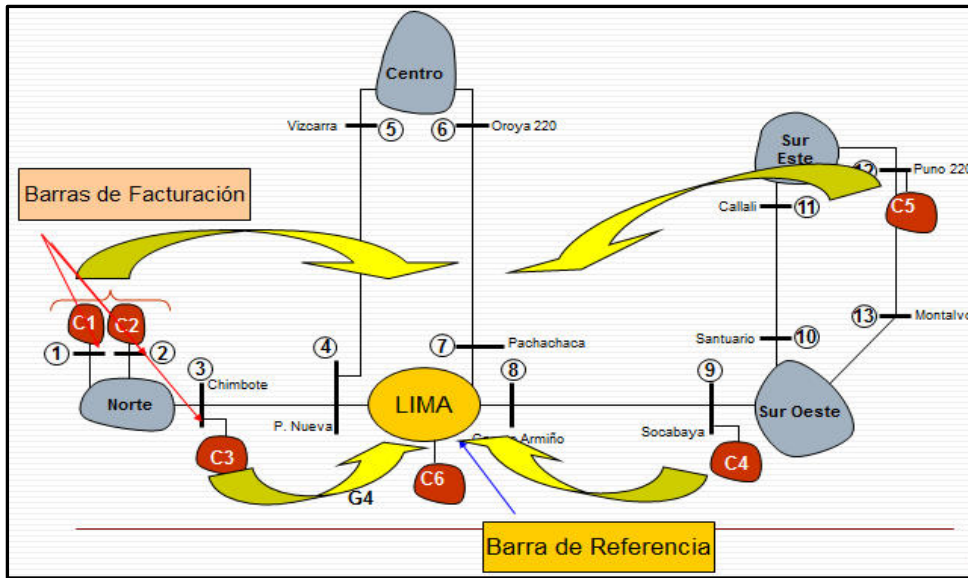
Fuente: Osinergmin

A efectos de comparar los precios promedios licitados con los precios promedios regulados (tarifas en barra), se procede a determinar el promedio ponderado de las licitaciones, a partir de los precios de energía hora de punta, hora fuera de punta, las potencias totales y el factor de ponderación⁴ establecida en cada una de las bases de las licitaciones.

Para ello, se ha considerado un criterio para el cálculo: Se determina un porcentaje realizando una división de la potencias total contratada de cada generadora entre el total de potencia que corresponde a cada punto de suministro. El porcentaje total obtenido por cada generadora se multiplica a cada uno de los precios de energía, y cada ponderación obtenida se suma a un monto total. La explicación detrás de este criterio se basa en que los precios promedios en la práctica se obtiene de los costos marginales que se encuentran concentrados en Lima, de acuerdo con el gráfico que se muestra a continuación.

⁴ En las bases de cada una de las 11 licitaciones adjudicadas, el Factor de Ponderación (Fp) se define como el factor representativo del consumo en horas punta de las licitaciones expresado como fracción del consumo de energía total. Asimismo, se determina como el promedio ponderado de los consumos de energía en horas de punta respecto al consumo de energía total registrados por las licitantes en los últimos 12 meses, redondeado a tres decimales. De otro lado, se señala que dicho factor solo será utilizado para efectos de evaluar las propuestas.

Gráfico 7. Representación de los precios de los contratos reflejados en Lima



Fuente: Osinergmin

Sin embargo, para efectos de comparar precios, resulta adecuado utilizar un solo precio promedio de todas las empresas generadoras que fueron adjudicadas.

Entonces, se obtiene un precio promedio de energía en Hora punta y un precio fuera de hora punta. Finalmente, para determinar el precio promedio ponderado se utiliza el factor de ponderación “Fp”, el cual se calculará al igual que el cálculo del “Precio de Oferta Ponderado” establecido en las bases:

$$\text{Precio de oferta ponderado} = Fp * PE_{\text{Horas Punta}} + (1-Fp) * PE_{\text{Horas Fuera de Punta}}$$

El procedimiento de cálculo de la determinación del precio promedio ponderado licitado se adjunta en los anexos 15 - 25.

En la tabla 10 se presentan los precios promedio ponderados de cada licitación.

Tabla 10. Cálculo de los precios promedios ponderados de cada licitación adjudicada

LICITACIONES	Mes-Año Adjudicación	Precio Energía Hora Punta (1)	Precio Energía Fuera Hora Punta (2)	Factor de Ponderación (3)	Precio Licitación Promedio Ponderado (4)=(1)*(3)+(2)*[1-(3)]
1. LICITACIÓN DISTRILUZ: 2013-2022 (1ra convocatoria)	abr-10	13.26	10.97	0.237	11.51
2. LICITACIÓN DISTRILUZ: 2013-2022 (2da convocatoria)	sep-10	12.91	10.68	0.237	11.21
3. LICITACIÓN EDELNOR ED-03-2009-LP-I: 2014-2025 (1era convocatoria)	abr-10	14.50	11.53	0.216	12.17
4. LICITACIÓN EDELNOR ED-03-2009-LP-II: 2014-2025 (2da convocatoria)	sep-10	11.47	9.56	0.237	10.01
5. LICITACIÓN EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023	abr-10	14.27	10.96	0.216	11.68
6. LICITACIÓN EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021	abr-10	12.85	10.64	0.216	11.12
7. LICITACIÓN ELECTRODUNAS ELD-01-2010: 2014-2018	feb-11	12.48	10.88	0.193	11.19
8. LICITACIÓN LDS-01-2010-LP: 2014-2023	nov-10	12.91	10.41	0.215	10.95
9. LICITACIÓN LDS-01-2011-LP-I: 2018-2027 (1era convocatoria)	dic-11	13.47	11.08	0.215	11.59
10. LICITACIÓN LDS-01-2011-LP-II: 2018-2027 (segunda convocatoria)	jun-12	12.83	10.61	0.215	11.09
11. LICITACIÓN EDN-01-2012-LP: 2016-2027	dic-12	12.43	10.72	0.226	11.10

Fuente: Osinergmin. Elaboración propia, 2015.

• Precios regulados promedio

Los precios regulados se obtienen a partir de la fijación de los precios en barra publicados en Osinergmin. El precio promedio regulado se obtiene a partir de un promedio, medido como el costo promedio de electricidad a nivel generación que ya es calculado por Osinergmin. A continuación, se muestra la fórmula de cálculo del precio regulado:

$$\text{Precio promedio regulado} = \text{PPB}/(7.2*\text{F.C.}) + \text{PEMP}*\% \text{EHP} + \text{PEMFP}*(1-\% \text{EHP}) + \text{CPSEE}$$

Donde:

- PPM** Precio de la potencia de punta a nivel generación
- PCSPT** Cargo de peaje de unitario por conexión al sistema principal de transmisión
- PPB** Precio en barra de la potencia de punta: PPM+PCSPT
- CPSEE** Cargo de peaje secundario por transmisión equivalente en energía
- PEMP** Precio de la energía a nivel generación en horas de punta
- PEMFP** Precio de la energía a nivel generación en horas fuera de punta
- F.C.** Factor de carga anual del sistema
- %EHP** Porcentaje de la energía total consumida en el bloque de punta para los próximos 4 años

Se debe mencionar que en las consideraciones del Decreto de Urgencia N° 049-2008 se señalaron las razones por las que la fijación del precio en barra o precio regulado presentaba deficiencias:

- Existía la posibilidad de que después del 31 de diciembre del 2008 algunas empresas distribuidoras de electricidad requiriesen efectuar retiros físicos de potencia y energía para

atender la demanda de sus usuarios regulados, al no contar con contratos de suministro con las empresas generadoras, debido a la escasez de energía eficiente en el sistema, que conllevaría el riesgo de crear efectos económicos y financieros perjudiciales, extraordinarios y no previstos en la normatividad vigente en dicho período, consistentes en el rompimiento de la cadena de pagos, lo cual afectaría la estabilidad económica del sistema eléctrico del Servicio Público de Electricidad.

- Restricciones de producción y transporte de gas natural, así como de transporte de electricidad, los cuales constituían eventos que causaban externalidades negativas y producían costos por restricciones en la operación del sistema eléctrico que distorsionaban el sistema de transacciones a costos marginales, desincentivando el desarrollo de nueva oferta de generación.
- Los criterios utilizados para la asignación de costos consideraban una diversidad de criterios, los cuales introducían riesgos que dificultaban la contratación de electricidad, a pesar de relacionarse con aspectos de una misma naturaleza, por lo que se estableció un criterio único para la asignación de la parte no cubierta de los costos variables.

En ese sentido, a través del mencionado decreto de urgencia, se determinaron los siguientes criterios para la fijación del precio en barra o precio teórico:

- 1) Los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinan considerando que no existe restricción de producción o transporte de gas natural ni de transmisión de electricidad.
- 2) Asimismo, dichos costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite que será definido por el MEM mediante resolución ministerial.
- 3) La diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales que operan con costos variables superiores a los costos marginales determinados en el numeral 1 y dichos costos marginales, será cubierta mediante un cargo adicional en el peaje por conexión al sistema principal de transmisión.

La fijación de tarifas en barra de las subestaciones base, establecidas por Osinergmin, que están vinculados con los puntos de suministros licitados de los años 2010, 2011 y 2012, se adjuntan en los anexos 1, 2 y 3.

- **Comparación entre los precios promedio licitados y precios promedio regulados**

Una vez calculado el precio promedio licitado y considerando el precio promedio regulado establecido por Osinergmin, se compara ambos precios a partir de cada punto de suministro que

fueron licitados. En algunos casos, los puntos de suministros bajo licitación no son idénticos a los puntos de suministro bajo precios regulados, por lo que se considera un punto de suministro aproximado. Asimismo, para comparar los precios según su año correspondiente, se considera el año en que cada precio fue licitado. No se considera los años siguientes.

A efectos de comparar los precios licitados bajo licitación, respecto de los precios regulados, se mantendrán los valores calculados de los precios en barra, establecidos por Osinergmin. Para ello, se sumarán a los precios promedios ponderados licitados, calculados anteriormente, el precio unitario de potencia, y manteniendo la fórmula del precio de barra, solo para efectos de comparación, considerando que en los anexos del “contrato de suministro de electricidad entre las empresas distribuidoras y empresas generadoras” de cada licitación se establece un precio unitario de potencia. Cabe precisar que los valores que finalmente se adjudican son los precios de energía y sus respectivas cantidades de potencia. Al respecto, a continuación se presenta el cuadro comparativo por punto de suministro entre los precios promedios licitados de la licitación Distriluz, adjudicado en el año 2010, versus los precios promedios regulados

Tabla 11. Comparación por punto de suministro entre el precio promedio ponderado de la licitación Distriluz versus el precios regulado

DISTRILUZ I AÑO 2010

Punto de Suministro	Empresas generadoras	Empresas distribuidoras	Precio promedio de licitación considerando precio de potencia (1)	Precio promedio regulado (2)
PIURA			16.76	14.56
TALARA			16.76	14.41
CHICLAYO			16.76	14.34
GUADALUPE	<i>ELECTROPERÚ</i>		16.76	14.27
TRUJILLO	<i>SDF ENERGÍA</i>	ENOSA	16.76	14.14
CHIMBOTE	<i>EGENOR</i>	ENSA	16.76	14.00
HUALLANCA	<i>TERMOSELVA</i>	HIDRANDINA	16.76	13.74
PARAMONGA	<i>CELEPSA</i>	ELECTROCENTRO	16.76	13.71
PASCO	<i>EGEMSA</i>	COELVISAC	16.76	13.40
CONDORCOCHA	<i>ENERSUR</i>		16.76	14.36
MANTARO			16.76	13.34
HUAYUCACHI			16.76	13.39
HUANCAVELICA			16.76	13.40
TINGO MARÍA			16.76	13.50
HUÁNUCO			16.76	13.69
VILLACURÍ			16.76	13.63

Villacurí se comparó con el punto de suministro de Ica.

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración: Propia

En la tabla anterior se aprecia que en todos los puntos de suministro que formaron parte de la primera convocatoria de la licitación adjudicada, los precios promedio licitados son mayores que los precios promedio regulados. Lo mismo sucede si se comparan los demás precios licitados con los precios regulados en barra. Esto se debe al Decreto de Urgencia N° 049-2008, que modificó las consideraciones para la fijación de los precios regulados en barra; es decir, los supuestos ideales que se establecieron para dicha fijación conllevaba a un precio regulado

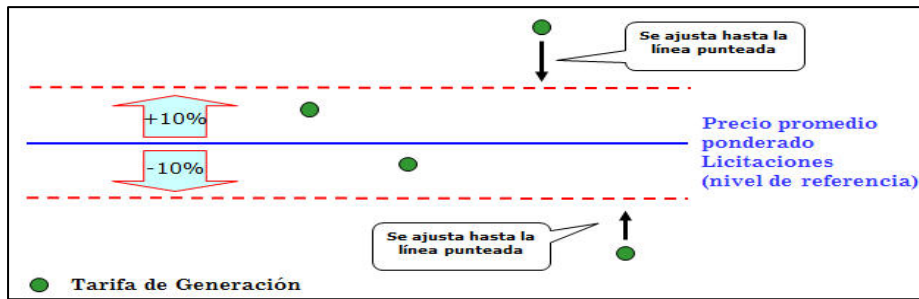
idealizado o teórico y, por ende, el precio en barra fijado resultará menor al precio de la licitación.

De acuerdo con lo señalado, se deduce que los precios de las licitaciones representan precios que resultan de un proceso de competencia donde los postores proponen sus precios libremente pero bajo un esquema de topes y control señalado por Osinergmin, por otro lado el precio calculado en barra se realiza bajo un esquema de costo marginal teórico que soslaya las situaciones de escasez reales que se presentarían en el mercado como consecuencia de una falta de aprovisionamiento de las centrales térmicas que se alimentan a gas, falta de sequías de agua para las centrales hidroeléctricas y congestión de las líneas de transmisión que transportan la energía eléctrica. En ese sentido, la comparación de precios solo tendría un valor referencial, dado que para hacer una comparación útil entre precios licitados y precios regulados habría que cuantificar cuánto se levantaría el precio regulado en barra bajo condiciones reales de mercado, de esta forma se puede medir con certeza si las licitaciones arrojan precios eficientes.

Una reflexión que se debe mencionar en esta parte del trabajo es que si los precios de las licitaciones resultan mayores que los precios regulados en barra, entonces habría incentivos de las distribuidoras de no realizar procesos o tratar de evitarlos, tomando en cuenta que al no tener contratos sus demandas serían atendidas por el gran sistema de generación pagando los precios regulados. Este punto también es contemplado por el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que en el artículo 1, punto 1.3, precisa que la diferencia de los mayores costos variables con que operan las generadoras respecto del costo marginal teórico se paga mediante el concepto de peaje del sistema principal de transmisión. Esto quiere decir que, en la práctica, las distribuidoras y, en consecuencia, los usuarios finales pagarán los costos reales de generación.

Por otro lado, cabe señalar que de acuerdo con lo establecido en la Segunda Disposiciones Complementarias Finales de la Ley N° 28832, correspondiente a la nueva referencia para la comparación del precio en barra, se establece que el precio en barra que fija Osinergmin no podrá diferir en más de 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones. De los resultados presentados en la tabla anterior, se debe mencionar que al darse una diferencia entre el precio promedio ponderado licitado y el precio regulado teórico superior al 10%, estas variaciones son ajustadas por Osinergmin.

Gráfico 8. Ajuste del precio regulado respecto al precio de las licitaciones



Fuente: Osinergmin.

A continuación, en las siguientes tablas se muestra la comparación entre los precios bajo licitación (calculados por Osinergmin) respecto de los precios regulados por período de tiempo, es decir, de forma mensual desde el inicio hasta julio del 2015, precisando que en el período de 2007-2008 se está considerando las licitaciones de corto plazo, que se iniciaron antes de las licitaciones de largo plazo, y precisando también que no se está considerando los ajustes del 10% establecida en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Tabla 12. Comparación de precios licitados (incluye precio de potencia) versus precios regulados (período 2007-2008)

Mes	Precio Licitado				Precio Regulado			
	Precio Potencia	Precio Energía HP	Precio Energía FHP	Precio Promedio Ctm. S./kWh	Precio Potencia	Precio Energía HP	Precio Energía FHP	Precio Promedio Ctm. S./kWh
may-07	15.40	10.83	8.67	11.78	14.64	12.00	8.69	11.89
jun-07	15.40	10.83	8.67	11.78	14.64	12.00	8.69	11.89
jul-07	15.40	10.83	8.68	11.78	14.64	12.00	8.69	11.89
ago-07	15.40	10.83	8.68	11.78	14.66	12.62	9.14	12.38
sep-07	15.36	10.99	8.74	11.85	14.66	12.62	9.14	12.38
oct-07	15.36	10.99	8.74	11.86	14.66	12.62	9.14	12.38
nov-07	15.34	10.94	8.70	11.81	14.64	12.55	9.08	12.32
dic-07	15.34	10.93	8.70	11.81	14.56	12.50	9.08	12.29
ene-08	15.05	11.27	8.72	11.84	14.42	12.70	9.12	12.34
feb-08	15.02	11.30	8.73	11.85	14.38	12.75	9.16	12.37
mar-08	15.00	11.34	8.75	11.87	14.30	12.86	9.20	12.41
abr-08	14.17	11.08	8.52	11.49	14.14	12.65	9.00	12.18
may-08	14.10	10.75	8.43	11.34	14.05	12.10	8.75	11.86
jun-08	14.39	11.10	8.71	11.69	13.95	12.31	8.96	12.05
jul-08	15.04	11.81	9.28	12.40	14.47	13.12	9.55	12.78
ago-08	14.99	11.80	9.27	12.37	13.93	12.76	9.29	12.40
sep-08	15.19	12.63	9.91	13.09	14.50	13.86	10.09	13.36
oct-08	15.25	12.92	10.12	13.33	14.50	13.86	10.09	13.36
nov-08	15.26	13.56	10.54	13.79	14.60	14.95	10.42	13.86
dic-08	15.27	13.31	10.34	13.59	14.80	14.70	10.35	13.79

Fuente: Osinergmin

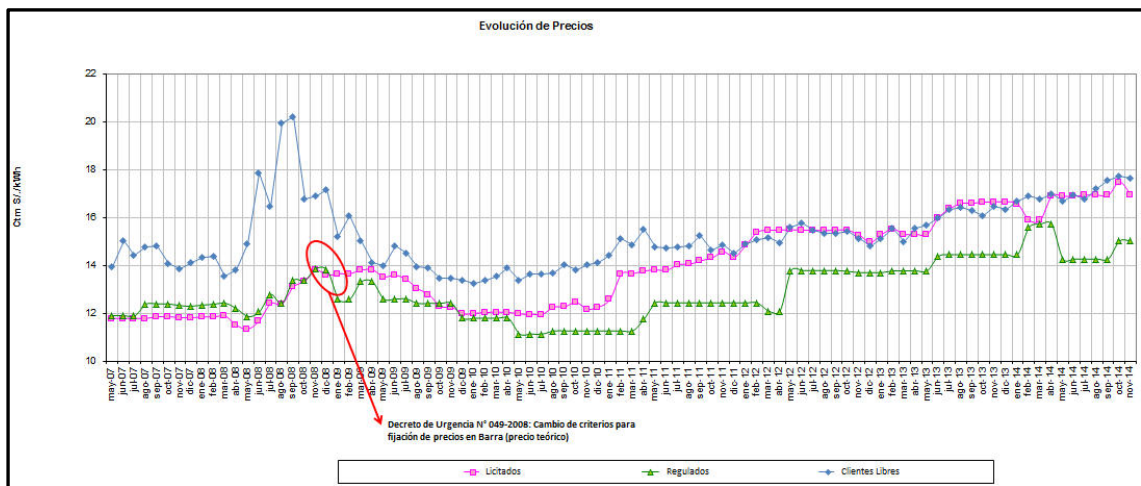
Tabla 13. Comparación de precios licitados (incluye precio de potencia) versus precios regulados (período 2009 - julio del 2015)

Mes	Precio Licitado				Precio Regulado			
	Precio Potencia	Precio Energía HP	Precio Energía FHP	Precio Promedio Ctm. S//kWh	Precio Potencia	Precio Energía HP	Precio Energía FHP	Precio Promedio Ctm. S//kWh
ene-09	15.98	13.23	10.28	13.65	15.09	12.73	9.27	12.58
feb-09	15.98	13.26	10.28	13.65	15.09	12.73	9.27	12.58
mar-09	16.05	13.45	10.40	13.80	15.56	13.55	9.87	13.31
abr-09	16.06	13.46	10.41	13.81	15.56	13.55	9.87	13.31
may-09	15.89	13.11	10.17	13.52	17.05	11.11	9.26	12.59
jun-09	15.86	13.14	10.26	13.59	17.05	11.11	9.26	12.59
jul-09	15.71	12.96	10.10	13.40	17.05	11.11	9.26	12.59
ago-09	15.40	12.57	9.79	13.02	16.98	10.91	9.10	12.41
sep-09	15.26	12.29	9.57	12.77	16.98	10.91	9.10	12.41
oct-09	15.18	11.87	9.09	12.28	16.98	10.91	9.10	12.41
nov-09	14.97	11.96	9.08	12.25	16.98	10.91	9.10	12.41
dic-09	14.90	11.60	8.83	11.97	16.50	10.29	8.58	11.79
ene-10	15.00	11.55	8.85	11.99	16.50	10.29	8.58	11.79
feb-10	15.02	11.59	8.88	12.03	16.50	10.29	8.58	11.79
mar-10	15.02	11.60	8.89	12.04	16.50	10.29	8.58	11.79
abr-10	15.01	11.59	8.89	12.03	16.50	10.29	8.58	11.79
may-10	15.04	11.50	8.81	11.96	16.53	9.81	7.87	11.13
jun-10	15.03	11.50	8.81	11.96	16.53	9.81	7.87	11.13
jul-10	15.04	11.49	8.80	11.95	16.53	9.81	7.87	11.13
ago-10	15.14	11.79	9.08	12.25	16.50	9.97	8.00	11.26
sep-10	15.11	11.85	9.11	12.28	16.50	9.97	8.00	11.26
oct-10	15.08	12.06	9.26	12.44	16.50	9.97	8.00	11.26
nov-10	14.83	11.82	9.03	12.17	16.50	9.97	8.00	11.26
dic-10	15.02	12.03	9.06	12.26	16.50	9.97	8.00	11.26
ene-11	15.63	12.16	9.30	12.59	16.50	9.97	8.00	11.26
feb-11	15.03	13.86	10.32	13.64	16.50	9.97	8.00	11.26
mar-11	15.02	13.89	10.33	13.65	16.50	9.97	8.00	11.26
abr-11	15.05	14.03	10.43	13.76	16.57	10.55	8.46	11.75
may-11	15.04	14.04	10.48	13.80	17.03	9.8	9.39	12.43
jun-11	15.04	14.03	10.47	13.79	17.03	9.8	9.39	12.43
jul-11	15.09	14.29	10.68	14.02	17.03	9.8	9.39	12.43
ago-11	15.10	14.33	10.70	14.05	17.03	9.8	9.39	12.43
sep-11	15.14	14.50	10.83	14.19	17.03	9.8	9.39	12.43
oct-11	15.15	14.63	10.94	14.31	17.03	9.8	9.39	12.43
nov-11	15.26	14.90	11.16	14.56	17.03	9.8	9.39	12.43
dic-11	15.20	14.64	10.98	14.35	17.03	9.8	9.39	12.43
ene-12	16.18	14.53	11.42	14.85	17.03	9.8	9.39	12.43
feb-12	16.02	15.20	11.95	15.38	17.03	9.8	9.39	12.43
mar-12	15.94	15.37	12.03	15.46	16.46	9.55	9.15	12.09
abr-12	15.96	15.34	12.03	15.47	16.46	9.55	9.15	12.09
may-12	16.02	15.31	12.05	15.48	17.39	11.58	10.56	13.78
jun-12	15.99	15.32	12.03	15.46	17.39	11.58	10.56	13.78
jul-12	16.00	15.31	12.03	15.46	17.39	11.58	10.56	13.78
ago-12	16.00	15.29	12.02	15.45	17.39	11.58	10.56	13.78
sep-12	16.01	15.30	12.04	15.47	17.39	11.58	10.56	13.78
oct-12	16.01	15.29	12.03	15.46	17.15	11.58	10.56	13.74
nov-12	15.95	15.07	11.84	15.26	17.12	11.54	10.52	13.70
dic-12	15.81	14.76	11.58	14.96	17.12	11.54	10.52	13.70
ene-13	16.34	14.53	11.94	15.29	17.12	11.54	10.52	13.70
feb-13	16.58	14.73	12.10	15.51	17.00	11.63	10.61	13.77
mar-13	16.35	14.53	11.93	15.29	17.00	11.63	10.61	13.77
abr-13	16.35	14.53	11.93	15.29	17.00	11.63	10.61	13.77
may-13	16.34	14.53	11.93	15.29	17.44	12.24	10.36	13.76
jun-13	16.94	15.23	12.51	15.99	18.11	12.807	10.84	14.37
jul-13	17.25	15.59	12.80	16.36	18.18	12.87	10.89	14.44
ago-13	17.44	15.82	12.99	16.59	18.18	12.87	10.89	14.44
sep-13	17.44	15.82	12.99	16.58	18.18	12.87	10.89	14.44
oct-13	17.45	15.88	13.04	16.64	18.18	12.87	10.89	14.44
nov-13	17.46	15.88	13.05	16.64	18.18	12.87	10.89	14.44
dic-13	17.46	15.89	13.05	16.65	18.18	12.87	10.89	14.44
ene-14	17.86	15.91	12.84	16.55	18.18	12.87	10.89	14.44
feb-14	17.94	15.11	12.19	15.89	18.66	14.07	11.91	15.58
mar-14	17.94	15.11	12.19	15.89	18.72	14.21	12.03	15.72
abr-14	18.08	16.25	13.11	16.88	18.72	14.21	12.03	15.72
may-14	18.08	16.25	13.11	16.88	17.69	12.11	10.96	14.26
jun-14	18.08	16.25	13.11	16.88	17.69	12.11	10.96	14.26
jul-14	18.09	16.31	13.16	16.93	17.69	12.11	10.96	14.26
ago-14	18.09	16.31	13.16	16.93	17.69	12.11	10.96	14.26
sep-14	18.09	16.31	13.16	16.93	17.69	12.11	10.96	14.26
oct-14	18.41	16.89	13.62	17.47	18.13	12.84	11.62	15.01
nov-14	18.10	16.35	13.18	16.95	18.13	12.84	11.62	15.01
dic-14	18.10	16.35	13.18	16.95	18.13	12.84	11.62	15.01
ene-15	19.15	17.44	14.05	18.05	18.13	12.84	11.62	15.01
feb-15	19.15	17.44	14.05	18.06	18.84	13.56	12.28	15.81
mar-15	19.15	17.45	14.06	18.06	18.93	13.65	12.36	15.90
abr-15	19.15	17.45	14.06	18.06	18.93	13.65	12.36	15.90
may-15	19.15	17.44	14.05	18.06	19.01	13.54	12.80	16.25
jun-15	19.15	17.44	14.05	18.06	19.01	13.54	12.80	16.25
jul-15	20.22	18.51	14.91	19.14	19.01	13.54	12.80	16.25

Fuente: Osinergmin

En la tabla 12, se observa que hasta el año 2008 los precios regulados fueron mayores a los precios bajo licitaciones. Posteriormente, los precios regulados han sido menores, debido al Decreto de Urgencia N° 049-2008. Además, en el gráfico 9 se muestra la comparación entre los precios bajo licitación, precios regulados y precios de clientes libres, precisando que no se está considerando los ajustes del 10% establecida en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

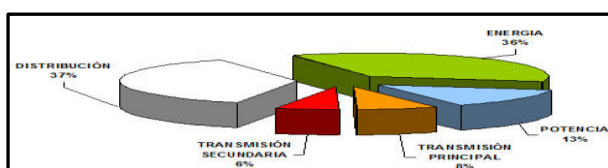
Gráfico 9. Comparación entre los precios licitados, regulados y clientes libres



Fuente: Osinergmin. Elaboración propia, 2015.

En el gráfico 9, se observa que hasta el año 2008, los precios regulados fueron mayores a los precios bajo licitaciones. Posteriormente, los precios regulados han sido menores, debido al mencionado decreto de urgencia. Así también, se observa que los precios licitados son menores que los precios de clientes libres en todo el período de análisis, esto significa que los precios bajo licitación han resultado eficientes para el mercado, por lo que los precios bajo licitación resultan atractivos para los usuarios finales, considerando que dicho precio está compuesto por el precio de energía, componente que representa uno de los mayores porcentajes de la composición de la tarifa a usuarios finales, como se muestra en el siguiente gráfico:

Gráfico 10. Composición de la tarifa a usuario final



Fuente: Osinergmin

Conclusiones y recomendaciones

- 1) Las licitaciones convocadas por las distribuidoras en el marco del Ley N° 28832 y la norma que fija sus procedimientos, han resultado favorables para alcanzar los objetivos de tener contratos de largo plazo con los generadores y han influenciado en los precios del mercado de corto plazo, los cuales tienen una tendencia decreciente en los últimos años.
- 2) Los precios obtenidos en las licitaciones han resultado menores a los precios regulados en barra, hasta noviembre del 2008, posteriormente a esta fecha los precios han resultado mayores, debido a la aplicación del Decreto de Urgencia N° 049-2008. Al utilizar un costo marginal idealizado que considera que no existen restricciones en la generación y transporte de gas ni en el sistema de transmisión (lo cual no es real), se altera el cálculo de los precios en barra, haciéndolos disminuir. Es por esta razón que los precios de las licitaciones son mayores; sin embargo, los usuarios finales siempre pagarán las diferencias de no usar en el cálculo de precios en barra el costo marginal real, al cobrarse las diferencias de los costos variables de las generadoras en el peaje de transmisión.
- 3) Las licitaciones también han conseguido cubrir casi en su totalidad las necesidades de las distribuidoras que convocaron el proceso. Estas, en sus primeras convocatorias, cubrieron hasta el 95% de sus necesidades. Pero al realizar la segunda convocatoria, se aprecia que hay pocos incentivos de los generadores más importantes del sector en participar, lo cual quiere decir que tienen mayor interés cuando los volúmenes de producción por comprar son mayores. A medida que los procesos de licitación se han venido dando, la cantidad de postores ha ido decreciendo, lo cual significa que los generadores han asegurado su producción de corto y mediano plazo en las primeras licitaciones.
- 4) En total se convocaron 11 procesos para abastecer a 13 distribuidoras, y participaron 21 generadores. Si se tiene en cuenta que el SEIN tiene 21 distribuidoras y 41 generadores hábiles, se entiende que las 8 distribuidoras que no han realizado procesos de licitación cuentan con contratos bilaterales de corto plazo y deben realizar sus procesos prontamente. Asimismo, las 20 generadoras que no han participado en proceso alguno también deben contar con contratos bilaterales o están ofreciendo su producción en el mercado *spot*. En ese sentido, es conveniente hacer los ajustes necesarios en las licitaciones incorporando mecanismos que permitan reducir los costos de participación de las generadoras y distribuidoras pequeñas.
- 5) Es importante hacer una evaluación de la experiencia de los procesos licitatorios en Brasil, y ver su aplicación en el mercado peruano de licitaciones por “energía vieja” y “energía nueva”. Las motivaciones de los agentes en cada caso resultan diferentes; la energía

existente del sistema o vieja puede ser utilizada para abastecer la demanda en el corto y mediano plazo. Aquí, los costos variables y de operación y mantenimiento resultan normalmente altos; en cambio, la energía nueva puede ser utilizada en el largo plazo con costos variables y de operación y mantenimiento menores. El sistema peruano no distingue entre ambos tipos de energía; los generadores ofrecen su producción considerando el parque generador existente con las nuevas inversiones en generación como uno solo.

- 6) El estado de las inversiones en concesiones de plantas hidroeléctricas a junio del 2015, según Osinergmin, indica que existe un *stock* de capacidad de 2.579 MW en proceso de construcción y que ingresarán al sistema entre el año 2015 y 2023. No se consideran los procesos llevados por Proinversión, que por su lado tiene un *stock* de 1.677 MW. Los resultados obtenidos hasta el momento indican que las licitaciones sí están dando los incentivos para la inversión en generación hidroeléctrica, pero estas inversiones no resultan suficientes para cubrir la demanda en el largo plazo. En ese sentido, es recomendable hacer ajustes en los procesos licitatorios a fin de incentivar a que las distribuidoras convoquen licitaciones para asegurar sus demandas para plazos mayores a 10 años, de tal forma que los generadores ofrezcan energía proveniente de inversiones en centrales hidroeléctricas y, en consecuencia, ya no habría necesidad de los procesos licitatorios llevados por Proinversión.
- 7) Un punto a reconocer en los procesos de licitación es que algunas distribuidoras, de propiedad estatal, no tienen el mismo dinamismo y capacidad que las distribuidoras privadas para gestionar con oportunidad y eficiencia sus procesos, por lo que se debe corregir los problemas de gestión. Además, las normas del proceso no establecen los plazos necesarios para el desarrollo de los proyectos de generación según cada tipo de tecnología a utilizar, los plazos son diferentes para centrales hidroeléctricas, centrales térmicas a gas de ciclo simple y combinado y centrales térmicas a diésel. Estos plazos y procedimientos deberían plasmarse en una guía que determine los tiempos y pasos a seguir.
- 8) Las licitaciones llevadas por Proinversión están generando un nuevo escenario en el mercado mayorista regulado. Estas licitaciones se llevan a cabo por iniciativas gubernamentales más que por necesidades del mercado. De acuerdo con la perspectiva de esta investigación, estas iniciativas generan intervenciones del Estado que pueden considerarse como un *shock* de ofertas, que estaría afectando los precios y el mercado de las generadoras en el futuro. En ese sentido, es necesario uniformizar criterios y establecer una política coherente y uniforme, con el objetivo de generar inversiones de largo plazo en generación hidroeléctrica que dé las señales correctas a los agentes y al mercado.
- 9) Actualmente, las empresas distribuidoras que atienden el mercado regulado no tienen posibilidad de participar en el mercado *spot* de corto plazo; por lo tanto, no tienen la

posibilidad de obtener los beneficios de un precio que en los últimos años está por debajo del 90% de los precios regulados. Si bien estas diferencias pueden trasladarse en favor de todos los consumidores, también se debe tomar en cuenta la alta volatilidad que puede presentarse en épocas de menor oferta en generación. Por ello, el tema de la participación de las distribuidoras en este mercado debe ser analizado y cuantificado cuidadosamente. Una forma de disminuir el riesgo es no comprometer toda la demanda. Una participación del 5% al 10% puede ser recomendable, pero se debe establecer mecanismos que beneficien tanto a la distribuidora como al cliente final, considerando que los riesgos de volatilidad deben ser siempre asumidos por el primero.

- 10) El Estado Peruano ha tomado la iniciativa de incrementar la capacidad de generación eléctrica, estableciendo normas y procedimientos para la realización de subastas con este fin. A la fecha, Proinversión ha adjudicado por lo menos cinco proyectos (Talara, Eten, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado). El desarrollo de un mercado de capacidad dejaría de lado las iniciativas del estado como las que se ha indicado, por las leyes de la oferta y la demanda. Esto implicaría asumir riesgos que pueden afectar la capacidad necesaria para afianzar la seguridad energética del país. En ese sentido, se considera que desarrollar un mercado de capacidad requiere un proceso de maduración. Actualmente, los precios de potencia base son calculados tomando como referencia una central térmica de punta que opera con combustible diésel. Esta consideración no necesariamente responde a las condiciones reales del mercado, donde cada uno de los agentes tiene sus propios costos de potencia efectiva, dependiendo de la tecnología que use. En ese sentido, la formación de un mercado de capacidad sería necesaria a fin de revelar los precios reales del mercado relacionados con la leyes de la oferta y demanda pero bajo ciertas limitaciones, como se hace en el mercado mayorista regulado en la venta de energía. Los costos unitarios de potencia firme son mayores en las centrales hidroeléctricas; reconocer estos costos en el mercado generará incentivos para la inversión en este rubro, pero incrementaría los costos a los usuarios finales, además se debe evaluar las otras tecnologías. Establecer los mecanismos para uniformizar el costo de todas las tecnologías disponibles y que estos costos reflejen mejoras en los precios al consumidor final, requiere de un estudio y análisis profundo del tema que involucre, además, a todos los agentes del sector.
- 11) Respecto de la experiencia internacional, la experiencia chilena puede ser útil en relación con la realización de licitaciones en bloques de demanda más pequeños, donde se asegure la participación de las generadoras pequeñas y también de las distribuidoras con poca demanda que no participan en los procesos de mayor demanda.

Bibliografía

AF-Mercados EMI España y Deloitte & Touche Perú (2014). “Reforzamiento de la Implementación de la Planificación de la Generación Eléctrica. Informe final: Mercado de Capacidad”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 03/07/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Infotec/PropuestadeMecanismoRecon/3A.Informe-%20Mercado%20de%20Capacidad%20AF%20y%20DT.pdf>>.

Ahomed, S., Valle, A., Benetre, A., Zavala, J., Scarsi, V., Luizar, C. y Dannon, L. (2010) “Licitación ED-03-2009-LP-II. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: Edelnor, Luz del Sur y Seal-Segunda Convocatoria-Resultado de Proceso (02.09.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/EDELNOR%20ED-03-2009-LP.html>>.

Battle, C., Barroso, L. y Echevarría, C. (2012). “Evaluación del Marco Normativo e Institucional del Perú para la Promoción de Energía Eléctrica a partir de Recursos Renovables”. En: Banco Interamericano de Desarrollo. Fecha de consulta: 02/07/2015. <<http://www.iadb.org/wmsfiles/products/publications/documents/37357374.pdf>>.

Caicedo, G. (2013). “Mecanismos de Subastas para la Contratación de Energía en Mercados Eléctricos: Aplicación en el Mercado Colombiano”. En: Pontificia Universidad Católica de Chile-Escuela de Ingeniería. Fecha de consulta: 30/06/2015. <<http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/GCaicedo.pdf>>.

Centro de Estudios Estratégicos de IPAE (2009). “Prospectiva del Sector Eléctrico 2009-2018-preparado para OSINERGMIN”. En: DocSlide. Fecha de consulta: 28/06/2015. <<http://myslide.es/documents/prospectiva-del-sector-electrico.html>>.

Chala, D., Herrera, G., Arroyo, I., Patiño, J., Ormeño, M., Luna, J., Mendoza, J. y Gutierrez, L. (2011). “Proceso de Licitación N° ELD-01-2010. Suministro de Energía Eléctrica para la Empresa Concesionaria de Distribución: Electro Dunas S.A.A.-Resultado de Proceso (21.02.2011)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/Licitacion_EDL-012010_2013-2018.htm>.

Comisión Ministerio de Energía y Minas (MEM)-OSINERG (2005). “Libro blanco: Proyecto de Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”. Fecha de consulta: 01/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY%2028832.pdf>.

Comité de Cooperación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2015). “Resumen Estadístico Anual del COES 2014”. Subdirección de la Gestión de la Información de COES SINAC. Fecha de consulta: 02/07/2015. <www.coes.org.pe/wcoes/download/download.aspx?nodeId.../lv/>.

Contreras, E. y Alcalde, J. (2013). “Análisis del Sector Eléctrico Peruano (Octubre de 2013)”. En: Equilibrium Clasificadora de Riesgos. Fecha de consulta: 02/07/2015. <www.equilibrium.com.pe/sectorialelectrjun13.pdf>.

Dammert, A. (2010). “Las Subastas en el Sector Eléctrico Peruano”. En: Osinerg. Fecha de consulta: 08/07/2015. <<https://www.osinerg.gob.pe/seccion/institucional/.../otros-estudios-del-sector>>.

Dammert, A., García, R. y Molinelli, F. (2013). Regulación y Supervisión del sector Eléctrico. 3ª ed. Lima.

Dammert, A., Molinelli, F. y Carbajal, M. (2011). Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano. 1ª ed. Lima.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (2012). “Fijación de Precios en Barra”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 28/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/procreg/tarifasbarra/ProcMay12-Abril13/AudienciaPublicaPresentacionySustentoPropuesta/Programa%20AP-1.pdf>>.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (2015). “Informe para la Publicación de Resolución que fija los precios en Barra. Periodo Mayo 2015-Abril 2016”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 03/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/.../2015/Informe-No.0206-2015-GART.pdf>.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin (2015). “Problemática de la Suficiencia y Adecuación de la Generación: Propuesta de Solución”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 03/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/.../PropuestadeMecanismoRecon/1A.150216-INF>.

Guevara, R. (2011). “Mercado Eléctrico Mayorista”. En: Biblioteca de la Universidad Nacional del Santa. Fecha de consulta: 28/06/2015. <biblioteca.uns.edu.pe/saladocentes/.../mercado_electrico_mayorista.doc>.

Llarens, D. y Skerk, C. (2012). “La Infraestructura en el Desarrollo Integral de América Latina-Energía Eléctrica”. En: Corporación Andina y Fomento. Fecha de consulta: 02/07/2015. <<http://www10.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2012/10969.pdf>>.

Moreno, R. (2005). “Licitaciones de Energía Eléctrica”. En: Pontificia Universidad Católica de Chile-Escuela de Ingeniería. Fecha de consulta: 30/06/2015. <<http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/morenorodrigo.pdf>>.

Pajuelo, M. y Castro, J. (2014). “Informe Sectorial Perú: Sector Eléctrico”. En: Pacific Credit Rating. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www.ratingspcr.com/.../2/5/.../sector_electrico_peruano_201409-fin.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Ministro de Energía y Minas (2007). “Aprueban Reglamento de Licitaciones del Suministro de Electricidad-Decreto Supremo N° 052-2007”. En: Osinergmin. 14 de octubre del 2007. Fecha de consulta: 02/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/.../docrev/DS-052-2007-EM-CONCORDADO.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Ministro de Energía y Minas (2011). “Decreto Supremo N° 027-2011-EM-Aprueban el Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad”. En: Osinergmin. Junio del 2011. Fecha de consulta: 04/07/2015. <www.osinergmin.gob.pe/.../Decreto%20Supremo%20N%2020027-2011>.

Presidente Constitucional de la República, Ministro de Energía y Minas (2010). “Decreto de Urgencia N° 032-2010-Decreto de Urgencia que dicta medidas para acelerar inversión y facilitar financiamiento para la Ejecución de Proyectos de Electricidad”. Congreso de la República del Perú. Abril del 2010. Fecha de consulta: 24/06/2015. <www2.congreso.gob.pe/.../19.-%20Decreto_Urgencia_032_2010.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Ministro de Energía y Minas (2013). “Aprueban el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 29970-Decreto Supremo N° 038-2013-EM”. Minem. 17 de octubre del 2013. Fecha de consulta: 03/07/2015. <http://www.minem.gob.pe/_legislacion.php?idSector=6&idLegislacion=7507>.

Presidente Constitucional de la República, Ministro de Energía y Minas (2015). “Modifican el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica dentro del Marco de la Ley N° 22970, aprobado por DS N° 038-2013-EM”-“Decreto Supremo N° 002-2015-EM”. En: Foncodes. 27 de enero del 2015. Fecha de consulta: 03/07/2015. <www.foncodes.gob.pe/portal/.../2015/Normas_legales.../nl20150127.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros, Ministro de Energía y Minas, Ministro del Ambiente (2006). “Ley 28832-Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica”. En: Osinergmin. 23 de julio del 2006. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEY%2028832.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros, Ministro de Energía y Minas, Ministro del Ambiente (2008). “Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico-Decreto Legislativo N° 1041”. En: Minem. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www.minem.gob.pe/.../legislacion-zz6wzqm24z-N%20_1041_Decreto_Legislativo.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros (2008). “Ley que establece Mecanismo para Asegurar el Suministro de Electricidad para el Mercado Regulado-Ley N° 29179”. En: Osinergmin. Enero del 2008. Fecha de consulta: 02/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/.../LEY-29179-CONCORDADO.pdf>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros, Ministro de Energía y Minas, Ministro de Economía y Finanzas (2008). “Se dictan medidas necesarias para

asegurar el abastecimiento oportuno de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)-Decreto de Urgencia N° 037-2008”. En: COES. Agosto del 2008. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www.coes1.org.pe/.../Decreto%20de%20Urgencia%20N%20%20037-2008>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros, Ministro de Energía y Minas, Ministro de Economía y Finanzas (2008). “Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico-Decreto de Urgencia N° 049-2008”. En: Osinergmin. Diciembre del 2008. Fecha de consulta: 03/07/2015. <www2.osinerg.gob.pe/.../DU%20049-2008-CONCORDADO.doc>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros, Ministro de Energía y Minas, Ministro de Economía y Finanzas (2010). “Extienden vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008-Decreto de Urgencia N° 079-2010”. EN: COES. Diciembre del 2010. Fecha de consulta: 02/07/2015. <www.coes1.org.pe/.../Decreto%20de%20Urgencia%20N%20%20079-2010>.

Presidente Constitucional de la República, Presidente del Consejo de Ministros (2012). “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país-Ley N° 29970”. En: Osinergmin. 22 de diciembre del 2012. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/.../LEY-29970-CONCORDADO.pdf>.

Presidente de La República, Presidente del Consejo de Ministros y Ministro de Relaciones Exteriores, Ministro de Economía y Finanzas (1992). “Ley N° 25844-Ley de Concesiones Eléctricas”. En: Osinergmin. 19 de noviembre de 1992. Fecha de consulta: 28/06/2015. <www2.osinerg.gob.pe/.../docrev/D-LEY%2025844-CONCORDADO.pdf>.

Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin (2008). “Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería OSINERGMIN N° 668-2008-OS/CD”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 30/06/2015. <<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Publico/348.htm?3235#>>.

Rocha, F., Oré, A., Arroyo, M., Ormeño, V., Mendoza, J., Luna, J. y Vela, R. (2010). “Licitación de Largo Plazo de Suministros de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Eléctrica ENOSA, ENSA, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO y COELVISAC-Licitación DISTRILUZ-Primera Convocatoria-Resultado de Proceso (14.04.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/DISTRILUZ_2012_2021.html>.

Rojas, E., Oré, A., Arroyo, M., Mendoza, J., Luna, J. y Vela, R. (2010). “Licitación de Largo Plazo de Suministros de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución Eléctrica ENOSA, ENSA, HIDRANDINA, ELECTROCENTRO y COELVISAC-Licitación DISTRILUZ-Segunda Convocatoria-Resultado de Proceso (02.09.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/DISTRILUZ_2012_2021.html>.

Sánchez, E. (2014). “¿Mayor competencia en el sector eléctrico peruano?”. En: Portal de Revistas UPC. Fecha de consulta: 04/07/2015. <<http://revistas.upc.edu.pe/index.php/economia/article/view/308>>.

Scarsi, V., Heredia, R., Montañez, E., Gutierrez, M., Benetre, A., Ormeño, M., Mendoza, J., Luna, J. y Tuccio, J. (2010). “Licitación LDS-01-2010-LP. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: Luz del Sur, Edelnor, Edecañete, Electro Oriente y Electro Dunas-Resultados del Proceso (18.11.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/Licitacion_LDS-0120110_2014-2019.htm>.

Scarsi, V., Heredia, R., Montañez, E., Ormeño, M., Mendoza, J., Luna, J. y Tuccio, J. (2011). “Proceso de Licitación Número LDS-01-2011-LP. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. y Edecañete S.A.-Resultados del Proceso (15.12.2011)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/2011_LicitacionLDS20182027.htm>.

Scarsi, V., Heredia, R., Montañez, E., Uribe, M., Mendoza, J., Castillo, M. y Dannon, L. (2012). “Proceso de Licitación Número LDS-01-2011-LP-II. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: Luz del Sur S.A.A., Edelnor S.A.A. y Edecañete S.A.-Resultados del Proceso (01.06.2012)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/2011_LicitacionLDS20182027.htm>.

Systep Ingeniería y Diseños S.A. (2011). “Informe Final del estudio Revisión de los mecanismos internacionales de licitación de suministro de energía eléctrica”. En: World Bank Group. Fecha de consulta: 03/07/2015. <<http://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/revision-de-mecanismos-internacionales-licitacion-suministro-energia-electrica>>.

Valle, A., Salem, L., Benetre, A., Uribe, M., Mendoza, J., Castillo, M. y Vainstein, M. (2012). “Licitación EDN-01-2012-LP: Suministro de Energía Eléctrica para la Empresa Concesionaria de Distribución EDELNOR S.A.A.-Resultados del Proceso (17.12.2012)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/LctcionEDN012012LP20162027.htm>>.

Valle, A., Salem, L., Benetre, A., Zavala, J., Scarsi, V., Luizar, C. y Dannon, L. (2010a). “Licitación ED-01-2009-LP. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: EDELNOR S.A.A., LUZ DEL SUR S.A.A., EDECAÑETE S.A., ELECTRO SUR ESTE S.A.A., SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A., ELECTROPUNO S.A.A. Y ELECTROSUR S.A.-Primera Convocatoria-Resultado de Proceso (14.04.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/EDELNOR%20ED-01-2009-LP.html>>.

Valle, A., Salem, L., Benetre, A., Zavala, J., Scarsi, V., Luizar, C. y Dannon, L. (2010b). “Licitación ED-02-2009-LP. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: EDELNOR S.A.A., LUZ DEL SUR S.A.A., ELECTRO SUR ESTE S.A.A., SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A., ELECTROPUNO S.A.A. Y ELECTROSUR S.A.-Primera Convocatoria-Resultado de Proceso (14.04.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/EDELNOR%20ED-02-2009-LP.html>>.

Valle, A., Salem, L., Benetre, A., Zavala, J., Scarsi, V., Luizar, C. y Dannon, L. (2010c). “Licitación ED-03-2009-LP. Suministro de Energía Eléctrica para las Empresas Concesionarias de Distribución: EDELNOR S.A.A., LUZ DEL SUR S.A.A., ELECTRO SUR ESTE S.A.A., SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A., ELECTROPUNO S.A.A. Y ELECTROSUR S.A.-Primera Convocatoria-Resultado de Proceso (14.04.2010)”. En: Osinergmin. Fecha de consulta: 26/06/2015. <<http://www2.osinerg.gob.pe/Concursos/LicitacionPublica/EDELNOR%20ED-03-2009-LP.html>>.

Anexos

Anexo 1. Precios regulados del período mayo 2010 a abril 2011 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2010 - ABRIL 2011
TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL**

Subestaciones Base	PPM S./kW-mes	PCSPT S./kW-mes	PPB S./kW-mes	CPSEE ctm.S./kWh	PEMP ctm.S./kWh	PEMF ctm.S./kWh	Promedio ctv.\$/kWh
Talara	16.53	13.88	30.41	0.00	10.73	8.79	14.41
Piura Oeste	16.53	13.88	30.41	0.00	10.92	8.93	14.56
Chiclayo Oeste	16.53	13.88	30.41	0.00	10.71	8.71	14.34
Guadalupe 220	16.53	13.88	30.41	0.00	10.64	8.64	14.27
Trujillo Norte	16.53	13.88	30.41	0.00	10.50	8.52	14.14
Chimbote 1 220	16.53	13.88	30.41	0.00	10.32	8.38	14.00
Paramonga 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.01	8.10	13.71
Ventanilla	16.53	13.88	30.41	0.00	9.79	7.85	13.47
Santa Rosa	16.53	13.88	30.41	0.00	9.81	7.87	13.49
Cantera	16.53	13.88	30.41	0.00	9.80	7.87	13.48
Independencia	16.53	13.88	30.41	0.00	9.82	7.94	13.55
Ica	16.53	13.88	30.41	0.00	9.93	8.02	13.63
Mantaro	16.53	13.88	30.41	0.00	9.61	7.73	13.34
Huayucachi	16.53	13.88	30.41	0.00	9.68	7.78	13.39
Huancavelica	16.53	13.88	30.41	0.00	9.67	7.80	13.40
Huallanca 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.01	8.13	13.74
Tingo María 220	16.53	13.88	30.41	0.00	9.84	7.88	13.50
Tocache	16.53	13.88	30.41	0.00	10.00	7.94	13.58
Huánuco 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.07	8.06	13.69
Oroya Nueva 220	16.53	13.88	30.41	0.00	9.69	7.79	13.40
Condorcocha 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.80	8.71	14.36
Cachimayo	16.53	13.88	30.41	0.00	10.95	8.29	14.04
Puno 138	16.53	13.88	30.41	0.00	11.02	8.83	14.49
Socabaya 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.83	8.67	14.33
Repartición	16.53	13.88	30.41	0.00	10.85	8.68	14.34
Montalvo 138	16.53	13.88	30.41	0.00	10.98	8.81	14.47
S./US\$				F.C.	80.5%	%EHP	19.1%

Notas :

- PPM** Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
- PCSPT** Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
- PPB** Precio en Barra de la Potencia de Punta
- CPSEE** Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
- PEMP** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
- PEMF** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
- F.C.** Factor de Carga Anual del Sistema.
- %EHP** Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
- Promedio** Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el % EHP del sistema.

$$\text{Promedio} = \text{PPB} / (7,2 * \text{F.C.}) + \text{PEMP} * \% \text{EHP} + \text{PEMFP} * (1 - \% \text{EHP}) + \text{CPSEE}$$

Fuente: OSINERGMIN

Anexo 2. Precios regulados del período mayo 2011 a abril 2012 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2011 - ABRIL 2012
TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL**

Subestaciones Base	PPM	PCSPT	PPB	CPSEE	PEMP	PEMF	Promedio ctv.\$/kWh
	S./kW-mes	S./kW-mes	S./kW-mes	ctm.S./kWh	ctm.S./kWh	ctm.S./kWh	
Ventanilla	16.91	7.00	23.91	0.00	9.75	9.31	13.52
Santa Rosa	16.91	7.00	23.91	0.00	9.73	9.32	13.52
Cantera	16.91	7.00	23.91	0.00	9.56	9.22	13.41
Independencia	16.91	7.00	23.91	0.00	9.64	9.31	13.50
S./US\$				F.C.	80.5%	%EHP	19.1%

Notas :

- PPM** Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
- PCSPT** Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
- PPB** Precio en Barra de la Potencia de Punta
- CPSEE** Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
- PEMP** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
- PEMF** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
- F.C.** Factor de Carga Anual del Sistema.
- %EHP** Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
- Promedio** Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el % EHP del sistema.
Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \% EHP + PEMFP * (1 - \% EHP) + CPSEE$

Fuente: OSINERGMIN

Anexo 3. Precios regulados del período mayo 2012 a abril 2013 de las subestaciones base que están vinculados a los puntos de suministros licitados

**SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL
FIJACION DE TARIFAS : MAYO 2012 - ABRIL 2013
TARIFAS EN BARRA - MONEDA NACIONAL**

Subestacion Base	PPM	PCSPT	PPB	CPSEE	PEMP	PEMF	Promedio ctv.\$/kWh
	S./kW-mes	S./kW-mes	S./kW-mes	ctm.S./kWh	ctm.S./kWh	ctm.S./kWh	
Ventanilla	17.52	10.78	28.30	0.00	11.73	10.72	15.79
Santa Rosa	17.52	10.78	28.30	0.00	11.73	10.70	15.78
Cantera	17.52	10.78	28.30	0.00	11.54	10.57	15.64
S./US\$				F.C.	80.5%	%EHP	19.1%

Notas :

- PPM** Precio de la Potencia de Punta a nivel generación
- PCSPT** Cargo de Peaje de Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión
- PPB** Precio en Barra de la Potencia de Punta
- CPSEE** Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía
- PEMP** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta
- PEMF** Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta
- F.C.** Factor de Carga Anual del Sistema.
- %EHP** Porcentaje de la Energía Total consumida en el Bloque de Punta para los próximos 4 años.
- Promedio** Costo medio de la Electricidad a Nivel Generación, para el F.C. y el % EHP del sistema.
Promedio = $PPB / (7,2 * F.C.) + PEMP * \% EHP + PEMFP * (1 - \% EHP) + CPSEE$

Fuente: OSINERGMIN

Anexo 4. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (primera convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas									
	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR
Horas Punta	12.32	13.00	13.55	13.55	13.57	13.57	12.50	15.00	16.38	16.82
Horas Fuera de Punta	10.31	10.83	11.30	11.30	11.32	11.32	12.50	12.06	12.70	12.79

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (En MW)												
ENOSA	PIURA	24.499	1.264	3.597	3.403	3.597	0.972	0.972	1.944	1.346	3.622	45.216
ENOSA	TALARA	12.533	0.647	1.840	1.741	1.840	0.497	0.497	0.995	0.689	1.853	23.132
ENSA	CHICLAYO	52.848	2.726	7.759	7.340	7.759	2.097	2.097	4.194	2.905	7.814	97.539
HIDRANDINA	GUADALUPE	11.638	0.600	1.709	1.616	1.709	0.462	0.462	0.924	0.640	1.721	21.481
HIDRANDINA	TRUJILLO	40.543	2.092	5.953	5.631	5.953	1.609	1.609	3.218	2.228	5.995	74.831
HIDRANDINA	CHIMBOTE	13.542	0.699	1.988	1.881	1.988	0.537	0.537	1.075	0.744	2.002	24.993
HIDRANDINA	HUALLANCA	7.750	0.400	1.138	1.076	1.138	0.308	0.308	0.615	0.426	1.146	14.305
HIDRANDINA	PARAMONGA	0.973	0.050	0.143	0.135	0.143	0.039	0.039	0.077	0.053	0.144	1.796
ELECTROCENTRO	PASCO	6.631	0.342	0.974	0.921	0.974	0.263	0.263	0.526	0.364	0.980	12.238
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	3.605	0.186	0.529	0.501	0.529	0.143	0.143	0.286	0.198	0.533	6.653
ELECTROCENTRO	MANTARO	7.101	0.366	1.043	0.986	1.043	0.282	0.282	0.564	0.390	1.050	13.107
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	16.907	0.872	2.482	2.348	2.482	0.671	0.671	1.342	0.929	2.500	31.204
ELECTROCENTRO	HUANCA VELICA	1.373	0.071	0.202	0.191	0.202	0.054	0.054	0.109	0.075	0.203	2.534
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	2.470	0.127	0.363	0.343	0.363	0.098	0.098	0.196	0.136	0.365	4.559
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	6.050	0.312	0.888	0.840	0.888	0.240	0.240	0.480	0.332	0.894	11.164
COELVISAC	VILLACURÍ	1.536	0.082	0.223	0.214	0.223	0.062	0.062	0.122	0.086	0.228	2.838
TOTAL		209.999	10.836	30.831	29.167	30.831	8.334	8.334	16.667	11.541	31.050	387.590
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)												
ENOSA	PIURA	4.900	0.253	0.719	0.681	0.719	0.194	0.194	0.389	0.269	0.724	9.042
ENOSA	TALARA	2.507	0.129	0.368	0.348	0.368	0.099	0.099	0.199	0.138	0.371	4.626
ENSA	CHICLAYO	10.570	0.545	1.552	1.468	1.552	0.419	0.419	0.839	0.581	1.563	19.508
HIDRANDINA	GUADALUPE	2.328	0.120	0.342	0.323	0.342	0.092	0.092	0.185	0.128	0.344	4.296
HIDRANDINA	TRUJILLO	8.109	0.418	1.191	1.126	1.191	0.322	0.322	0.644	0.446	1.199	14.968
HIDRANDINA	CHIMBOTE	2.708	0.140	0.398	0.376	0.398	0.107	0.107	0.215	0.149	0.400	4.998
HIDRANDINA	HUALLANCA	1.550	0.080	0.228	0.215	0.228	0.062	0.062	0.123	0.085	0.229	2.862
HIDRANDINA	PARAMONGA	0.195	0.010	0.029	0.027	0.029	0.008	0.008	0.015	0.011	0.029	0.361
ELECTROCENTRO	PASCO	1.326	0.068	0.195	0.184	0.195	0.053	0.053	0.105	0.073	0.196	2.448
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	0.721	0.037	0.106	0.100	0.106	0.029	0.029	0.057	0.040	0.107	1.332
ELECTROCENTRO	MANTARO	1.420	0.073	0.209	0.197	0.209	0.056	0.056	0.113	0.078	0.210	2.621
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	3.381	0.174	0.496	0.470	0.496	0.134	0.134	0.268	0.186	0.500	6.239
ELECTROCENTRO	HUANCA VELICA	0.275	0.014	0.040	0.038	0.040	0.011	0.011	0.022	0.015	0.041	0.507
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	0.494	0.025	0.073	0.069	0.073	0.020	0.020	0.039	0.027	0.073	0.913
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	1.210	0.062	0.178	0.168	0.178	0.048	0.048	0.096	0.066	0.179	2.233
COELVISAC	VILLACURÍ	0.307	0.016	0.045	0.043	0.045	0.012	0.012	0.024	0.017	0.046	0.567
TOTAL		42.001	2.164	6.169	5.833	6.169	1.666	1.666	3.333	2.309	6.211	77.521
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		252.000	13.000	37.000	35.000	37.000	10.000	10.000	20.000	13.850	37.261	465.111

Fuente: Osinergmin

Anexo 5. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (segunda convocatoria)

Precio Energía (ctm S/./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas		
	SN POWER	SN POWER	FENIX
Horas Punta	12.42	13.05	13.25
Horas Fuera Punta	10.34	10.88	10.82

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER	SN POWER	FENIX	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)					
ENOSA	PIURA	3.015	3.015	3.017	9.047
ENOSA	TALARA	1.542	1.542	1.544	4.628
ENSA	CHICLAYO	6.502	6.502	6.508	19.512
HIDRANDINA	GUADALUPE	1.431	1.431	1.432	4.294
HIDRANDINA	TRUJILLO	4.986	4.986	4.991	14.963
HIDRANDINA	CHIMBOTE	1.666	1.666	1.668	5.000
HIDRANDINA	HUALLANCA	0.953	0.953	0.954	2.860
HIDRANDINA	PARAMONGA	0.119	0.119	0.119	0.357
ELECTROCENTRO	PASCO	0.816	0.816	0.817	2.449
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	0.444	0.444	0.445	1.333
ELECTROCENTRO	MANTARO	0.873	0.873	0.874	2.620
ELECTROCENTRO	HUA YUCACHI	2.080	2.080	2.081	6.241
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	0.168	0.168	0.168	0.504
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	0.305	0.305	0.305	0.915
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	0.744	0.744	0.745	2.233
COELVISAC	VILLACURÍ	0.189	0.189	0.189	0.567
TOTAL		25.833	25.833	25.857	77.523
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)					
ENOSA	PIURA	0.603	0.603	0.603	1.809
ENOSA	TALARA	0.308	0.308	0.309	0.925
ENSA	CHICLAYO	1.300	1.300	1.302	3.902
HIDRANDINA	GUADALUPE	0.286	0.286	0.286	0.858
HIDRANDINA	TRUJILLO	0.997	0.997	0.998	2.992
HIDRANDINA	CHIMBOTE	0.333	0.333	0.334	1.000
HIDRANDINA	HUALLANCA	0.191	0.191	0.191	0.573
HIDRANDINA	PARAMONGA	0.024	0.024	0.024	0.072
ELECTROCENTRO	PASCO	0.163	0.163	0.163	0.489
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	0.089	0.089	0.089	0.267
ELECTROCENTRO	MANTARO	0.175	0.175	0.175	0.525
ELECTROCENTRO	HUA YUCACHI	0.416	0.416	0.416	1.248
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	0.034	0.034	0.034	0.102
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	0.061	0.061	0.061	0.183
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	0.149	0.149	0.149	0.447
COELVISAC	VILLACURÍ	0.038	0.038	0.038	0.114
TOTAL		5.167	5.167	5.172	15.506
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		31.000	31.000	31.029	93.029

Fuente: Osinergmin

Anexo 6. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (primera convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas									
	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5
Horas Punta	13.34	13.98	13.98	14.19	14.26	14.26	14.69	14.82	16.92	17.40
Horas fuera Punta	10.67	11.18	11.18	11.36	11.41	11.41	11.75	11.86	12.90	12.99

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (En MW)												
Mercado Regulado												
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.743	23.923	4.566	4.847	138.909	28.453	3.539	3.539	13.191	8.291	230.001
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.565	18.203	3.474	3.688	105.691	21.650	2.693	2.693	10.036	6.307	175.000
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.088	2.841	0.542	0.576	16.494	3.379	0.420	0.420	1.566	0.984	27.310
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.116	3.724	0.711	0.754	21.621	4.429	0.551	0.551	2.053	1.290	35.800
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.078	2.496	0.476	0.506	14.495	2.969	0.369	0.369	1.376	0.865	23.999
SEAL	SOCABAYA	0.101	3.254	0.621	0.659	18.892	3.870	0.481	0.481	1.794	1.127	31.280
SEAL	REPARTICIÓN	0.023	0.725	0.138	0.147	4.207	0.862	0.107	0.107	0.399	0.251	6.966
TOTAL Mercado Regulado		1.714	55.166	10.528	11.177	320.309	65.612	8.160	8.160	30.415	19.115	530.356
Mercado Libre												
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.006	0.208	0.040	0.042	1.208	0.247	0.031	0.031	0.115	0.072	2.000
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.001	0.021	0.004	0.004	0.122	0.025	0.003	0.003	0.012	0.007	0.202
SEAL	REPARTICIÓN	0.000	0.004	0.001	0.001	0.025	0.005	0.001	0.001	0.002	0.002	0.042
TOTAL Mercado Libre		0.007	0.233	0.045	0.047	1.355	0.277	0.035	0.035	0.129	0.081	2.244
TOTAL		1.721	55.399	10.573	11.224	321.664	65.889	8.195	8.195	30.544	19.196	532.600
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)												
Mercado Regulado												
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.149	4.785	0.913	0.969	27.782	5.691	0.708	0.708	2.638	1.658	46.001
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.113	3.641	0.695	0.738	21.138	4.330	0.539	0.539	2.007	1.261	35.001
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.018	0.568	0.108	0.115	3.299	0.676	0.084	0.084	0.313	0.197	5.462
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.023	0.745	0.142	0.151	4.324	0.886	0.110	0.110	0.411	0.258	7.160
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.016	0.499	0.095	0.101	2.899	0.594	0.074	0.074	0.275	0.173	4.800
SEAL	SOCABAYA	0.020	0.651	0.124	0.132	3.778	0.774	0.096	0.096	0.359	0.225	6.255
SEAL	REPARTICIÓN	0.005	0.145	0.028	0.029	0.841	0.172	0.021	0.021	0.080	0.050	1.392
TOTAL Mercado Regulado		0.344	11.034	2.105	2.235	64.061	13.123	1.632	1.632	6.083	3.822	106.071
Mercado Libre												
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.001	0.042	0.008	0.008	0.242	0.049	0.006	0.006	0.023	0.014	0.399
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.000	0.004	0.001	0.001	0.024	0.005	0.001	0.001	0.002	0.001	0.040
SEAL	REPARTICIÓN	0.000	0.001	0.000	0.000	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.007
TOTAL Mercado Libre		0.001	0.047	0.009	0.009	0.271	0.055	0.007	0.007	0.025	0.015	0.446
TOTAL		0.345	11.081	2.114	2.244	64.332	13.178	1.639	1.639	6.108	3.837	106.517
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		2.066	66.480	12.687	13.468	385.996	79.067	9.834	9.834	36.652	23.033	639.117

Fuente: Osinergmin

Anexo 7. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (segunda convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas		
	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3
Horas Punta	11.12	11.47	11.78
Horas fuera Punta	9.27	9.56	9.82

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (En MW)					
Mercado Regulado					
EDELNOR	LIMA-NORTE	5.537	5.537	5.999	17.073
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	1.076	1.076	1.166	3.318
SEAL	REPARTICIÓN	0.239	0.239	0.259	0.737
TOTAL Mercado Regulado		6.852	6.852	7.424	21.128
Mercado Libre					
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	1.481	1.481	1.604	4.566
SEAL	SOCABAYA	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	REPARTICIÓN	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL Mercado Libre		1.481	1.481	1.604	4.566
TOTAL		8.333	8.333	9.028	25.694
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)					
Mercado Regulado					
EDELNOR	LIMA-NORTE	1.107	1.107	1.200	3.414
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.215	0.215	0.233	0.663
SEAL	REPARTICIÓN	0.048	0.048	0.052	0.148
TOTAL Mercado Regulado		1.370	1.370	1.485	4.225
Mercado Libre					
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.296	0.296	0.321	0.913
SEAL	SOCABAYA	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	REPARTICIÓN	0.000	0.000	0.000	0.000
TOTAL Mercado Libre		0.296	0.296	0.321	0.913
TOTAL		1.666	1.666	1.806	5.138
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		9.999	9.999	10.834	30.832

Fuente: Osinergmin

Anexo 8. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas													Total Potencia
	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3	
Horas Punta	13.34	13.34	13.43	13.43	14.18	13.77	13.81	13.81	15.84	14.42	14.48	14.55	14.63	
Horas fuera Punta	10.67	10.67	10.77	10.77	10.72	11.02	11.05	11.05	11.01	11.53	11.59	11.64	11.70	

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (En MW)															
Mercado Regulado															
EDELNOR	LIMA-NORTE	23.477	4.828	48.621	24.296	8.682	3.124	23.477	4.828	60.777	3.473	3.473	3.473	17.470	229.999
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	17.863	3.673	36.995	18.484	6.606	2.378	17.863	3.673	46.244	2.642	2.642	2.642	13.293	174.998
ELECTROSUR	ELECTROSUR	2.658	0.546	5.504	2.750	0.983	0.354	2.658	0.546	6.880	0.393	0.393	0.393	1.978	26.036
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	3.654	0.751	7.568	3.781	1.351	0.487	3.654	0.751	9.460	0.541	0.541	0.541	2.719	35.799
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	2.450	0.504	5.074	2.535	0.906	0.326	2.450	0.504	6.342	0.362	0.362	0.362	1.823	24.000
SEAL	SOCABAYA	3.325	0.684	6.886	3.441	1.230	0.443	3.325	0.684	8.607	0.492	0.492	0.492	2.474	32.575
SEAL	REPARTICIÓN	0.740	0.152	1.533	0.766	0.274	0.099	0.740	0.152	1.916	0.110	0.11	0.11	0.551	7.253
TOTAL Mercado Regulado		54.167	11.138	112.181	56.053	20.032	7.211	54.167	11.138	140.226	8.013	8.013	8.013	40.308	530.660
Mercado Libre															
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	2.041	0.420	4.228	2.112	0.755	0.272	2.041	0.420	5.285	0.302	0.302	0.302	1.519	19.999
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.103	0.021	0.213	0.106	0.038	0.014	0.103	0.021	0.266	0.015	0.015	0.015	0.077	1.007
SEAL	REPARTICIÓN	0.022	0.004	0.045	0.022	0.008	0.003	0.022	0.004	0.056	0.003	0.003	0.003	0.016	0.211
TOTAL Mercado Libre		2.166	0.445	4.486	2.240	0.801	0.289	2.166	0.445	5.607	0.320	0.320	0.320	1.612	21.217
TOTAL		56.333	11.583	116.667	58.293	20.833	7.500	56.333	11.583	145.833	8.333	8.333	8.333	41.920	551.877
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (En MW)															
Mercado Regulado															
EDELNOR	LIMA-NORTE	4.695	0.966	9.724	4.859	1.736	0.625	4.695	0.966	12.155	0.695	0.695	0.695	3.494	46.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	3.573	0.735	7.399	3.697	1.321	0.476	3.573	0.735	9.249	0.528	0.528	0.528	2.659	35.001
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.532	0.109	1.101	0.550	0.197	0.071	0.532	0.109	1.376	0.079	0.079	0.079	0.396	5.210
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	0.731	0.150	1.514	0.756	0.270	0.097	0.731	0.150	1.892	0.108	0.108	0.108	0.544	7.159
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.490	0.101	1.015	0.507	0.181	0.065	0.490	0.101	1.268	0.072	0.072	0.072	0.365	4.799
SEAL	SOCABAYA	0.665	0.137	1.377	0.688	0.246	0.089	0.665	0.137	1.721	0.098	0.098	0.098	0.495	6.514
SEAL	REPARTICIÓN	0.148	0.030	0.307	0.153	0.055	0.020	0.148	0.030	0.383	0.022	0.022	0.022	0.110	1.450
TOTAL Mercado Regulado		10.834	2.228	22.437	11.210	4.006	1.443	10.834	2.228	28.044	1.602	1.602	1.602	8.063	106.133
Mercado Libre															
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.408	0.084	0.846	0.422	0.151	0.054	0.408	0.084	1.057	0.060	0.060	0.060	0.304	3.998
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.021	0.004	0.043	0.021	0.008	0.003	0.021	0.004	0.053	0.003	0.003	0.003	0.015	0.202
SEAL	REPARTICIÓN	0.004	0.001	0.009	0.004	0.002	0.001	0.004	0.001	0.011	0.001	0.001	0.001	0.003	0.043
TOTAL Mercado Libre		0.433	0.089	0.898	0.447	0.161	0.058	0.433	0.089	1.121	0.064	0.064	0.064	0.322	4.243
TOTAL		11.267	2.317	23.335	11.657	4.167	1.501	11.267	2.317	29.165	1.666	1.666	1.666	8.385	110.376
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		67.600	13.900	140.002	69.950	25.000	9.001	67.600	13.900	174.998	9.999	9.999	9.999	50.305	662.253

Fuente: Osinergmin

Anexo 9. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021 (una sola convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas												Total Potencia
	ELECTROPERÚ1	ENERSUR1	KALLPA GENERACION1	TERMOCHILCA1	TERMOCHILCA2	TERMOCHILCA3	EEPSA1	EDEGEL1	CHINANGO1	ENERSUR2	EGASA1	KALLPA GENERACION2	
Horas Punta	12.39	12.74	13.12	11.57	11.58	11.59	13.41	13.44	13.44	14.02	13.59	13.64	
Horas fuera Punta	10.37	10.46	10.51	11.14	11.14	11.14	10.73	10.75	10.75	10.69	10.87	10.93	

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ1	ENERSUR1	KALLPA GENERACION1	TERMOCHILCA1	TERMOCHILCA2	TERMOCHILCA3	EEPSA1	EDEGEL1	CHINANGO1	ENERSUR2	EGASA1	KALLPA GENERACION2	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)														
Mercado Regulado														
EDELNOR	LIMA-NORTE	75.194	65.962	92.343	57.485	1.650	1.650	2.968	22.295	4.584	49.469	3.296	23.103	399.999
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	65.796	57.715	80.802	50.299	1.443	1.443	2.597	19.508	4.011	43.287	2.886	20.215	350.002
EDECAÑETE	EDECAÑETE	2.068	1.814	2.539	1.581	0.045	0.045	0.082	0.613	0.126	1.360	0.091	0.635	10.999
ELECTROSUR	ELECTROSUR	4.667	4.094	5.732	3.568	0.102	0.102	0.184	1.384	0.285	3.071	0.205	1.434	24.828
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	6.730	5.903	8.265	5.145	0.148	0.148	0.266	1.995	0.410	4.428	0.295	2.068	35.801
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	7.519	6.596	9.234	5.748	0.165	0.165	0.297	2.229	0.458	4.947	0.330	2.310	39.998
SEAL	SOCABAYA	10.251	8.992	12.589	7.837	0.225	0.225	0.405	3.039	0.625	6.744	0.450	3.149	54.531
SEAL	REPARTICIÓN	2.281	2.000	2.801	1.743	0.050	0.050	0.090	0.676	0.139	1.500	0.100	0.701	12.131
TOTAL Mercado Regulado		174.506	153.076	214.305	133.406	3.828	3.828	6.889	51.739	10.638	114.806	7.653	53.615	928.289
Mercado Libre														
EDELNOR	LIMA-NORTE	11.279	9.894	13.852	8.623	0.247	0.247	0.445	3.344	0.688	7.421	0.495	3.465	60.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	3.760	3.298	4.617	2.874	0.082	0.082	0.148	1.115	0.229	2.474	0.165	1.155	19.999
EDECAÑETE	EDECAÑETE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	0.226	0.198	0.277	0.172	0.005	0.005	0.009	0.067	0.014	0.148	0.010	0.069	1.200
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.189	0.166	0.233	0.145	0.004	0.004	0.007	0.056	0.012	0.125	0.008	0.058	1.007
SEAL	REPARTICIÓN	0.040	0.035	0.049	0.030	0.001	0.001	0.002	0.012	0.002	0.026	0.002	0.012	0.212
TOTAL Mercado Libre		15.494	13.591	19.028	11.844	0.339	0.339	0.611	4.594	0.945	10.194	0.680	4.759	82.418
TOTAL		190.000	166.667	233.333	145.250	4.167	4.167	7.500	56.333	11.583	125.000	8.333	58.374	1010.707
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)														
Mercado Regulado														
EDELNOR	LIMA-NORTE	15.039	13.192	18.469	11.497	0.330	0.330	0.594	4.459	0.917	9.894	0.659	4.621	80.001
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	13.159	11.543	16.160	10.060	0.289	0.289	0.519	3.902	0.802	8.657	0.577	4.043	70.000
EDECAÑETE	EDECAÑETE	0.414	0.363	0.508	0.316	0.009	0.009	0.016	0.123	0.025	0.272	0.018	0.127	2.200
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.933	0.819	1.146	0.714	0.020	0.020	0.037	0.277	0.057	0.614	0.041	0.287	4.965
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	1.346	1.181	1.653	1.029	0.030	0.030	0.053	0.399	0.082	0.886	0.059	0.414	7.162
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	1.504	1.319	1.847	1.150	0.033	0.033	0.059	0.446	0.092	0.989	0.066	0.462	8.000
SEAL	SOCABAYA	2.050	1.798	2.518	1.567	0.045	0.045	0.081	0.608	0.125	1.349	0.090	0.630	10.906
SEAL	REPARTICIÓN	0.456	0.400	0.560	0.349	0.010	0.010	0.018	0.135	0.028	0.300	0.020	0.140	2.426
TOTAL Mercado Regulado		34.901	30.615	42.861	26.682	0.766	0.766	1.377	10.349	2.128	22.961	1.530	10.724	185.660
Mercado Libre														
EDELNOR	LIMA-NORTE	2.256	1.979	2.770	1.725	0.049	0.049	0.089	0.669	0.138	1.484	0.099	0.693	12.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.752	0.660	0.923	0.575	0.016	0.016	0.030	0.223	0.046	0.495	0.033	0.231	4.000
EDECAÑETE	EDECAÑETE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	0.045	0.040	0.055	0.034	0.001	0.001	0.002	0.013	0.003	0.030	0.002	0.014	0.240
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	0.038	0.033	0.047	0.029	0.001	0.001	0.001	0.011	0.002	0.025	0.002	0.012	0.202
SEAL	REPARTICIÓN	0.008	0.007	0.010	0.006	0.000	0.000	0.000	0.002	0.000	0.005	0.000	0.002	0.040
TOTAL Mercado Libre		3.099	2.719	3.805	2.369	0.067	0.067	0.122	0.918	0.189	2.039	0.136	0.952	16.482
TOTAL		38.000	33.334	46.666	29.051	0.833	0.833	1.499	11.267	2.317	25.000	1.666	11.676	202.142
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		228.000	200.001	279.999	174.301	5.000	5.000	8.999	67.600	13.900	150.000	9.999	70.050	1212.849

Fuente: Osinergmin

Anexo 10. Precios de energía licitados en 2011 correspondientes a la licitación ELECTRODUNAS ELD-01-2010-LP: 2014-2028 (una sola convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresa generadora adjudicada	
	GEMACHUPICCHUI	
Horas Punta	12.48	
Horas Fuera Punta	10.88	

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	GEMACHUPICCHUI
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)		
ELECTRODUNAS	ICA	24.908
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)		
ELECTRODUNAS	ICA	4.982
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		29.890

Fuente: Osinergmin

Anexo 11. Precios de energía licitados en 2010 correspondientes a la licitación LDS-01-2010-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas													
	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SANGABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONA1	EGESUR1	FENIX POWER3
Horas Punta	12.51	12.61	12.63	12.63	12.72	12.72	12.70	12.80	12.80	13.07	12.94	12.60	12.16	13.53
Horas fuera Punta	10.01	10.09	10.14	10.14	10.20	10.20	10.21	10.27	10.27	10.30	10.36	10.59	11.00	11.66

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SANGABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONA1	EGESUR1	FENIX POWER3	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)																
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	28.676	21.507	28.676	28.676	28.676	21.507	7.169	28.676	21.507	175.638	21.507	3.226	12.904	51.659	480.004
EDELNOR	LIMA-NORTE	2.390	1.793	2.390	2.390	2.390	1.793	0.598	2.390	1.793	14.637	1.793	0.269	1.075	4.305	40.006
EDECAÑETE	CAÑETE	0.478	0.358	0.478	0.478	0.478	0.358	0.119	0.478	0.358	2.928	0.358	0.054	0.215	0.861	7.999
ELECTRO ORIENTE	TOCACHE	1.743	1.307	1.743	1.743	1.743	1.307	0.436	1.743	1.307	10.674	1.307	0.196	0.784	3.140	29.173
ELECTRODUNAS	CAUDALOSA	0.048	0.036	0.048	0.048	0.048	0.036	0.012	0.048	0.036	0.293	0.036	0.005	0.022	0.086	0.802
TOTAL		33.335	25.001	33.335	33.335	33.335	25.001	8.334	33.335	25.001	204.170	25.001	3.750	15.000	60.051	557.984
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)																
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	5.735	4.301	5.735	5.735	5.735	4.301	1.434	5.735	4.301	35.128	4.301	0.645	2.581	10.332	95.999
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.478	0.359	0.478	0.478	0.478	0.359	0.120	0.478	0.359	2.927	0.359	0.054	0.215	0.861	8.003
EDECAÑETE	CAÑETE	0.096	0.072	0.096	0.096	0.096	0.072	0.024	0.096	0.072	0.586	0.072	0.011	0.043	0.172	1.604
ELECTRO ORIENTE	TOCACHE	0.349	0.261	0.349	0.349	0.349	0.261	0.087	0.349	0.261	2.135	0.261	0.039	0.157	0.628	5.835
ELECTRODUNAS	CAUDALOSA	0.010	0.007	0.010	0.010	0.010	0.007	0.002	0.010	0.007	0.059	0.007	0.001	0.004	0.017	0.161
TOTAL		6.668	5.000	6.668	6.668	6.668	5.000	1.667	6.668	5.000	40.835	5.000	0.750	3.000	12.010	111.602

TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE	40.003	30.001	40.003	40.003	40.003	30.001	10.001	40.003	30.001	245.005	30.001	4.500	18.000	72.061	669.586
---------------------------------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------	---------------	--------------	---------------	---------------	----------------

Fuente: Osinergmin

Anexo 12. Precios de energía licitados en 2011 correspondientes a la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (primera convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas									
	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESUR1	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1
Horas Punta	13.60	14.05	14.24	11.64	11.59	11.91	12.71	12.16	13.08	13.80
Horas fuera Punta	11.05	11.42	11.57	10.40	10.71	10.68	10.56	11.00	10.81	10.89

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESUR1	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)												
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	48.829	55.805	36.273	6.976	12.556	6.976	20.927	4.185	20.927	34.878	248.332
EDELNOR	LIMA-NORTE	8.719	9.965	6.478	1.246	2.243	1.246	3.737	0.748	3.737	6.228	44.347
EDECAÑETE	CAÑETE	0.785	0.897	0.583	0.113	0.202	0.113	0.337	0.068	0.337	0.561	3.996
TOTAL		58.333	66.667	43.334	8.335	15.001	8.335	25.001	5.001	25.001	41.667	296.675
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)												
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	9.766	11.161	7.255	1.395	2.511	1.395	4.185	0.837	4.185	6.976	49.666
EDELNOR	LIMA-NORTE	1.744	1.993	1.296	0.249	0.449	0.249	0.747	0.150	0.747	1.246	8.870
EDECAÑETE	CAÑETE	0.157	0.179	0.117	0.023	0.040	0.023	0.067	0.014	0.067	0.112	0.799
TOTAL		11.667	13.333	8.668	1.667	3.000	1.667	4.999	1.001	4.999	8.334	59.335
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		70.000	80.000	52.002	10.002	18.001	10.002	30.000	6.002	30.000	50.001	356.010

Fuente: Osinergmin

Anexo 13. Precios de energía licitados en 2012 correspondientes a la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (segunda convocatoria)

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas		
	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3
Horas Punta	12.70	13.04	13.12
Horas fuera Punta	10.51	10.76	10.91

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)					
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	12.816	6.408	1.282	20.506
EDELNOR	LIMA-NORTE	3.534	1.768	0.353	5.655
EDECAÑETE	CAÑETE	0.317	0.158	0.032	0.507
TOTAL		16.667	8.334	1.667	26.668
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)					
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	2.563	1.282	0.256	4.101
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.707	0.354	0.071	1.132
EDECAÑETE	CAÑETE	0.063	0.032	0.006	0.101
TOTAL		3.333	1.668	0.333	5.334
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		20.000	10.002	2.000	32.002

Fuente: Osinergmin

Anexo 14. Precios de energía licitados en 2012 correspondientes a la licitación EDN-01-2012-LP: 2016-2027

Precio Energía (ctm S./kWh)	Empresas generadoras adjudicadas						
	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2
Horas Punta	11.54	11.66	12.85	11.92	13.26	12.95	12.05
Horas fuera Punta	10.46	10.63	12.85	10.86	10.47	10.58	10.99

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2	Total Potencia
POTENCIA CONTRATADA FIJA (MW)									
EDELNOR	LIMA-NORTE	8.333	8.333	2.500	50.000	33.333	25.000	6.500	133.999
POTENCIA CONTRATADA VARIABLE (MW)									
EDELNOR	LIMA-NORTE	1.667	1.667	0.500	10.000	6.667	5.000	1.300	26.801
TOTAL POTENCIA FIJA Y VARIABLE		10.000	10.000	3.000	60.000	40.000	30.000	7.800	160.800

Fuente: Osinergmin

Anexo 15. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (primera convocatoria)

1. LICITACIÓN DISTRILUZ: 2013-2022 (1ra convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR
ENOSA	PIURA	29.399	1.517	4.316	4.084	4.316	1.166	1.166	2.333	1.615	4.346
ENOSA	TALARA	15.040	0.776	2.208	2.089	2.208	0.596	0.596	1.194	0.827	2.224
ENSA	CHICLAYO	63.418	3.271	9.311	8.808	9.311	2.516	2.516	5.033	3.486	9.377
HIDRANDINA	GUADALUPE	13.966	0.720	2.051	1.939	2.051	0.554	0.554	1.109	0.768	2.065
HIDRANDINA	TRUJILLO	48.652	2.510	7.144	6.757	7.144	1.931	1.931	3.862	2.674	7.194
HIDRANDINA	CHIMBOTE	16.250	0.839	2.386	2.257	2.386	0.644	0.644	1.290	0.893	2.402
HIDRANDINA	HUALLANCA	9.300	0.480	1.366	1.291	1.366	0.370	0.370	0.738	0.511	1.375
HIDRANDINA	PARAMONGA	1.168	0.060	0.172	0.162	0.172	0.047	0.047	0.092	0.064	0.173
ELECTROCENTRO	PASCO	7.957	0.410	1.169	1.105	1.169	0.316	0.316	0.631	0.437	1.176
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	4.326	0.223	0.635	0.601	0.635	0.172	0.172	0.343	0.238	0.640
ELECTROCENTRO	MANTARO	8.521	0.439	1.252	1.183	1.252	0.338	0.338	0.677	0.468	1.260
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	20.288	1.046	2.978	2.818	2.978	0.805	0.805	1.610	1.115	3.000
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	1.648	0.085	0.242	0.229	0.242	0.065	0.065	0.131	0.090	0.244
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	2.964	0.152	0.436	0.412	0.436	0.118	0.118	0.235	0.163	0.438
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	7.260	0.374	1.066	1.008	1.066	0.288	0.288	0.576	0.398	1.073
COELVISAC	VILLACURÍ	1.843	0.098	0.268	0.257	0.268	0.074	0.074	0.146	0.103	0.274
TOTAL		252.000	13.000	37.000	35.000	37.000	10.000	10.000	20.000	13.850	37.261

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR
ENOSA	PIURA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ENOSA	TALARA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ENSA	CHICLAYO	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
HIDRANDINA	GUADALUPE	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
HIDRANDINA	TRUJILLO	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
HIDRANDINA	CHIMBOTE	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
HIDRANDINA	HUALLANCA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
HIDRANDINA	PARAMONGA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	PASCO	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	MANTARO	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
COELVISAC	VILLACURÍ	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
PORCENTAJE PROMEDIO		54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR
(1) Horas Punta	12.32	13.00	13.55	13.55	13.57	13.57	12.50	15.00	16.38	16.82
(2) Horas fuera Punta	10.31	10.83	11.30	11.30	11.32	11.32	12.50	12.06	12.70	12.79
(3) Porcentaje Promedio	54%	3%	8%	8%	8%	2%	2%	4%	3%	8%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	6.67	0.36	1.08	1.02	1.08	0.29	0.27	0.64	0.49	1.35
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	5.59	0.30	0.90	0.85	0.90	0.24	0.27	0.52	0.38	1.02

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	ELECTROPERÚ	SDF ENERGÍA	EGENOR	TERMOSELVA	EGENOR	TERMOSELVA	CELEPSA	EGEMSA	ENERSUR	ENERSUR
Horas Punta ponderado	6.67	0.36	1.08	1.02	1.08	0.29	0.27	0.64	0.49	1.35
Horas fuera Punta ponderado	5.59	0.30	0.90	0.85	0.90	0.24	0.27	0.52	0.38	1.02

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
13.26	10.97	0.237	11.51

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA ASCIENDE A: **11.51**

Fuente: Osinergmin

Anexo 16. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación DISTRILUZ: 2013-2022 (segunda convocatoria)

2. LICITACIÓN DISTRILUZ: 2013-2022 (2da convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER	SN POWER	FENIX	Total Potencia
ENOSA	PIURA	3.618	3.618	3.620	10.856
ENOSA	TALARA	1.850	1.850	1.853	5.553
ENSA	CHICLAYO	7.802	7.802	7.810	23.414
HIDRANDINA	GUADALUPE	1.717	1.717	1.718	5.152
HIDRANDINA	TRUJILLO	5.983	5.983	5.989	17.955
HIDRANDINA	CHIMBOTE	1.999	1.999	2.002	6.000
HIDRANDINA	HUALLANCA	1.144	1.144	1.145	3.433
HIDRANDINA	PARAMONGA	0.143	0.143	0.143	0.429
ELECTROCENTRO	PASCO	0.979	0.979	0.980	2.938
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	0.533	0.533	0.534	1.600
ELECTROCENTRO	MANTARO	1.048	1.048	1.049	3.145
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	2.496	2.496	2.497	7.489
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	0.202	0.202	0.202	0.606
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	0.366	0.366	0.366	1.098
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	0.893	0.893	0.894	2.680
COELVISAC	VILLACURÍ	0.227	0.227	0.227	0.681
TOTAL		31.000	31.000	31.029	93.029

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER	SN POWER	FENIX
ENOSA	PIURA	33%	33%	33%
ENOSA	TALARA	33%	33%	33%
ENSA	CHICLAYO	33%	33%	33%
HIDRANDINA	GUADALUPE	33%	33%	33%
HIDRANDINA	TRUJILLO	33%	33%	33%
HIDRANDINA	CHIMBOTE	33%	33%	33%
HIDRANDINA	HUALLANCA	33%	33%	33%
HIDRANDINA	PARAMONGA	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	PASCO	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	CONDORCOCHA	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	MANTARO	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	HUAYUCACHI	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	HUANCAVELICA	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	TINGO MARÍA	33%	33%	33%
ELECTROCENTRO	HUÁNUCO	33%	33%	33%
COELVISAC	VILLACURÍ	33%	33%	33%
PORCENTAJE PROMEDIO		33%	33%	33%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	SN POWER	SN POWER	FENIX
(1) Horas Punta	12.42	13.05	13.25
(2) Horas fuera Punta	10.34	10.88	10.82
(3) Porcentaje Promedio	33.3%	33%	33%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	4.14	4.35	4.42
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	3.45	3.63	3.61

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	SN POWER	SN POWER	FENIX	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	4.14	4.35	4.42	12.91
Horas fuera Punta ponderado	3.45	3.63	3.61	10.68

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.91	10.68	0.237	11.21

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA ASCIENDE A: **11.21**

Fuente: Osinergmin

Anexo 17. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (primera convocatoria)

3. LICITACIÓN EDELNOR ED-03-2009-LP-I: 2014-2025 (1era convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5	Total Potencia
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.892	28.708	5.479	5.816	166.691	34.144	4.247	4.247	15.829	9.949	276.002
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.678	21.844	4.169	4.426	126.829	25.980	3.232	3.232	12.043	7.568	210.001
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.106	3.409	0.650	0.691	19.793	4.055	0.504	0.504	1.879	1.181	32.772
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.139	4.469	0.853	0.905	25.945	5.315	0.661	0.661	2.464	1.548	42.960
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.094	2.995	0.571	0.607	17.394	3.563	0.443	0.443	1.651	1.038	28.799
SEAL	SOCABAYA	0.121	3.905	0.745	0.791	22.670	4.644	0.577	0.577	2.153	1.352	37.535
SEAL	REPARTICIÓN	0.028	0.870	0.166	0.176	5.048	1.034	0.128	0.128	0.479	0.301	8.358
TOTAL		2.058	66.200	12.633	13.412	384.370	78.735	9.792	9.792	36.498	22.937	636.427

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5
EDELNOR	LIMA-NORTE	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
ELECTROSUR	ELECTROSUR	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
ELECTROSURESTE	ELECTROSURESTE	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
SEAL	SOCABAYA	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
SEAL	REPARTICIÓN	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
PORCENTAJE PROMEDIO		0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5
(1) Horas Punta	13.34	13.98	13.98	14.19	14.26	14.26	14.69	14.82	16.92	17.40
(2) Horas fuera Punta	10.67	11.18	11.18	11.36	11.41	11.41	11.75	11.86	12.90	12.99
(3) Porcentaje Promedio	0.3%	10%	2%	2%	60%	12%	2%	2%	6%	4%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	0.04	1.45	0.28	0.30	8.61	1.76	0.23	0.23	0.97	0.63
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	0.03	1.16	0.22	0.24	6.89	1.41	0.18	0.18	0.74	0.47

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	EDEGEL1	EDEGEL2	CHINANGO2	EEPSA3	EDEGEL3	CHINANGO3	EGASA1	EGASA2	ENERSUR4	ENERSUR5	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	0.04	1.45	0.28	0.30	8.61	1.76	0.23	0.23	0.97	0.63	14.50
Horas fuera Punta ponderado	0.03	1.16	0.22	0.24	6.89	1.41	0.18	0.18	0.74	0.47	11.53

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
14.50	11.53	0.216	12.17

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm S./kWh ASCIENDE A: **12.17**

Fuente: Osinergmin

Anexo 18. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-03-2009-LP: 2014-2025 (segunda convocatoria)

4. LICITACIÓN EDELNOR ED-03-2009-LP-II: 2014-2025 (2da convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3	Total Potencia
EDELNOR	LIMA-NORTE	6.644	6.644	7.199	20.487
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.000	0.000	0.000	0.000
SEAL	SOCABAYA	1.291	1.291	1.399	3.981
SEAL	REPARTICIÓN	0.287	0.287	0.311	0.885
TOTAL		8.222	8.222	8.909	25.353

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3
EDELNOR	LIMA-NORTE	32.4%	32%	35%
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	0.0%	0%	0%
SEAL	SOCABAYA	32.4%	32%	35%
SEAL	REPARTICIÓN	32.4%	32%	35%
PORCENTAJE PROMEDIO		32.4%	32.4%	35.1%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3
(1) Horas Punta	11.12	11.47	11.78
(2) Horas fuera Punta	9.27	9.56	9.82
(3) Porcentaje Promedio	32.4%	32.4%	35.1%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	3.61	3.72	4.14
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	3.01	3.10	3.45

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	SN POWER Of1	SN POWER Of2	SN POWER Of3	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	3.61	3.72	4.14	11.47
Horas fuera Punta ponderado	3.01	3.10	3.45	9.56

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
11.47	9.56	0.237	10.01

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE A: **10.01**

Fuente: Osinergmin

Anexo 19. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)

5. LICITACIÓN EDELNOR ED-02-2009-LP: 2014-2023

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3	Total Potencia
EDELNOR	LIMA-NORTE	28.172	5.794	58.345	29.155	10.418	3.749	28.172	5.794	72.932	4.168	4.168	4.168	20.964	275.999
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	23.885	4.912	49.468	24.715	8.833	3.180	23.885	4.912	61.835	3.532	3.532	3.532	17.775	233.996
ELECTROSUR	ELECTROSUR	3.190	0.655	6.605	3.300	1.180	0.425	3.190	0.655	8.256	0.472	0.472	0.472	2.374	31.246
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	4.385	0.901	9.082	4.537	1.621	0.584	4.385	0.901	11.352	0.649	0.649	0.649	3.263	42.958
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	2.940	0.605	6.089	3.042	1.087	0.391	2.940	0.605	7.610	0.434	0.434	0.434	2.188	28.799
SEAL	SOCABAYA	4.114	0.846	8.519	4.256	1.522	0.549	4.114	0.846	10.647	0.608	0.608	0.608	3.061	40.298
SEAL	REPARTICIÓN	0.914	0.187	1.894	0.945	0.339	0.123	0.914	0.187	2.366	0.136	0.136	0.136	0.680	8.957
TOTAL		67.600	13.900	140.002	69.950	25.000	9.001	67.600	13.900	174.998	9.999	9.999	9.999	50.305	662.253

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3
EDELNOR	LIMA-NORTE	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
ELECTROSUR	ELECTROSUR	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
SEAL	SOCABAYA	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
SEAL	REPARTICIÓN	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
PORCENTAJE PROMEDIO		10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3
(1) Horas Punta	13.34	13.34	13.43	13.43	14.18	13.77	13.81	13.81	15.84	14.42	14.48	14.55	14.63
(2) Horas fuera Punta	10.67	10.67	10.77	10.77	10.72	11.02	11.05	11.05	11.01	11.53	11.59	11.64	11.70
(3) Porcentaje Promedio	10%	2%	21%	11%	4%	1%	10%	2%	26%	2%	2%	2%	8%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	1.36	0.28	2.84	1.42	0.54	0.19	1.41	0.29	4.19	0.22	0.22	0.22	1.11
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	1.09	0.22	2.28	1.14	0.40	0.15	1.13	0.23	2.91	0.17	0.18	0.18	0.89

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	EDEGEL1	CHINANGO1	KALLPA GENERACION2	KALLPA GENERACION3	ENERSUR2	EEPSA2	EDEGEL2	CHINANGO2	ENERSUR3	EGASA1	EGASA2	EGASA3	EEPSA3	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	1.36	0.28	2.84	1.42	0.54	0.19	1.41	0.29	4.19	0.22	0.22	0.22	1.11	14.27
Horas fuera Punta ponderado	1.09	0.22	2.28	1.14	0.40	0.15	1.13	0.23	2.91	0.17	0.18	0.18	0.89	10.96

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: $PRECIO\ PROMEDIO\ PONDERADO = (PRECIO\ ENERGÍA\ HORA\ PUNTA) * (Fp) + (PRECIO\ ENERGÍA\ FUERA\ HORA\ PUNTA) * (1-Fp)$

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
14.27	10.96	0.216	11.68

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE A: **11.68**

Fuente: Osinergmin

Anexo 20. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021 (una sola convocatoria)

6. LICITACIÓN EDELNOR ED-01-2009-LP: 2014-2021

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ	ENERSUR1	KALLPA GENERACION1	TERMOCHILCA1	TERMOCHILCA2	TERMOCHILCA3	EEPSA1	EDEGEL1	CHINANGO1	ENERSUR2	EGASA1	KALLPA GENERACIÓN2	Total Potencia
EDELNOR	LIMA-NORTE	103.768	91.027	127.434	79.330	2.276	2.276	4.096	30.767	6.327	68.268	4.549	31.882	552.000
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	83.467	73.216	102.502	63.808	1.830	1.830	3.294	24.748	5.088	54.913	3.661	25.644	444.001
EDECAÑETE	EDECAÑETE	2.482	2.177	3.047	1.897	0.054	0.054	0.098	0.736	0.151	1.632	0.109	0.762	13.199
ELECTROSUR	ELECTROSUR	5.600	4.913	6.878	4.282	0.122	0.122	0.221	1.661	0.342	3.685	0.246	1.721	29.793
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	8.347	7.322	10.250	6.380	0.184	0.184	0.330	2.474	0.509	5.492	0.366	2.565	44.403
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	9.023	7.915	11.081	6.898	0.198	0.198	0.356	2.675	0.550	5.936	0.396	2.772	47.998
SEAL	SOCABAYA	12.528	10.989	15.387	9.578	0.275	0.275	0.494	3.714	0.764	8.243	0.550	3.849	66.646
SEAL	REPARTICIÓN	2.785	2.442	3.420	2.128	0.061	0.061	0.110	0.825	0.169	1.831	0.122	0.855	14.809
TOTAL		228.000	200.001	279.999	174.301	5.000	5.000	8.999	67.600	13.900	150.000	9.999	70.050	1212.849

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ELECTROPERÚ	ENERSUR1	KALLPA GENERACION1	TERMOCHILCA1	TERMOCHILCA2	TERMOCHILCA3	EEPSA1	EDEGEL1	CHINANGO1	ENERSUR2	EGASA1	KALLPA GENERACIÓN2
EDELNOR	LIMA-NORTE	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
EDECAÑETE	EDECAÑETE	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
ELECTROSUR	ELECTROSUR	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
ELECTROSUR ESTE	ELECTROSUR ESTE	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
ELECTROPUNO	ELECTROPUNO	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
SEAL	SOCABAYA	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
SEAL	REPARTICIÓN	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
PORCENTAJE PROMEDIO		19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	ELECTROPERÚ	ENERSUR1	KALLPA GENERACION1	TERMOCHILCA1	TERMOCHILCA2	TERMOCHILCA3	EEPSA1	EDEGEL1	CHINANGO1	ENERSUR2	EGASA1	KALLPA GENERACIÓN2
(1) Horas Punta	12.39	12.74	13.12	11.57	11.58	11.59	13.41	13.44	13.44	14.02	13.59	13.64
(2) Horas fuera Punta	10.37	10.46	10.51	11.14	11.14	11.14	10.73	10.75	10.75	10.69	10.87	10.93
(3) Porcentaje Promedio	19%	16%	23%	14%	0%	0%	1%	6%	1%	12%	1%	6%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	2.33	2.10	3.03	1.66	0.05	0.05	0.10	0.75	0.15	1.73	0.11	0.79
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	1.95	1.72	2.43	1.60	0.05	0.05	0.08	0.60	0.12	1.32	0.09	0.63

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SAN GABANI	TERMOSE LVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONA1	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	2.33	2.10	3.03	1.66	0.05	0.05	0.10	0.75	0.15	1.73	0.11	0.79	12.85
Horas fuera Punta ponderado	1.95	1.72	2.43	1.60	0.05	0.05	0.08	0.60	0.12	1.32	0.09	0.63	10.64

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: $PRECIO\ PROMEDIO\ PONDERADO = (PRECIO\ ENERGÍA\ HORA\ PUNTA) * (Fp) + (PRECIO\ ENERGÍA\ FUERA\ HORA\ PUNTA) * (1-Fp)$

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.85	10.64	0.216	11.12

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm S./kWh ASCIENDE A: **11.12**

Fuente: Osinergmin

Anexo 21. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación ELECTRODUNAS ELD-01-2010-LP: 2014-2028 (una sola convocatoria)

7. LICITACIÓN ELECTRODUNAS ELD-01-2010: 2014-2018

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	GEMACHUPICCHU1
ELECTRODUNAS	ICA	29.890

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	GEMACHUPICCHU1
ELECTRODUNAS	ICA	100%

TERCER PASO: DADO QUE EL PORCENTAJE PROMEDIO RESULTÓ 100%, SE PROCEDE DIRECTAMENTE A CALCULAR EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO:

PARA ELLO, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía (ctm S./kWh)		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.48	10.88	0.193	11.19

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE A: **11.19**

Fuente: Osinergmin

Anexo 22. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2010-LP: 2014-2023 (una sola convocatoria)

8. LICITACIÓN LDS-01-2010-LP: 2014-2023

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SAN GABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONAI	EGESURI	FENIX POWER3	Total Potencia
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	34.411	25.808	34.411	34.411	34.411	25.808	8.603	34.411	25.808	210.766	25.808	3.871	15.485	61.991	576.003
EDELNOR	LIMA-NORTE	2.868	2.152	2.868	2.868	2.868	2.152	0.718	2.868	2.152	17.564	2.152	0.323	1.290	5.166	48.009
EDECAÑETE	CAÑETE	0.574	0.430	0.574	0.574	0.574	0.430	0.143	0.574	0.430	3.514	0.430	0.065	0.258	1.033	9.603
ELECTRO ORIENTE	TOCACHE	2.092	1.568	2.092	2.092	2.092	1.568	0.523	2.092	1.568	12.809	1.568	0.235	0.941	3.768	35.008
ELECTRODUNAS	CAUDALOSA	0.058	0.043	0.058	0.058	0.058	0.043	0.014	0.058	0.043	0.352	0.043	0.006	0.026	0.103	0.963
TOTAL		40.003	30.001	40.003	40.003	40.003	30.001	10.001	40.003	30.001	245.005	30.001	4.500	18.000	72.061	669.586

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SAN GABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONAI	EGESURI	FENIX POWER3
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
EDELNOR	LIMA-NORTE	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
EDECAÑETE	CAÑETE	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
ELECTRO ORIENTE	TOCACHE	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
ELECTRODUNAS	CAUDALOSA	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
PORCENTAJE PROMEDIO		6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SAN GABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONAI	EGESURI	FENIX POWER3
(1) Horas Punta	12.51	12.61	12.63	12.63	12.72	12.72	12.70	12.80	12.80	13.07	12.94	12.60	12.16	13.53
(2) Horas fuera Punta	10.01	10.09	10.14	10.14	10.20	10.20	10.21	10.27	10.27	10.30	10.36	10.59	11.00	11.66
(3) Porcentaje Promedio	6%	4%	6%	6%	6%	4%	1%	6%	4%	37%	4%	1%	3%	11%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	0.75	0.56	0.76	0.76	0.76	0.57	0.19	0.77	0.57	4.78	0.58	0.08	0.33	1.45
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	0.60	0.45	0.61	0.61	0.61	0.46	0.15	0.61	0.46	3.77	0.46	0.07	0.30	1.25

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	EGASA1	EGASA2	TERMOSELVA1	EGENOR1	TERMOSELVA2	EGENOR2	SAN GABANI	TERMOSELVA3	EGENOR3	FENIX POWER1	EGASA3	MINERA CORCONAI	EGESURI	FENIX POWER3	TOTAL PROMEDIO
Horas Punta ponderado	0.75	0.56	0.76	0.76	0.76	0.57	0.19	0.77	0.57	4.78	0.58	0.08	0.33	1.45	12.91
Horas fuera Punta ponderado	0.60	0.45	0.61	0.61	0.61	0.46	0.15	0.61	0.46	3.77	0.46	0.07	0.30	1.25	10.41

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: $PRECIO\ PROMEDIO\ PONDERADO = (PRECIO\ ENERGÍA\ HORA\ PUNTA) * (Fp) + (PRECIO\ ENERGÍA\ FUERA\ HORA\ PUNTA) * (1-Fp)$

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S/kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.91	10.41	0.215	10.95

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm S/kWh ASCIENDE A: **10.95**

Fuente: Osinergmin

Anexo 23. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (primera convocatoria)

9. LICITACIÓN LDS-01-2011-LP-I: 2018-2027 (1era convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESURI	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1	TOTAL POTENCIA
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	58.595	66.966	43.528	8.371	15.067	8.371	25.112	5.022	25.112	41.854	297.998
EDELNOR	LIMA-NORTE	10.463	11.958	7.774	1.495	2.692	1.495	4.484	0.898	4.484	7.474	53.217
EDECAÑETE	CAÑETE	0.942	1.076	0.700	0.136	0.242	0.136	0.404	0.082	0.404	0.673	4.795
TOTAL		70.000	80.000	52.002	10.002	18.001	10.002	30.000	6.002	30.000	50.001	356.010

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESURI	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	20%	22%	15%	3%	5%	3%	8%	2%	8%	14%
EDELNOR	LIMA-NORTE	20%	22%	15%	3%	5%	3%	8%	2%	8%	14%
EDECAÑETE	CAÑETE	20%	22%	15%	3%	5%	3%	8%	2%	8%	14%
PORCENTAJE PROMEDIO		20%	22%	15%	3%	5%	3%	8%	2%	8%	14%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESURI	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1
(1) Horas Punta	13.60	14.05	14.24	11.64	11.59	11.91	12.71	12.16	13.08	13.80
(2) Horas fuera Punta	11.05	11.42	11.57	10.40	10.71	10.68	10.56	11.00	10.81	10.89
(3) Porcentaje Promedio	20%	22%	15%	3%	5%	3%	8%	2%	8%	14%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	2.67	3.16	2.08	0.33	0.59	0.34	1.07	0.21	1.10	1.94
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	2.17	2.57	1.69	0.29	0.54	0.30	0.89	0.19	0.91	1.53

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	CERRO DEL AGUILA1	CERRO DEL AGUILA2	CERRO DEL AGUILA3	CELEPSA1	EGESURI	CELEPSA2	ENERSUR1	EGESUR2	ENERSUR2	FENIX POWER1	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	2.67	3.16	2.08	0.33	0.59	0.34	1.07	0.21	1.10	1.94	13.47
Horas fuera Punta ponderado	2.17	2.57	1.69	0.29	0.54	0.30	0.89	0.19	0.91	1.53	11.08

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: $PRECIO\ PROMEDIO\ PONDERADO = (PRECIO\ ENERGÍA\ HORA\ PUNTA) * (Fp) + (PRECIO\ ENERGÍA\ FUERA\ HORA\ PUNTA) * (1-Fp)$

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
13.47	11.08	0.215	11.59

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE **11.59**

Fuente: Osinergmin

Anexo 24. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación LDS-01-2011-LP: 2018-2027 (segunda convocatoria)

10. LICITACIÓN LDS-01-2011-LP-II: 2018-2027 (segunda convocatoria)

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3	Total Potencia
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	15.379	7.690	1.538	24.607
EDELNOR	LIMA-NORTE	4.241	2.122	0.424	6.787
EDECAÑETE	CAÑETE	0.380	0.190	0.038	0.608
TOTAL		20.000	10.002	2.000	32.002

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3
LUZ DEL SUR	LIMA-SUR	62%	31%	6%
EDELNOR	LIMA-NORTE	62%	31%	6%
EDECAÑETE	CAÑETE	63%	31%	6%
PORCENTAJE PROMEDIO		62%	31%	6%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3
(1) Horas Punta	12.70	13.04	13.12
(2) Horas fuera Punta	10.51	10.76	10.91
(3) Porcentaje Promedio	62%	31%	6%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	7.94	4.08	0.82
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	6.57	3.36	0.68

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	ENERSUR1	ENERSUR2	ENERSUR3	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	7.94	4.08	0.82	12.83
Horas fuera Punta ponderado	6.57	3.36	0.68	10.61

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: **PRECIO PROMEDIO PONDERADO=(PRECIO ENERGÍA HORA PUNTA) * (Fp) + (PRECIO ENERGÍA FUERA HORA PUNTA)*(1-Fp)**

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.83	10.61	0.215	11.09

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE A: **11.09**

Fuente: Osinergmin

Anexo 25. Procedimiento de cálculo de los precios promedios ponderados de la licitación EDN-01-2012-LP: 2016-2027

11. LICITACIÓN EDN-01-2012-LP: 2016-2027

CÁLCULO DEL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE ENERGÍA

PRIMER PASO: SE DETERMINA EL TOTAL DE POTENCIA FIJA Y VARIABLE POR CADA EMPRESA GENERADORA Y EN CADA SUMINISTRO

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2	Total Potencia
EDELNOR	LIMA-NORTE	10.000	10.000	3.000	60.000	40.000	30.000	7.800	160.800

SEGUNDO PASO: SE DETERMINA EL PORCENTAJE QUE REPRESENTA LA POTENCIA DE CADA GENERADOR RESPECTO DEL TOTAL EN CADA PUNTO SUMINISTRO (A PARTIR DEL PRIMER PASO)

Empresas distribuidoras	Punto Suministro	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2
EDELNOR	LIMA-NORTE	6%	6%	2%	37%	25%	19%	5%

TERCER PASO: SE MULTIPLICA A CADA PRECIO DE ENERGÍA POR EL PORCENTAJE PROMEDIO CALCULADO EN EL SEGUNDO PASO. ESTO CON EL FIN DE PONDERAR CON SU RESPECTIVA POTENCIA GENERADORA

Precio Energía	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2
(1) Horas Punta	11.54	11.66	12.85	11.92	13.26	12.95	12.05
(2) Horas fuera Punta	10.46	10.63	12.85	10.86	10.47	10.58	10.99
(3) Porcentaje Promedio	6%	6%	2%	37%	25%	19%	5%
(4)=(1)*(3) Horas Punta ponderado	0.72	0.73	0.24	4.45	3.30	2.42	0.58
(5)=(2)*(3) Horas fuera Punta ponderado	0.65	0.66	0.24	4.05	2.60	1.97	0.53

CUARTO PASO: SE SUMA LAS PONDERACIONES DE CADA PRECIO DE ENERGÍA CALCULADAS EN EL TERCER PASO:

Precio Energía	EEPSA1	EEPSA2	EGEJUNIN1	EDEGEL1	FENIX POWER3	KALLPA1	EDEGEL2	TOTAL PROMEDIO (ctm S./kWh)
Horas Punta ponderado	0.72	0.73	0.24	4.45	3.30	2.42	0.58	12.43
Horas fuera Punta ponderado	0.65	0.66	0.24	4.05	2.60	1.97	0.53	10.72

QUINTO PASO: FINALMENTE, SE CALCULA EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO UTILIZANDO EL "FACTOR DE PONDERACIÓN PARA LA OFERTA ECONÓMICA" (Fp) ESTABLECIDO EN LAS BASES DE DICHA LICITACIÓN:

LA FÓRMULA ES LA SIGUIENTE: $PRECIO\ PROMEDIO\ PONDERADO = (PRECIO\ ENERGÍA\ HORA\ PUNTA) * (Fp) + (PRECIO\ ENERGÍA\ FUERA\ HORA\ PUNTA) * (1-Fp)$

Precio de Energía promedio		Fp	PRECIO PROMEDIO PONDERADO (ctm S./kWh)
Hora Punta	Fuera Hora Punta		
12.43	10.72	0.226	11.10

DEL CUADRO ANTERIOR, EL PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE LA ENERGÍA EN ctm. S./kWh ASCIENDE A: **11.10**

Fuente: Osinergmin