

Revista académica de economía
con el Número Internacional Normalizado de
Publicaciones Seriadas ISSN 1696-8352

Economía de Perú

SUBASTAS EN EL MERCADO ELÉCTRICO PERUANO: CASO DE ELECTROPERÚ-ELECTRONORTE

Jaime E. Luyo (CV)

jeluyo@yahoo.es

Universidad Nacional de Ingeniería

Resumen

Se repasa brevemente las Crisis y Reformas en el sector eléctrico peruano en las tres últimas décadas; para luego describir los tipos de subastas de electricidad que se están realizando y, finalmente analizar la controversia suscitada en el último año entre empresas generadoras y distribuidoras en el mercado eléctrico a plazo.

Para citar el artículo puede utilizar el siguiente formato:

Luyo, J.: *"Subastas en el mercado eléctrico peruano: caso de Electroperú-Electronorte"* en Observatorio de la Economía Latinoamericana N° 201, 2014, accesible a texto completo en www.eumed.net/cursecon/ecolat/pe/2014/mercado-electronico.html

Introducción

Observando la situación del sector eléctrico peruano en las tres últimas décadas, podemos decir que, las crisis han anticipado las reformas. A fines de la década de 1980, las empresas eléctricas eran monopolios estatales regionales integrados verticalmente, las tarifas no se fijaban de acuerdo a costos sino a precios promedio para todas las empresas de servicio público; la

estabilidad financiera se basaba en subsidios entre empresas ; en resumen, existía un déficit creciente de infraestructura eléctrica por insuficiente inversión y agravado por los sabotajes terroristas , y las tarifas no cubrían los costos de producción retrasándose frente a una hiperinflación que alcanzó niveles históricos. En este escenario de crisis, coincidente con las Reformas estimuladas por el Consenso de Washington a nivel internacional , se inició la *Reforma de Primera Generación* del sector eléctrico peruano con la promulgación en noviembre de 1992 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) , que modificó la forma de organización de la industria eléctrica y estableció un nuevo marco regulatorio que fomentara la competencia y la eficiencia económica. La LCE restructuró el sector eléctrico disponiendo : la separación de la integración vertical del monopolio estatal empresarial, en segmentos de generación, transmisión y distribución, para luego efectuarse el proceso de privatización separada; y , se crea el mercado regulado y el mercado libre, así mismo, se instituyó el operador (COES) del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) y, posteriormente, en diciembre de 1996, el organismo regulador (Osinerg, ahora Osinergmin) .

En el año 2004, en el Perú se produjo la primera crisis del nuevo modelo de mercado eléctrico, que tuvo antecedentes similares en Chile, Argentina, Brasil, Colombia, incluso en California (USA); elevándose los costos marginales más de tres veces con relación a los experimentados en el año precedente y que trajo como consecuencia la renuencia de las empresas generadora a renovar contratos con las distribuidoras que pagaban una tarifa regulada para atender el servicio público de electricidad, produciéndose el retiro físico de potencia y energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) por las distribuidoras sin tener contratos vigentes, produciéndose una situación no contemplada en la normatividad vigente, afectando la estabilidad del suministro seguridad del SEIN y situación financiera de las generadoras, rompiéndose la cadena de pagos. Después del rápido repaso de la Primera Reforma realizada en el Sector Eléctrico peruano , pasaremos a tratar la Segunda Reforma; considerando que la introducción de las subastas de contratos es lo que la caracteriza , en este artículo analizaremos algunos problemas que han venido teniendo su implementación en el mercado eléctrico peruano y, particularmente el caso de la controversia entre la empresa ElectroPerú y la distribuidora ElectroNorte .

I. La Segunda Reforma en el Sector Eléctrico Peruano

Para evitar que se repita la crisis del 2004 ,y asegurar la capacidad de producción de electricidad incentivando las inversiones en generación, el gobierno promulgó en julio del 2006 la ley N° 28832 (*Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, LGE), la *Reforma de Segunda Generación*, que tiende a una mayor desregulación del mercado eléctrico al por mayor, reduciendo la intervención del Osinergmin. introduciendo el mecanismo de subastas (licitaciones) de contratos entre las empresas generadoras y distribuidoras para el servicio público de electricidad definiéndose así un precio firme para la energía y potencia como resultado de la subasta . La LGE establece que , “es de interés público y responsabilidad del Estado asegurar el abastecimiento oportuno y eficiente del suministro eléctrico para el

Servicio Público de Electricidad; así mismo, entre otros, su finalidad 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.

Posteriormente, hay señales que indican que la Segunda Reforma no estaba dando los resultados esperados, ya que las subastas se declaraban desiertas; se modifica por decreto la determinación del nivel de los costos marginales del SEIN al haberse detectado congestión en las líneas de transmisión [1](#), se legaliza los retiros de energía eléctrica sin contrato [2](#); los días 07 y 08 de agosto del 2008, se produjeron cortes de suministro eléctrico a más de 15 distritos en la capital por más de cuatro horas; el MEM oficializa el estado de congestionamiento del gasoducto y, la congestión en algunas líneas principales de transmisión eléctrica del SEIN; los costos marginales se elevaron 6 veces en el mes de julio respecto al mismo mes del año previo (V. Fig.1, Anexo); esta crisis fue por déficit de energía y potencia, por lo tanto mayor que la del año 2004 que fue solo por insuficiencia de energía y con una menor elevación de costos marginales (Luyo, 2009). Entre junio y agosto del 2011, se ha importado electricidad del Ecuador para mitigar los apagones y racionamiento eléctrico en la zona norte del país. En febrero del 2012, se ha declarado en situación excepcional por 40 días [3](#) el SEIN, es decir, una autorización para no respetar los márgenes técnicos de seguridad operativa en el SEIN; manteniéndose la situación de riesgo durante todo el 2012 por insuficiencia de reserva de capacidad; en julio, se produjeron apagones en varios distritos de Lima.

Las interrupciones en el suministro eléctrico han continuado esporádicamente en diferentes zonas del país. En el 2013, en el Sur que comprende los departamentos de Arequipa, Cuzco, Puno Tacna y Moquegua, solo en su primer trimestre, los prolongados apagones sumaron 12; en el 2012 se registraron nueve. Los cortes obedecieron a problemas en el sistema de transmisión de Mantaro-Socabaya que transporta más del 50% de la energía que consume el sur del país. En el mes de febrero 2014, en la misma región se produjo una interrupción de más de una hora [4](#). Estas interrupciones se producen principalmente por la congestión de las líneas de transmisión eléctrica del centro al sur del país, debido a la ausencia de un planeamiento energético integral a mediano y largo plazo en el país; particularmente, se nota que la planificación de la transmisión a cargo del Comité de Operación Económica del Sistema Nacional Interconectado (COES) prevista en la Ley 28832 que inició la Segunda Reforma hace ocho años, no está funcionando.

II. Tipos de Subastas en el Mercado Eléctrico Peruano

En el Mercado eléctrico, en base a la LGE, se han ido implementando subastas (licitaciones) de los bienes a adjudicarse (potencia y energía) destinadas a satisfacer a los clientes regulados y libres, con prioridad en los primeros promoviéndose los contratos a largo plazo de éstos (debiendo el distribuidor

diferenciar claramente la demanda de ambos clientes) y para un plazo contractual entre generadoras y distribuidoras de menos de 5 años, solo podrán cubrir hasta el 25% de la demanda. La Ley 28832 señala además, que las licitaciones deberán ser realizadas con una anticipación no menor a 3 años, permitiendo cubrir el crecimiento de la demanda y la participación de nuevos agentes en el mercado, con un plazo máximo de abastecimiento de 20 años. El distribuidor podrá iniciar licitaciones con una anticipación menor a tres años por una cantidad no mayor al diez por ciento (10%) de la demanda total de sus usuarios regulados, a fin de cubrir las desviaciones que se produzcan en sus proyecciones de demanda 5 (el Regulador, Osinergmin, aprobará los plazos contractuales correspondientes a propuesta del distribuidor). V. Cuadro 1 de Anexo.

Según LGE, el responsable de iniciar y conducir el proceso de subasta y preparar la bases de licitación y proforma de contrato (que deben ser aprobadas por el Regulador) es el distribuidor . El tipo es de subasta inversa a sobre cerrado bajo la modalidad *pay as bid*, donde cada postor cobra el precio ofertado. El Regulador establece el precio máximo de cada subasta, el cual se mantiene en reserva (precio límite de las ofertas) y que será revelado en el caso de que no existieran ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada a un precio menor o igual al precio máximo. En el caso que no se cubra toda la demanda requerida se efectuará una nueva convocatoria dentro de un plazo máximo de treinta (30) días hábiles.

También se han realizado subastas para el suministro de energía eléctrica con recursos renovables a partir de la dación en mayo del 2008 de la *Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables* (Decreto Legislativo N° 1002) y de normas complementarias . Las subastas son convocadas y conducidas por el Osinergmin, y las Bases y la energía requerida así como la participación de cada tecnología con fuente de energía renovable para cubrir dicha energía demandada está a cargo del Ministerio de Energía y Minas (MEM). A propuesta del COES, el MEM aprueba las máximas potencias que las centrales RER eólicas pueden inyectar en las Barras del SEIN.

El MEM también puede realizar o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION) la realización de procesos de licitación de energía para clientes regulados. En estos casos, la demanda subastada debe ser cubierta en su totalidad por centrales hidroeléctricas 6 . Éstos dos últimos tipos de subastas no serán objeto del presente artículo.

III. Caso : Controversia ElectroPerú-ElectroNorte

Dentro del marco de la LGE, el 09 de octubre de 2009, las empresas distribuidoras HIDRANDINA S.A., ELECTRONOROESTE S.A., ELECTRONORTE, ELECTROCENTRO S.A. y CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C., convocaron a las empresas interesadas a participar en la Licitación (subasta) DISTRILUZ, para el período del 01 de enero de 2013 al 31 de diciembre de 2022. HIDRANDINA S.A. fue la conductora del proceso Licitación internacional para el suministro eléctrico a este grupo de

distribuidoras.

El 14 de abril de 2010 ELECTROPERÚ entregó a HIDRANDINA S.A. su oferta económica en la que -además de los precios- ofreció una potencia de 252,0 MW, la que resultó adjudicada junto a las potencias de otros generadores. Conforme con las Bases, las distribuidoras se distribuyeron esa potencia adjudicada de 252,0 MW de la siguiente manera :

- Electronoroeste S.A.	:	44,439 MW
- ELECTRONORTE	:	63,418 MW
- Hidrandina S.A.	:	89,336 MW
- Electrocentro S.A.	:	52,964 MW
- Coelvisac	:	1,843 MW
- Total	:	252,000 MW

La potencia de 63,418 MW correspondiente a ELECTRONORTE adjudicada a ELECTROPERÚ fue desagregada por la distribuidora en los valores de potencia fija y variable en los puntos de suministro y barras de entrega mostrados en el siguiente cuadro, valores que luego fueron considerados en el anexo A del respectivo Contrato. La fecha de inicio del suministro en las citadas barras de entrega fue fijada para el 01 de enero de 2013.

Puntos de Suministro	Barra	Potencia (MW)		
		Fija	Variable	Total
Chiclayo	Chiclayo Oeste 60 kV	52,848	10,570	63,418
	Carhuaquero 220 kV			
Total:				63,418

El modelo de contrato aprobado por Osinergmin y suscrito entre ELECTROPERÚ y ELECTRONORTE en el marco de la Licitación DISTRILUZ el 14 de abril del 2010, cuenta con un procedimiento específico para determinar la potencia y energía a facturar, el cual está establecido en el Anexo B de estos contratos que contiene el numeral (iv) que establece el cálculo de la Potencia contratada variable mensual a facturar por cada uno de los generadores que abastecen a la Distribuidora y, cuya interpretación es uno de los motivos de la controversia (V. anexo).

La controversia entre ELECTROPERÚ y ELECTRONORTE surge cuando el 20 de marzo de 2013, ELECTRONORTE celebró con una nueva generadora (Enersur) un *contrato bilateral sin licitación* de suministro eléctrico de una potencia total de 8,400 KW, con vigencia retroactiva desde el 01 de febrero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013, incluyendo el mismo anexo B que establece el procedimiento del reparto de la potencial variable y energía a facturar mensualmente así como un anexo A indicando el punto de suministro, barras de entrega, y potencias contratada fija y variable mensual. ELECTRONORTE incluye para el corto plazo a Enersur al conjunto de generadoras que contrató a largo plazo en el año 2010 para iniciar sus

entregas el 01 de enero del 2013 (ELECTROPERÚ, Egenor, SN Power, Termoselva, Fénix, Egemsa, SDF Energía , y Celepsa).

El resultado del generador adicional se reflejó en una menor asignación de menor potencia variable facturada a favor de ELECTROPERÚ a partir del mes de marzo del 2013 ya que ELECTRONORTE procedió también a pagarle mensualmente la factura a Enersur aplicando la fórmula de cálculo de la potencia variable del numeral iv) del anexo B del contrato; es decir, la distribución de potencia no se hizo entre las ocho generadoras que firmaron sus contratos en el 2010, sino entre nueve generadoras. Las empresas en conflicto no pudieron conciliar posiciones y solicitaron, entre octubre y noviembre de 2013, ante Osinergmin la solución al impase, el regulador encargó a un cuerpo colegiado ad-hoc de especialistas independientes de las de empresas solicitantes.

El Petitorio de ELECTROPERÚ:

Que, el Cuerpo Colegiado declare que la forma de cálculo efectuada por ELECTROPERÚ por la potencia y energía que le suministra a ELECTRONORTE de conformidad con lo establecido en el Contrato, es correcta y, en consecuencia, ordene a ELECTRONORTE que pague a ELECTROPERÚ la suma de S/. 2 043 866,32 (dos millones cuarenta y tres mil ochocientos sesenta y seis con 32/100 Nuevos Soles) por la parte de suministro de electricidad no pagado por la referida empresa, correspondiente a los meses de marzo, abril, mayo, junio y julio de 2013, así como los montos que en adelante ELECTRONORTE deje de pagar amparándose en iguales fundamentos.

Que, el Cuerpo Colegiado ordene a ELECTRONORTE el pago a ELECTROPERÚ de los intereses compensatorios y moratorios, conforme con lo establecido en el contrato de suministro de electricidad suscrito entre ambas empresas.

Petitorio de ELECTRONORTE:

Que, el Cuerpo Colegiado Ad-Hoc declare que la forma planteada por ELECTRONORTE del reparto de la potencia variable contratada entre ELECTRONORTE y ELECTROPERÚ se realice de acuerdo con lo establecido en El Contrato, el cual se ajusta a los términos contenidos en la norma "Procedimientos para las Licitaciones de Largo Plazo de Suministros en el marco de la Ley N° 28832".

El Petitorio de ENERSUR:

Que, cualquiera sea el pronunciamiento del Cuerpo Colegiado Ad-Hoc, éste no deberá perjudicar los derechos de Enersur; es decir, se debe respetar el Contrato ELECTRONORTE-Enersur específicamente, el derecho de Enersur de obtener los ingresos provenientes de la

facturación a ELECTRONORTE, en cada uno de los puntos de suministro y según lo dispuesto en el Contrato, de la potencia contratada fija, de la potencia contratada variable y de sus energías asociadas.

El Cuerpo Colegiado Ad-Hoc conformado por tres especialistas; un abogado, un ingeniero electrónico, y un ingeniero electricista (y economista). Los dos primeros emitieron un dictamen y voto conjunto, el otro emitió un dictamen discrepante y voto singular; que pasamos a explicar sucintamente.

El Dictamen en mayoría :

Se fundamenta, entre otros, en que : a) *“Los resultados de las licitaciones serían convertidos en contratos bilaterales (financieros) de largo plazo, entre los generadores ganadores de los concursos y los distribuidores y clientes libres que solicitaron participar. Los contratos de los generadores se asignarán proporcionalmente entre los distribuidores y clientes.”*; b) *“Ni el numeral (iv, del anexo B) transcrito ni el Contrato en general especifican que la potencia contratada variable mensual a facturar incluya únicamente la suministrada por las empresas participantes en la Licitación DISTRILUZ. Más bien hace referencia a las empresas generadoras que abastecen simultáneamente a la Distribuidora, y ello incluye claramente a Enersur.”* .” Lo mismo sucede con el argumento de ELECTROPERÚ respecto del orden de prelación de los contratos provenientes de la Licitación DISTRILUZ sobre los contratos suscritos fuera de esta licitación” ; c) *“En el caso materia de litis, ELECTROPERÚ va a vender al valor del Costo Marginal de Corto Plazo (mediante el mecanismo de transferencias) la energía asociada a la potencia variable que ELECTRONORTE no adquiera de esta generadora en el mercado de corto plazo administrado por el COES. Es decir, esta es una operación automática en la cual no se requieren acuerdos ni contratos previos y se vende a un precio que es ajeno a la voluntad de las empresas generadoras y que puede llegar a ser mayor al considerado en El Contrato”* ; d) *“que la asignación de potencia variable sin prelación entre contratos resultantes de licitaciones en el marco de la Ley N° 28832 y otros contratos no suscritos por esa vía (antes o con posterioridad) no vulnera los derechos de los generadores que han suscrito contratos de licitaciones pues al ser el precio contractual el resultado de sus ofertas, se entiende han internalizado en este precio el riesgo que supone la potencia variable del contrato.”*

Concluyendo que : “ la pretensión principal de ELECTROPERÚ sobre considerar que la forma de cálculo que efectúa por la potencia y energía que le suministra a ELECTRONORTE de conformidad con lo establecido en El Contrato, no es la correcta; y en consecuencia, su solicitud para que se ordene a ELECTRONORTE que pague a su favor..... debe desestimarse”” La potencia variable que se asignará entre todos los generadores sin restricción ni distinción alguno debe realizarse de acuerdo con lo señalado en el inciso (iv) del Anexo B de El Contrato”.

El dictamen en minoría :

Fundamentación : la Ley N° 28832 mostró desde sus inicios defectos (Luyo, 2008). Recientemente con la controversia entre empresas de generación y de distribución que están acudiendo a los órganos de solución de controversias del regulador peruano (Osinergmin), se puede observar que la Ley N° 28832 está induciendo otras fallas de mercado producto de su principal reforma: las subastas de contratos para el mercado regulado; como señalaré a continuación.

El presente caso, que casi simultáneamente se replica en un grupo de casos actualmente para resolución del Regulador a través de los órganos de solución de controversias, he observado lo siguiente:

- Se están tratando equiparar contratos diferentes bajo la consideración de que la “norma no lo impide”. Es decir, que el contrato a plazo -El Contrato- tiene igual tratamiento que el contrato bilateral -El Contrato ELECTRONORTE-Enersur-. También , considerar que el incumplimiento de los contratos en el mercado a plazo pueden resolverse en el mercado de corto plazo o al contado.

Esta aseveración por algunos especialistas en regulación económica pierde de vista lo siguiente:

- En este caso, el contrato a plazo y el contrato bilateral son muy diferentes, entre otras características, el primero es el resultado de un concurso público (subasta supervisada por Osinergmin) que compromete a aquellos generadores y distribuidoras contratantes a cumplir con el suministro-compra de una parte de la demanda subastada (potencia total -fija y variable-, y energía asociada); mientras que el contrato bilateral es de carácter privado y sin concurso y compromete solo a un generador y la distribuidora.
- Adicionalmente, en los contratos a plazo, como en el presente caso, se debe tomar en cuenta la fecha en que se acordó, es decir, el tiempo de anticipación a la fecha en que debe iniciar el suministro eléctrico comprometido y el lapso de este compromiso. En este caso, el contrato se suscribió en abril de 2010 para iniciar el suministro el 01 de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2022. Mientras que El Contrato ENERSUR suscrito por la misma distribuidora pero con un nuevo generador que no participó en la subasta de 2010, éste se hizo en marzo de 2013 para suministro-compra hasta el 31 de diciembre del mismo año, y que solo debe comprometer a ELECTRONORTE y Enersur en los términos de un contrato privado para cubrir una parte de la demanda faltante que la distribuidora ha estimado.

Estos errores de interpretación se deben, entre otros, a que:

- No se tomado en cuenta que la Ley N° 28832 se basa en el espíritu contenido en el Libro Blanco que fue sustento de la misma , y que textualmente señala:

El mercado peruano es de tamaño reducido y su estructura de relativa **concentración en unos pocos agentes** requiere la introducción de medios que **posibiliten la competencia por el mercado** como *alternativa de respaldo a la competencia en el mercado (que podría tomar mucho tiempo desarrollar)*. La forma de lograr esto es propiciar **la realización de licitaciones** para la suscripción de contratos de abastecimiento de generadores a distribuidores a precios firmes. Esto deberá realizarse abriendo las posibilidades de ingreso de nuevos generadores.

*Se debe implementar un sistema de verificación de la existencia de contratos para cubrir la demanda prevista con, **por lo menos, tres años de anticipación**; si se identifica una falta de contratos para cubrir la demanda se debe convocar a un proceso de licitación pública para suscripción de contratos a precios firmes.*

- Más aún, se debe tener en cuenta la anticipación con que se adoptan los compromisos contractuales y el lapso de su vigencia, lo que tiene íntima relación con la **incertidumbre** debido a la volatilidad de los precios de la electricidad y el **riesgo** que asumen las empresas. La incertidumbre-riesgo son mayores cuanto el compromiso a honrar se adopta con mayor anticipación.
- Un elemento a confusión introducido por el regulador ha sido formular un modelo de contrato para las licitaciones de abastecimiento eléctrico del mercado regulado, que incluye una expresión matemática con criterio ingenieril (Anexo B), donde se “distribuye” una parte de la potencia (potencia variable) licitada; es decir, con esto se quería cubrir la demanda imprevista. Más aún, induce a interpretaciones distorsionadas como que: se puede fragmentar el contrato en dos componentes contrapuestos: uno , relacionado con la potencia contratada fija que es de obligatorio cumplimiento por las partes; y otro, relacionado con la potencia variable requerida por una de las partes (el distribuidor) en el cual el distribuidor **tiene el derecho pero no la obligación** de comprar a los generadores en cumplimiento estricto del contrato (a plazo) firmado años antes, incluso puede firmar posteriormente un contrato (bilateral) privadamente con otro generador redistribuyendo unilateralmente el total su compra de potencia variable, simulando así la “existencia “ adicional de un **contrato de opción de compra**. Un contrato a plazo como el suscrito - El Contrato- **es de obligación y cumplimiento integral, no parcial**, por los contratantes. Estas distorsiones deben resolverse utilizando mecanismos de mercado, cuando una distribuidora estime que en el corto plazo (menos de un año) va a tener déficit, se debe convocar **subastas de ajuste**; es decir , con licitaciones de contratos a corto plazo previsto en el numeral 5.2 de la ley N° 28832.

- Otro elemento de confusión, ha sido que en el presente caso, el contrato bilateral -El Contrato ENERSUR- ha introducido o copiado el mismo Anexo B que el utilizado en el contrato a plazo en la subasta del 2010. Por lo tanto, al aplicar la misma fórmula de distribución de la potencia variable a la manera de **un contrato bilateral físico** (el anexo A del Contrato fija el punto de suministro, barras de entrega , y la potencia fija y variable) con fines de facturación,ha simulado reemplazar administrativamente al Operador (COES) realizando un “re-despacho” privadamente incluyendo un nuevo generador en la distribución original comprometida en el contrato a plazo de 2010 .
- En los cuadros comparativos presentados por ELECTRONORTE de la distribución de potencia fija y variable aplicando la fórmula del Anexo B (según ELECTROPERU y según DISTRILUZ (ELECTRONORTE), en los meses de marzo a junio 2013; se observa que no se ha producido déficit en el cubrimiento de la demanda de ELECTRONORTE si se aplica el contrato a plazo de 2010, excepto en marzo (0.24 %); por lo que **no ha sido necesario concertar un contrato bilateral con otro generador**, salvo que el objetivo haya sido sacar ventaja del diferencial de precios en el mercado regulado, pero, se debió respetar los compromisos contractuales vigentes desde el 2010, y contratar privadamente solo por la demanda deficitaria que se haya estimado con la debida anticipación.
- También, ENERSUR ha tenido ventaja de no tener competencia, ya que ha “competido” en un mercado regulado cuyo precio se mantenía fijo durante todo el periodo contractual (febrero-diciembre 2013) y por lo tanto la **incertidumbre era nula**; por otro lado, el precio firme resultado de la subasta pública de 2010 era mayor que el precio en el mercado eléctrico regulado en el 2013 que es un incentivo, según el propósito de la LGE, para la inversión en nueva oferta eléctrica y lograr a mediano plazo la seguridad energética del país, por sobre el interés comercial de alguna empresa del sector energía.

Finalmente, a modo de conclusión señalo lo siguiente:

La Segunda Reforma está produciendo nuevas fallas de mercado en el sector eléctrico peruano.

Recordamos que, el suministro eléctrico en un mercado eléctrico competitivo, es un proceso que consiste en la ejecución de una sucesión de mercados, empezando por los de plazo de compromiso más antiguo, hasta el mercado del día anterior al despacho, siguiendo el mercado de ajuste diario y finalmente el despacho en tiempo-real a cargo del COES.

Se está observando que, las reformas en el sector eléctrico también han traído consigo problemas adicionales ya que, por ejemplo, funcionarios del organismo regulador han pasado a ser altos funcionarios o representantes de aquellas empresas que antes regulaban y supervisaban y por lo tanto, como en

el presente caso, representan a sus dueños; es lo que se denomina en regulación económica *revolving doors*.

Que, ***un error o errores no genera derecho***.

Que la empresa distribuidora ELECTRONORTE ha cometido las siguientes acciones:

- Ha suscrito unilateralmente un contrato en el 2013 con una nueva generadora (ENERSUR), estando en plena ejecución un contrato suscrito en el 2010 después de una subasta pública con un grupo de generadoras.
- El contrato firmado en marzo del 2013 es una réplica del modelo de contrato firmado en el 2010 que incluye en su Anexo B la misma fórmula de distribución de potencia a suministrar por las generadoras (que involucra a las mismas generadoras firmantes del contrato del 2010 sin su conocimiento y consentimiento); este anexo no es aplicable en este caso y no debió introducirse.
- Que el contrato suscrito con ENERSUR debió ser solo por el monto faltante para cubrir la demanda mayor estimada por ELECTRONORTE; es decir, por la demanda residual resultante después de la ejecución de los contratos de suministro firmados con anterioridad.

Considerando todo lo expresado, para que se posibilite la competencia en el mercado eléctrico peruano utilizando mecanismos de mercado, evitándose la especulación y otras fallas; sugerimos se considere por el ente Reulador la conclusiones previas para medidas necesarias a adoptar.

Por tanto, el presente caso debe resolverse a favor de ELECTROPERÚ.

REFERENCIAS

LGE, *Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*, ley N° 28832, Lima, 23 de julio del 2006

Luyo, J.E., *Crónica de una Crisis Anunciada en el sector Eléctrico en Perú*; Reportes CienciaPeru.Lima, Feb. 2009.

Luyo, J.E., *Crisis de las Reformas, Poder de Mercado y Mitigación en el Mercado Eléctrico Peruano*, Revista del Instituto de Investigaciones Económicas y Sociales, IECOS-UNI, No 5, Año III, febrero 2008.

Res. Cuerpo Colegiado Ad-Hoc ,OSINERGMIN N° 009-2014-OS/CC-79,Lima, 01 de abril de 2014.

Lima, 28 de julio del 2014

[1](#) Decreto de Urgencia N° 046-2007 , del 25-11-2007.

[2](#) Ley N° 201790, Lima, 3-01-2008.

[3](#) Resolución Ministerial N° 068-2012-MEM/DM , Lima, 10 de febrero 2012 . **Sistema Eléctrico Nacional es declarado en Situación Excepcional**, Expreso, Lima, 20 de febrero 2012.

[4](#) La República, Lima, 27 de febrero del 2014.

[5](#) Art. 5, Ley 28832

[6](#) D.U. 032-2010 MEM/DM; R.M 564-201 MEM/DM

JAIME E. LUYO

Graduado con "Distinción Unánime" en la UNI, Doctor en Economía en UNMSM, Master of Science , Rensselaer Polytechnic Institute, USA. Director , *Competitiveness and Sustainable Development Institute* , y Profesor de Posgrado de la UNI. Mención Honrosa del *Premio Graña y Montero a la Investigación en Ingeniería Peruana 2010*. Primer Premio del *X Congreso CONIMERA* y del *VI CONIMERA*. "Ingeniero del Año", 1996. Libros : " *El Sector Energía en Perú: Reformas, Crisis, Regulación e Integración Regional*"(2012); " *La Seguridad Energética, Un Reto para el Perú en el Siglo XXI*" (2008), y " *Teoría de Control Automático* " (2005). Registrado en " *Who's Who in Science and Engineering*", USA. Miembro electo al Consejo Editorial (Editorial Board) of the *American Journal of Energy Research*, USA. Ha sido Director de Planificación de la UNI, y Decano de la UNMSM.

ANEXO

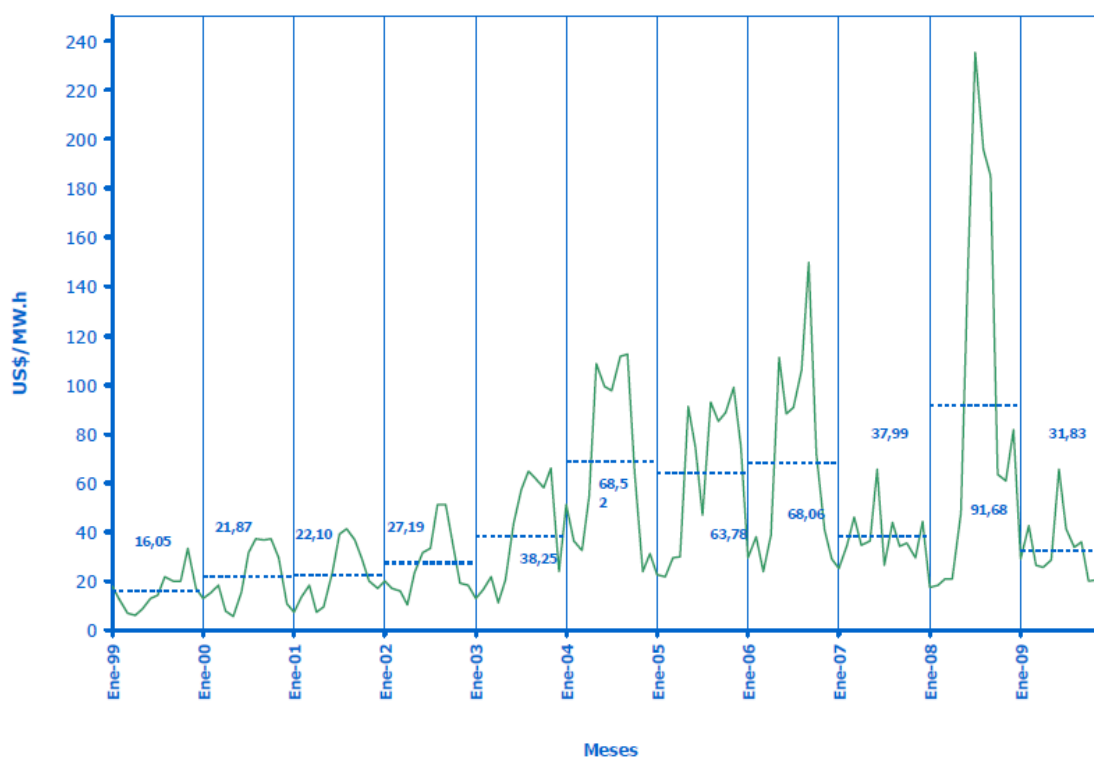
Cuadro 1. Tipos de licitación para el suministro de energía

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Largo Plazo (LGIG)	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Servir de herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	

Fuente: Osinergmin

Fig.1 . La Crisis del 2008 y el 2004

**COSTO MARGINAL PROMEDIO ANUAL DEL SEIN
(EN BARRA DE REFERENCIA SANTA ROSA)**



Fuente: Estadísticas 2009.COES

Anexo B del Contrato entre ElectroPerú y ElectroNorte

Para determinar la Potencia Contratada que se atribuirá a EL GENERADOR para efectos de la facturación mensual se aplicarán los siguientes criterios:

- i) La potencia a tomar en cuenta en la facturación es la Demanda Máxima Mensual.*
- ii) Si la potencia suministrada total a LA DISTRIBUIDORA, coincidente con la Demanda Máxima Mensual, fuese menor o igual que la sumatoria de las Potencias Contratadas Fijas Mensuales, incluido EL GENERADOR, El GENERADOR facturará la Potencia Contratada Fija Mensual.*
- iii) Si la potencia suministrada total a LA DISTRIBUIDORA coincidente con la Demanda Máxima Mensual fuese mayor que la sumatoria de las Potencias Contratadas Fijas Mensuales, se facturará la Demanda Máxima Mensual hasta el límite de la Potencia Contratada.*
- (iv) En caso que la Demanda Máxima Mensual sea suministrada por varias empresas de generación, la Potencia Contratada Variable Mensual a facturar por cada uno de los generadores que abastecen simultáneamente a **LA DISTRIBUIDORA**, en esta modalidad de potencia, será calculada en el mes correspondiente de acuerdo a lo siguiente:*

- a) *Cálculo del requerimiento de potencia variable: La potencia variable requerida por **LA DISTRIBUIDORA**, en un determinado mes, es la diferencia entre la Demanda Máxima Mensual de dicho mes, y las potencias de aquellos suministradores, incluido **EL GENERADOR**, con quienes **LA DISTRIBUIDORA**, ha contratado la modalidad de potencia contratada fija mensual (para **EL GENERADOR** son los valores que figuran en el cuadro A-1 del Anexo A), de acuerdo con lo siguiente:*

$$PV_t = D_t - \sum_{j=1, T} PCF_{tj}$$

Donde:

- PV_t : Requerimiento mensual de potencia variable de **LA DISTRIBUIDORA**.
 D_t : Demanda Máxima Mensual de **LA DISTRIBUIDORA** en el mes t.
 PCF_{tj} : Potencia contratada Fija Mensual con el suministrador j, para el mes t, incluido **EL GENERADOR**.
 T : Período contractual (expresado en meses)

- b) *Cálculo de la Potencia Contratada Variable Mensual a facturar: La Potencia Contratada Variable Mensual a facturar por **EL GENERADOR** en un determinado mes, se calcula prorrateando la potencia variable requerida por **LA DISTRIBUIDORA** (calculada con la fórmula anterior), entre aquellos suministradores, incluido **EL GENERADOR**, con quienes **LA DISTRIBUIDORA** ha contratado la modalidad de potencia contratada variable mensual, de acuerdo con lo siguiente:*

$$PV_g = PV_t \times \frac{PCV_{tg}}{\sum_{j=1, T} PCF_{tj}}$$

Donde:

- c) PV_g : Potencia Contratada Variable Mensual a facturar por **EL GENERADOR** a **LA DISTRIBUIDORA**, hasta el límite establecido en el Anexo A, para el mes t.
d) PV_t : Requerimiento mensual de potencia variable de **LA DISTRIBUIDORA**, para el mes t, calculado con la fórmula del literal (a) anterior.
e) PCV_{tg} : Potencia Contratada Variable Mensual con **LA DISTRIBUIDORA**, valor que figura en el Cuadro A-1 del Anexo A para el mes t.
f) PCV_{tj} : Potencia Contratada Variable Mensual con el suministrador j, para el mes t, incluido **EL GENERADOR**.
g) T : Período contractual (expresado en meses).