UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

ESCUELA DE POSTGRADO

MAESTRIA EN REGULACIÓN

**Ineficiencias Regulatorias en la Planificación del Sector
Eléctrico, a propósito de la denominada “Guerra
Eléctrica”**

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Para optar el grado académico de Maestro en Regulación

AUTOR

Mendiola Flórez, David Enrique Serafin (0000-0002-6365-9545)

ASESOR DE TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Vigil Cornejo, Fernando Rafael (0000-0002-0471-601X)

Lima, 8 de marzo de 2018

RESUMEN EJECUTIVO

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar el origen, síntomas y propuestas de mejora sobre algunos problemas que vienen afectando el mercado eléctrico y que consideramos son decisiones del Estado convertidas en ineficiencias regulatorias. Hemos acotado la presente investigación a los problemas que sustentan un público enfrentamiento entre empresas del sector, lo que ha llevado a cierto sector de la prensa referirse a una “Guerra Eléctrica”.

Para ello, presentamos un Marco Histórico sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en el Perú, acotado desde las reformas de primera generación ocurridas en 1992 hasta la actualidad. Aquí se pueden apreciar las razones por las que el Estado asumió la promoción de gas natural para generación eléctrica y creó mecanismos por los cuales mitigó el riesgo para las inversiones en generación.

Hemos identificado como principal problema a la sobre oferta en generación. A noviembre de 2017 se calculaba un margen de reserva (exceso de oferta) que llegaba al 70%, cuando el propio Estado a través de OSINERGMIN había establecido que una reserva saludable para nuestro sistema debiera estar en 23.45%. Este problema derivó a su vez en otros dos. El primero es que las empresas generadoras de electricidad con gas natural vienen presentando costos de producción artificiales para obtener un mejor lugar en el orden de despacho de la electricidad. El segundo problema es la migración de clientes regulados al mercado de clientes libres por los menores precios que este último les ofrece, dejando sobre contratados a los distribuidores.

Resulta imperativo resolver esta distorsión obligando a las centrales de generación con gas natural a presentar sus costos reales de producción. Con dicha disposición, el precio de mercado de la electricidad se estabilizará y brindará las señales adecuadas para los agentes del sector eléctrico. De esta manera también se cumplirá con el mandato establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas: que las unidades de menor costo de producción sean las primeras en despachar energía.

Asimismo y dada la situación de sobre oferta, el mecanismo de licitaciones llevado a cabo por PROINVERSION para el aseguramiento de la oferta debe ser dejado de lado pues ha demostrado no calzar con las expectativas de demanda de energía. Contar con un precio de la energía real, producto de la oferta y demanda, es la mejor señal para que los inversionistas decidan iniciar o no futuros proyectos de generación. Se debe reevaluar la utilización de este mecanismo.

Finalmente, en lo que respecta a las pérdidas de las empresas de distribución eléctrica, propugnamos la creación de un mecanismo que efectivice el principio de *pass through* en la actividad, con lo cual estas pérdidas serían trasladadas a quienes se hayan visto beneficiados por el artificial bajo precio de la electricidad, es decir, los usuarios libres.

Palabras clave: Electricidad, sobreoferta, generación, distribución, costo marginal, cliente regulado, cliente libre, empresas eléctricas.

SUMMARY

The following thesis's objective is to evaluate the origin, symptoms and improvement proposals regarding some the issues that have been affecting the electricity market and that we consider as Government's decisions turned into regulatory inefficiencies. We have pointed this investigation to the problems that sustain a public confrontation between the electric companies, what has led to certain press sector to refer to it as an "Electric War".

Consequently, we present a Historical Framework about the operation of the electric market in Peru, from the first generation reforms until now. Here is possible to acknowledge the reasons why the Government took over the promotion of natural gas for electricity generation and created mechanisms with which it reduce the risk for investments in generation.

We have identified the oversupply that is being generated as the main problem. In November 2017 the reserve margin (excess supply) was estimated to be 70%, although the Government itself through OSINERGMIN had established that a healthy reserve for our system had to be at 23.45%. This issue turned in to other two. The first one is that the power generation companies that use natural gas have been showing artificial production costs in order to obtain a better place in the order of electricity dispatch. The second problem is the migration of regulated clients to the market of non-regulated clients on account of the lower prices that the latter offers, leaving the distributors overbooked.

It is imperative to solve this distortion forcing power generation plants to show their real production costs. Therefore, the market price of electricity will stabilize and provide accurate signals for the electricity sector agents. This way, the order established in the law, that is, the low cost companies are the first to dispatch energy, will be fulfilled.

Likewise and given the oversupply situation, PROINVERSION activity to secure the offer must be left aside because it has shown not meeting the power demand expectations. Having a real energy price, product of supply and demand, is the best sign for the investors

to decide if initiating or not future generation projects. The use of this mechanism must be reevaluated.

Finally, regarding the electricity generating companies' losses, we advocate the creation of a new mechanism that makes the *pass through* principle effective, consequently this losses would be transferred to those who have benefited with the artificial price of electricity, that is, the non-regulated clients.

Keywords: Electricity, overbooked, generation, distribution, marginal cost, regulated clients, non-regulated clients, electricity companies

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	1
Índice de Figuras	3
Introducción.....	4
MARCO HISTÓRICO	6
La reforma del sector eléctrico de 1992	6
La sequía del 2004: Los retiros sin contrato.....	10
Los Costos Marginales	10
La Tarifa en Barra.....	10
Camisea y la generación con gas natural.....	12
El libro blanco y las reformas de segunda generación.	14
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	17
Una descripción general a los problemas que sustentan la denominada “Guerra Eléctrica”.	17
Principales problemas de la presente investigación.	18
Sobreoferta de generación	18
El precio de mercado de la electricidad.....	20
Migración de usuarios libres y sobrecontratación.	21
MARCO TEÓRICO	25
Apuntes sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peruano.....	25
El Mercado Mayorista en el Perú	25
El Mercado de Corto Plazo o Mercado <i>Spot</i>	26
Intervenciones regulatorias del Estado y su correlación directa en la planificación del sector eléctrico.....	28
La demanda estancada y la promoción estatal de proyectos eléctricos.....	29
El principio de <i>pass through</i> en la actividad de distribución eléctrica.....	35
Declaración del precio del gas y su impacto en el mercado eléctrico.	37
El MEM y la convalidación sobre la declaración de costos.....	43

MARCO CONCEPTUAL	49
Conceptos y Definiciones	49
PROPUESTAS DE MEJORA.....	52
Dejar sin efecto las futuras licitaciones para suministro de electricidad a cargo de PROINVERSION.....	52
La declaración de costos variables de las centrales a gas natural debe ser auditada.	53
El costo de la sobre contratación de potencia debe ser asignado a los Usuarios Libres. .	54
Se debe modificar el rango de elección de potencia para migrar de Usuarios Regulados a Usuarios Libres.....	55
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	57
BIBLIOGRAFÍA	59
ANEXO 1	61

Índice de Figuras

Figura 1. Evolución de la matriz energética en el sector eléctrico	14
Figura 2. Margen de Reserva de Generación del SEIN.....	19
Figura 3. Producción de energía eléctrica y crecimiento del PBI	30
Figura 4. Compra de Energía de algunos generadores a gas en el Mercado Spot.....	42
Figura 5. Comparación entre el Costo Marginal Promedio y el Precio en Barra	43
Figura 6. Declaración de precio único efectuada por ENGIE para su central Chilca 1	47
Figura 7. Declaración de precio único efectuada por KALLPA para su central Kallpa.	48

Introducción

La reforma del sector eléctrico peruano, llevada a cabo desde el año 1992 con la dación de la Ley de Concesiones Eléctricas, significó una apuesta por un modelo de desintegración vertical sobre las actividades de la industria (generación, transmisión y distribución), así como por la introducción de competencia en aquellos segmentos de la actividad en que la misma pudiera desarrollarse.

Este cambio de paradigma pasó también por la adopción de políticas de liberalización económica y la reinserción del Perú en la economía internacional.

Han pasado 25 años desde entonces y muchos cambios en la regulación del sector eléctrico peruano. Varios de ellos obedecieron a coyunturas, que si bien particulares, terminaron demostrando que el modelo peruano requería de ajustes para su óptimo funcionamiento. Es así, que producto de un período de sequías que alteró de sobremanera el funcionamiento de este mercado, durante el año 2006 se produjeron las denominadas reformas de segunda generación, teniendo como estandarte la dación de la Ley para el Desarrollo de la Generación Eficiente.

Si bien las normas en mención resolvieron la mayoría de los grandes problemas entonces existentes, lo cierto es que hoy nos encontramos ante un mercado en el que existe (i) una gran capacidad de reserva disponible, (ii) un precio de mercado (*precio spot*) a niveles menores al costo de producción eficiente de la electricidad; y, (iii) problemas aquejados por empresas generadoras y distribuidoras, razones que han llevado a señalar la existencia de una guerra virtual o “Guerra Eléctrica” entre actores del sector. Es objetivo del presente trabajo a analizar estos problemas y alcanzar alternativas de solución.

Para ello, en el Primer Capítulo presentaremos un Marco Histórico sobre el funcionamiento del mercado eléctrico en el Perú, detallando las principales características de las reformas ocurridas en dicho mercado así como los sucesos que motivaron dichas reformas.

En el Segundo Capítulo vamos a describir cada uno de los problemas causantes de la actual controversia entre empresas del sector eléctrico, identificando el problema principal y los problemas accesorios a este.

Una vez identificados los problemas, el Tercer Capítulo presenta el Marco Teórico con una descripción sobre el funcionamiento del Mercado Mayorista y el Mercado de Corto Plazo, así como de aquellas decisiones públicas que constituyen Ineficiencias Regulatorias pues han dado origen a los problemas antes mencionados.

En el Cuarto Capítulo presentamos el Marco Conceptual con los conceptos más relevantes aplicables al presente estudio.

Las propuestas de mejora a manera de alternativas de solución a la problemática descrita serán presentadas en el Quinto Capítulo, para luego finalizar con las Conclusiones y Recomendaciones.

MARCO HISTÓRICO

La reforma del sector eléctrico de 1992

Como parte de las reformas emprendidas durante el gobierno de 1990 a 1995, se evidenció la apertura del Perú a las inversiones, con recordados procesos de privatización o de promoción de la inversión privada. El sector eléctrico peruano no fue ajeno a ellos, siendo involucrado activamente debido a la urgencia por una mejora en la calidad y alcance del servicio (Bonifaz, 2001, p.17).

La reforma del sector eléctrico involucró tres etapas (Santivañez, 2001, p. 25-33):

- La primera consistió en la adopción del nuevo modelo regulatorio, con la promulgación del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE)
- La segunda consistió en la reestructuración y reorganización de las compañías eléctricas estatales verticalmente integradas a fin de convertirlas en compañías de generación, transmisión o distribución.
- Por último, la tercera etapa correspondió a la privatización de las compañías eléctricas estatales reestructuradas, proceso que empezó en 1994 y se interrumpió en 2001.

Formalmente, la reforma inició en noviembre de 1992 con la dación de la antes mencionada LCE, norma que desarrolló los siguientes aspectos (Huapaya y Sánchez, 2016):

- Desintegración vertical de la industria

Se definen tres segmentos para la actividad: generación, transmisión y distribución. Asimismo, se incorporan elementos de regulación para la competencia, tales como

competencia en generación, *open access* sobre las redes, políticas de no discriminación y control de fusiones previo en el sector.

- Competencia en generación

La LCE establece un sistema de despacho basado en los costos variables de generación, con la finalidad que las unidades de menor costo ingresen primero y las de mayor costo en forma posterior. Este es el principio de eficiencia en la producción de electricidad.

- Una apuesta por el planeamiento privado

La LCE busca la planificación de los principales sistemas de transmisión por parte de agentes privados y aprobados por el Estado. Lo mismo ha ocurrido en los últimos años con algunos proyectos de generación eléctrica.

- Operación de los sistemas interconectados

La LCE señaló que los sistemas interconectados (en la actualidad es uno solo) deberán contar con un comité de operación económica, conformado por empresas de generación y transmisión. Este comité programa la operación y mantenimiento de las instalaciones interconectadas, con la finalidad de contar con una adecuada operación del sistema y al menor costo. Además, estos COES administra los sistemas de compensaciones o transferencias entre generadores.

- Monopolio en la distribución y Usuarios Libres

Dado que la empresa distribuidora se desempeña bajo un monopolio natural, la LCE reconoció dicha situación y estableció que los usuarios ubicados dentro de su ámbito (zona de concesión) únicamente pueden acudir a la empresa distribuidora que preste allí el

servicio. El precio de la electricidad para dichos usuarios es fijado administrativamente por OSINERGMIN y se denomina Precio en Barra.

Distinta es la situación de aquellos usuarios que consumen grandes cantidades, denominados Usuarios Libres, los que pueden negociar y comprar directamente su energía a los generadores y también a los distribuidores.

- Mercado de Corto Plazo o *spot*

La LCE prevé un mercado *spot* de energía eléctrica a partir del despacho al que acceden solo las compañías de generación. En este mercado, las generadoras venden o compran electricidad, según su despacho sea mayor o menor que las obligaciones de suministro de energía eléctrica que han asumido con sus clientes.

- Régimen de títulos habilitantes

La LCE establece un Régimen de títulos habilitantes (concesiones y autorizaciones) para todos los agentes del sector. Estos títulos son otorgados por el Ministerio de Energía y Minas.

Los actores que participan en el modelo establecido por la LCE son:

- Ministerio de Energía y Minas (MEM)

El MEM es el órgano político rector del sector eléctrico en el Perú. Tiene como funciones elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector energía, así como dictar las normas generales del sector y velar por su cumplimiento

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN)

El OSINERGMIN es un organismo adscrito a la Presidencia del Consejo de Ministros que tiene por objeto la función de supervisión y fiscalización de las actividades en el sector eléctrico (también de hidrocarburos y minería).

Dentro de sus potestades otorgadas por ley, OSINERGMIN ejerce las funciones normativa, reguladora, supervisora, fiscalizadora y sancionadora, de solución de controversias y de solución de reclamos de usuarios.

- Comité de Operación Económica del Sistema - COES

Se encarga al Comité de Operación Económica (COES) que coordine el despacho y funcionamiento del sistema bajo estándares de eficiencia y menor costo. Entre las diversas funciones que se le han encargado, resaltamos la de programar el despacho de las unidades de generación del SEIN bajo el criterio que aquellas unidades que tengan menor costo marginal sean las encargadas de ingresar con antelación por el principio de eficiencia.

- Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI)

Dado que el esquema establecido en la LCE propugna la existencia de competencia en los segmentos de la actividad en que se pueda desarrollar, se estableció además en 1996 mediante Ley N° 26876, Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico, la necesidad de que las concentraciones empresariales en el sector deban ser aprobadas previamente por INDECOPI. Cabe resaltar que ninguna otra actividad en el Perú requiere del control previo de fusiones.

No obstante un adecuado funcionamiento del modelo durante su primera etapa, la LCE resultó insuficiente de cara a los nuevos escenarios presentados. Nos referimos en particular a los sucesos ocurridos en el año 2004.

La sequía del 2004: Los retiros sin contrato

Como detalladamente ha señalado el Informe MEM-OSINERG, producto del trabajo encargado por la Ley N° 28447, *“la sequía del año 2004, puso en evidencia un conjunto de problemas relacionados con la seguridad del abastecimiento que revelan la insuficiencia de la capacidad o potencia firme como medida de la seguridad del sistema”* (MEM-OSINERG, 2005, p. 21).

A efectos de explicar esto, es necesario hacer un breve recuento de los factores que desencadenaron el período conocido como “retiros sin contrato”:

Los Costos Marginales

El período de sequía trajo consigo que el precio del costo marginal de la energía se incrementara por el ingreso de centrales más costosas (básicamente térmicas que usaban diésel como insumo). Ante este escenario, existieron desacuerdos entre empresas generadoras y distribuidoras pues las primeras buscaban firmar contratos a precios entonces elevados (cerca al precio del mercado *spot*), mientras que las segundas buscaban firmar contratos a precio o tarifa en barra (fijado por OSINERGMIN).

La Tarifa en Barra

Según el artículo 47° del texto original de la LCE, para la fijación de Tarifas en Barra, cada COES efectúa los cálculos correspondientes de la siguiente forma:

- Proyecta la demanda para los próximos 48 meses y determina un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período.

- Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el período de estudio, tomando en cuenta las series hidrológicas históricas, los embalses, costos de combustibles y la Tasa de Actualización de la LCE.
- Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema para el programa de operación antes señalado.
- Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el período de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda proyectada.
- Incorpora otros patrones de cálculo adicionales.

Como se aprecia, la Tarifa en Barra es el precio al que los Distribuidores debían colocar la electricidad generada a los usuarios del Servicio Público de Electricidad. Se trata de un precio administrativo fijado por OSINERGMIN de acuerdo a proyecciones y costos esperados a futuro con la finalidad de que se acerque lo mejor posible al costo marginal del sistema; es decir, al costo real. Dada esta naturaleza de precio fijado por el Estado, el mismo llegó a hacerse insostenible ante coyunturas como una gran elevación de los costos marginales.

Esta tarifa o precio en barra no es *per se* una regulación inadecuada. Ha sido necesaria como precio límite y objetivo para los usuarios regulados, el cual, según la propia LCE, tiene el carácter de servicio público. No obstante, la realidad superó los cálculos efectuados por el Estado respecto a este precio.

Como se ha señalado respecto a esta etapa de “retiros sin contratos”, “(...) *existen pocas probabilidades de obtener valores de Precios en Barra que coincidan con los costos marginales de corto plazo. En tanto los Precios en Barra resulten superiores a los costos marginales de corto plazo, no habrá dificultades en lograr contratos de abastecimiento a precios regulados*” (MEM-OSINERG, 2005, p. 23).

Los costos marginales de corto plazo deben ser entendidos como los precios de mercado de la energía y potencia que se transan a cada momento. Son determinados por el COES cada quince minutos.

Siendo nuestro sistema en el año 2004 muy dependiente del agua como insumo para generar electricidad, era claro que los años en los que el recurso hídrico faltase, los precios se incrementarían por la escasez del recurso. Justamente ello ocurrió durante el año 2004, en que producto de una intensa sequía, los costos marginales fueron mayores que los estimados para el cálculo de la tarifa en barra, llegando a superar hasta en 5 veces el valor estimado (MEM-OSINERG, 2005, p.26).

Esta situación, era un incentivo para que los generadores firmen contratos de corta duración (dos o tres años) dado que no existían incentivos para suscribir contratos a mayor plazo por la inestabilidad del precio de la energía.

Una de las medidas que se adoptó como consecuencia de estos hechos, fue la dación del Decreto de Urgencia N° 049-2008. Dicha norma creó el concepto de “costos marginales idealizados” y permitió que las empresas distribuidoras retiren energía del sistema sin tener contratos. Para ello, dispuso que la diferencia entre los costos variables de operación en que incurran las centrales y los “costos marginales idealizados” sea cubierta mediante un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

Dicha norma fue aprobada originalmente con una vigencia que se extendía hasta el 31 de diciembre de 2011; no obstante, sucesivas prórrogas la mantuvieron vigente hasta el 1° de setiembre de 2017.

Camisea y la generación con gas natural.

La llegada del gas natural de Camisea a Lima en agosto de 2004 significó también el inicio de su operación comercial. Además del uso industrial y domiciliario que se le dio al mismo, Camisea cambió la matriz energética del país.

Dado que se trataba de una industria incipiente, el Estado aseguró diversos mecanismos para que el proyecto fuera viable y atractivo para los inversionistas. Un ejemplo de ello lo encontramos en la Ley N° 27333, Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural, la cual creó un mecanismo de compensación llamado Garantía por Red Principal (GRP) que era pagado como un cargo por todos los usuarios del sistema con la finalidad de garantizar los ingresos por la utilización del ducto de gas entre Cusco y Lima. La justificación a dicha política fue que la llegada del gas a Lima iba a asegurar la generación de electricidad con dicho insumo (confiabilidad) y disminuir el precio de la energía, lo que en efecto ocurrió.

Como señalan Dammert y Molinelli, *“Dicho mecanismo ha permitido minimizar el riesgo o incertidumbre sobre la demanda futura de gas natural (ingresos futuros) propio de un mercado nuevo en el uso de este combustible, lo cual ha redundado en una menor tasa de financiamiento por parte de las empresas concesionarias y consecuentemente en un menor costo de inversión y de tarifas para todos los consumidores de gas natural”* (2006, p. 33).

Como se puede apreciar en la *Figura 1*, extraída del Libro “La Industria del Gas Natural en el Perú, A diez años del Proyecto Camisea”, *“(…) antes del ingreso de Camisea, sólo 4% de la energía eléctrica estuvo producida por GN, proveniente de los yacimientos de la Costa norte y Aguaytía. Sin embargo, en el año que inició operaciones, hubo un incremento de la participación del GN en la generación, pasando a concentrar 10% de la producción eléctrica. En los últimos 10 años, la tendencia de la participación del GN ha sido creciente. En 2013, el GN representó 43% de la matriz energética de electricidad, convirtiéndose en uno de los pilares que sostiene el Sistema Eléctrico Interconectado”* (Osinermin, 2014, pág. 185):

Gráfico 10-11

Evolución de la matriz energética del sector eléctrico peruano

Fuente: GART-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Figura 1. Evolución de la matriz energética en el sector eléctrico

La importante cuota de participación de la generación con gas natural trajo consigo mayor competencia en este segmento. Es importante recalcar ello pues las medidas adoptadas para fomentar la generación termoeléctrica, van a generar ciertas ineficiencias regulatorias con el paso de los años y la evolución de los mercados, lo que será tratado posteriormente.

El libro blanco y las reformas de segunda generación.

La Primera Disposición Final de la Ley N° 28447, publicada el 30 de diciembre de 2004, creó una “Comisión para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, a cargo del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN. La comisión tenía que elaborar un proyecto de ley destinado a asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica mediante:

- Incorporación de mecanismos de mercado;

- Mecanismos de mitigación de riesgos a través de precios firmes;
- Desarrollo de nuevas inversiones de generación;
- Competencia por el mercado; y,
- Criterios para el tratamiento de las conexiones internacionales.

Como resultado de ello, en el 2006 se aprobó la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (LDE), norma que tiene como objeto:

- 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;
- Reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado;
- Adoptar las medidas necesarias para propiciar la efectiva competencia en el mercado de generación; e,
- 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.

Para ello, la LDE propugnó:

- Un sistema de licitaciones que incentive la suscripción de contratos de suministro eléctrico (PPA) por mayores períodos, disminuyendo así el riesgo a modificar los

precios y garantizando ingresos para el generador, así como para los proyectos que este pueda desarrollar a futuro.

- Desarrollar un Mercado de Corto Plazo (*spot*) en el que también puedan participar los Usuarios Libres y los Distribuidores con sus excedentes de energía.
- Se creó un esquema adicional de transmisión, con la incorporación del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y el Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Para ambos sistemas se hace necesaria su planificación mediante Planes de Transmisión y Planes de Inversión en Transmisión, respectivamente.
- Se dota de mayores derechos y deberes al COES como administrador del sistema. Se le encarga la elaboración del Plan de Transmisión.
- Se encarga al RLCE establecer un rango en el que los usuarios puedan optar por acceder al mercado libre o mantenerse en el regulado, requiriéndole únicamente un aviso previo de un año a su suministrador actual.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Una descripción general a los problemas que sustentan la denominada “Guerra Eléctrica”.

El marco histórico del presente trabajo ha sido necesario para sintetizar lo ocurrido luego de las reformas de primera y segunda generación efectuadas en nuestra industria eléctrica. Esta industria tiene como particularidad la existencia de economías de escala debido a grandes redes de distribución y altos montos de inversión.

El espíritu con el que nace la LCE fue justamente el de una apuesta por lo privado frente a la actuación de agentes empresariales públicos. Esta reforma quedó inconclusa pues aún existen operadores públicos en los sectores de generación y distribución. Años después, las reformas emprendidas por la LDE partieron también con un buen objetivo: buscar incrementar la oferta mediante mayor competencia en la actividad para asegurar el sistema bajo precios eficientes.

Si bien podemos considerar que algunas decisiones regulatorias han conducido a un mejor escenario que el hasta entonces existente, lo cierto es que éstas han ocasionado que pasemos de una situación de poca oferta a una de sobre oferta, generando diversos problemas que han derivado en una actual “guerra” entre actores del sector eléctrico debido a las pérdidas económicas que un sector de ellas aqueja. Asimismo, estas decisiones han terminado por incrementar las tarifas a los usuarios regulados debido al aval de diversos proyectos. Hacemos la salvedad que si bien reconocemos la existencia de otros problemas y posibles mejoras, hemos enfocado este trabajo sobre aquellos que consideramos más relevantes y cuya solución se vuelve imperativa a raíz del conflicto entre un grupo de

empresas eléctricas. Precisamos que el término “guerra” o “guerra eléctrica” utilizado indistintamente en el presente trabajo ha sido así acuñado por la prensa especializada en temas económicos (Gestión, 2017: 20 noviembre, p. 26-27; 23 noviembre, p. 14-15; 14 diciembre, p. 14, 21).

Principales problemas de la presente investigación.

Sobreoferta de generación

En el mes de marzo 2017, el COES elaboró un Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN para el período 2017 – 2020. Dicho documento fue producto del encargo contenido en la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM que ordenó al COES la verificación anual del cumplimiento del MRFO para los siguientes cuatro años. Asimismo, encargó al COES que proponga la existencia de nuevas centrales de reserva a fin de garantizar dicho margen.

La existencia de un margen de reserva, es decir, de una cantidad de oferta superior a la demanda existente es algo positivo. Es deseable que un sistema eléctrico cuente con respaldo en caso de fallas o indisponibilidades de las unidades de generación. Para ello, OSINERGMIN fija un porcentaje en el que se asume cual sería este valor óptimo de margen de reserva. Mediante Resolución OSINERGMIN N° 027-2017-OS/CD, el regulador fijó este valor en 23.45% para el período 2017-2021.

Cabe precisar que este MRFO no incorpora las unidades de Reserva Fría de Generación, caso en el cual el valor sería de 35.44%. Pese a contar con un margen necesario y saludable de 23.45%, la *Figura 2* - extraída del estudio del COES antes citado - nos muestra una reserva sobredimensionada:

Margen de Reserva de Generación del SEIN.					
Año	Máxima Demanda MW	Potencia Efectiva de Generación MW	Potencia Firme de Generación MW	Margen de Reserva de Generación MW	Margen de Reserva de Generación %
	(1)	(2)	(3)	(3) - (1)	(3)/(1)-1
2017	6 834	11 066	10 363	3 529	52%
2018	7 243	11 724	10 701	3 459	48%
2019	7 682	11 894	10 831	3 149	41%
2020	8 234	12 025	10 958	2 724	33%

Nota: Los valores de potencia no incluyen las unidades de reserva fría de generación

Figura 2. Margen de Reserva de Generación del SEIN

Como se aprecia en dichas proyecciones, de acuerdo a un crecimiento estimado de la demanda, el margen de reserva de generación llega a ser del orden del 52%, aumentando en más del doble lo que un sistema eléctrico saludable requeriría. Ello, reiteramos, sin contar la existencia de centrales de generación que también actuarían en caso de emergencia (reserva fría). Al mes de noviembre de 2017 y en palabras del Presidente del COES, este margen de reserva (capacidad no utilizada) asciende ya a 70% (Butrón, 2017, p. 27).

A esta situación se le denomina sobre oferta de generación y la consideramos el principal problema pues genera un exceso de competencia que desencadena a su vez que los competidores echen mano de las herramientas legales y comerciales que tengan a mano para seguir obteniendo ganancias, sin importar que en el camino se puedan perjudicar indebidamente otros actores.

Esta situación de sobre oferta ha sido ocasionada por decisiones regulatorias (licitaciones de PROINVERSION y de las empresas distribuidoras) y no por el propio riesgo de los agentes del mercado. Ello, aunado a una menor demanda de la esperada debido a un menor crecimiento de la economía resulta en una situación que altera la saludable competencia que debiera existir en el sector.

El precio de mercado de la electricidad

La Ley de Concesiones Eléctricas adoptó un modelo marginalista para el cálculo de diversos costos de la actividad. Así, el Anexo de Definiciones de la LCE, modificado por el Decreto Legislativo N° 1221, establece que el Costo Marginal de Corto Plazo es el “*Costo de producir una unidad adicional de electricidad en cualquier barra del sistema de generación-transporte. Éste varía por barra o nodo*”.

Parafraseando lo señalado, el costo marginal es aquel incremento en el costo total que se produce como consecuencia del incremento del producto en una unidad (Súmar, 2009, p. 271).

Según la LCE, es el COES quien calcula los costos marginales de corto plazo del sistema eléctrico, es decir, el precio real de la energía en este mercado. Para ello, dicha entidad efectúa cálculos cada 15 minutos.

Por sus características, el costo marginal constituye “(...) una poderosa señal para que los productores decidan retrasar o precipitar el incremento de las plantas disponibles o modificar la tecnología de las existentes” (Ib. p 273). Ello significa que un costo marginal medio o alto atraerá nuevas inversiones, mientras que un costo marginal bajo desincentivará el ingreso de nueva generación. Esto, claramente desde la posición del inversionista en generación y no del usuario a quien ese menor costo marginal debiera representar un ahorro o menor gasto.

Dicho esto, si bien podría ser deseable contar con un costo marginal bajo, ello sería así siempre y cuando este costo marginal refleje el libre juego de oferta y demanda (considerando además la reserva necesaria). No obstante, el hecho de que en la actualidad tengamos un costo marginal demasiado bajo se debe a intervenciones regulatorias del Estado, que han terminado por alterar artificialmente esta importante señal de mercado.

Las consecuencias de ello - en un mercado donde todas las actividades se encuentran conectadas - no se han hecho esperar. Por un lado se aprecia un incremento de las tarifas para los usuarios finales del servicio público de electricidad, dado que el Estado garantizó a la generación con energías renovables (RER) el pago de una prima que compense la diferencia entre el costo marginal y su costo real de producción. A menor costo marginal, mayor prima RER a ser pagada por los usuarios.

Asimismo, este bajo costo marginal por las razones ante mencionadas, ha sido deprimido con mayor ahínco por la declaración de costos variables iguales o cercanos a cero que han realizado las empresas que generan electricidad con el gas de Camisea. Las características comerciales de dicho insumo y la permisión regulatoria del Estado, les brindan incentivos para seguir deprimiendo este costo marginal.

Como hemos señalado, la importancia de los costos marginales viene dada porque constituye una fuerte señal para los inversionistas respecto al momento oportuno de invertir o ampliar sus plantas disponibles para incrementar la oferta de generación.

En un escenario como el actual, con precios históricamente bajos y que no responden a un real escenario de oferta y demanda, podemos afirmar que existe un grave riesgo de que los privados no inviertan en mayor generación. Si a ello le sumamos que los períodos de construcción de centrales eficientes son de mediano y largo plazo, tenemos que si el costo marginal llegara a estabilizarse, la señal de inversión sería tardía para la futura demanda. Esta situación tendría como efecto la posibilidad de que nuestro sistema eléctrico deje de ser confiable así como un incremento del costo marginal debido a una posible situación de escasez y problemas financieros para diversos agentes del sector.

Migración de usuarios libres y sobrecontratación.

Otro problema identificado que proviene del bajo costo marginal es el del gran éxodo de usuarios regulados con posibilidad de ser libres hacia este último mercado. Como

señalamos, nuestra legislación permite que aquellos usuarios cuya demanda máxima anual se encuentre entre los 200 kW y 2500 kW puedan optar por ser usuarios regulados o libres. Los que estén por debajo de 200 kW serán forzosamente regulados y los que estén sobre 2500 kW obligadamente libres.

La gran diferencia entre un usuario regulado y uno libre, es que el primero paga un precio que se encuentra fijado por OSINERGMIN, mientras que el segundo puede pactar libremente los precios con su suministrador.

Durante el análisis del presente trabajo hemos partido reconociendo que la existencia de mayores condiciones de competencia son deseables en un mercado *per se* regulado. Por ello, la reducción del costo marginal de la electricidad a los niveles actuales ha incentivado a su vez que muchos de los clientes regulados que se encontraban en el rango optativo de 200 kW a 2500 kW pasen a ser usuarios libres por los menores precios que este nuevo mercado les ofrece, situación que en principio, no debiera significar un problema pues estaría ocurriendo bajo situaciones de mercado.

Sin embargo, hay un factor que no se está considerando en este ejercicio. Y es que tanto en la LCE como en la LDE se estableció la obligación de las distribuidoras de garantizar la demanda de sus usuarios regulados. En la actualidad y según dispone el texto vigente de la LCE, las empresas distribuidoras están obligadas a garantizar la demanda de sus usuarios regulados por los siguientes dos años como mínimo. Para ello, las distribuidoras han utilizado el mecanismo de compra de energía y potencia mediante licitaciones con contratos a 10, 15 y 20 años, los cuales incluyen precios fijos.

Entonces, cuando un cliente regulado que se encuentra en el rango de opción (200 kW – 2500 kW) decide cambiar de suministrador y migrar hacia el mercado libre, la empresa distribuidora se queda sobre contratada y termina pagando por una potencia que no va a utilizar. Debido a ello, según datos alcanzados por un grupo de empresas, se avizora que hacia el año 2021 las distribuidoras comprarán 833 MW por encima de su demanda

proyectada, perdiendo un promedio de US\$ 65 millones anuales (Gestión, 2017: 23 noviembre, p. 14-15).

Esta situación transgrede un principio económico fundamental en industrias reguladas como es el de *neutralidad del pass through*. El artículo 63° de la LCE establece que las tarifas máximas que pagarán los usuarios regulados, comprenden tres elementos: (i) el Precio a Nivel Generación, (ii) los peajes unitarios de los sistemas de transmisión correspondientes; y, (iii) el Valor Agregado de Distribución.

El enunciado es claro. La tarifa que pagará el usuario del servicio público de electricidad tiene un componente que irá destinado a quien genera la electricidad, otro a quien la transporta y finalmente uno a quien ejerce la distribución y comercialización de la misma. Esta última responsabilidad está encargada a las empresas de distribución, quien además actúa como agente recaudador del pago que luego transferirá a los generadores y transmisores respectivos.

En eso reside el principio de neutralidad del *pass through* aplicado al presente caso, en que el distribuidor no va a obtener algún tipo de ganancia en la compra de energía para sus usuarios regulados, toda vez que el monto que recaude de ellos será trasladado finalmente a quien le vendió la energía utilizada.

La propia regulación de OSINERGMIN ha recogido la existencia de dicho principio. Así, la Exposición de Motivos de la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada por Resolución OSINERG N° 236-2005-OS/CD, ha señalado:

“Por otra parte en vista de la evolución de las transacciones de potencia entre generadores y distribuidoras, es necesario la separación del cargo de potencia vigente en los componentes de generación y distribución, con el fin de trasladar correctamente a los usuarios finales el costo de potencia (pass through). Esto se basa en el principio general de cálculo de las tarifas de distribución, donde la transferencia de los costos de compra a los

usuarios finales debe ser lo más neutra posible, es decir que la distribuidora no incurra en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra”.

Como ha tenido a bien señalar el texto citado, la empresa distribuidora no tiene por qué incurrir en ganancias ni en pérdidas por efecto de la transferencia de estos costos de compra. Sin embargo, el problema aquí reseñado vulnera claramente este principio pues una vez que los usuarios regulados - que se encuentran en el rango de opción - migran hacia el mercado de usuarios libres, las empresas distribuidoras se quedan sobre contratadas en potencia que compraron justamente para dichos usuarios regulados. Al no poder transferir dicha potencia y por ende no recibir ingreso alguno, el hecho que los contratos actuales obliguen a las distribuidoras a tener que pagar por dicha sobre contratación hace que éstas obtengan pérdidas por una transferencia de costos que le debiera resultar ajena.

MARCO TEÓRICO

Apuntes sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peruano

El Mercado Mayorista en el Perú

Para una mejor comprensión sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peruano, es necesario recordar que hemos pasado de un sistema monopólico en todos los segmentos de la actividad (generación, transmisión y distribución) a uno en el que las actividades están desintegradas verticalmente. Además, este Modelo de Competencia Mayorista también denominado Mercado Mayorista tiene un segmento de generación competitivo, con precios fijados por la concurrencia de oferta y demanda, donde esta demanda es consumida por los distribuidores y grandes usuarios (Okumura, 2015, p. 268, 269).

Según Sally Hunt, reconocida experta internacional en mercados energéticos, citada por Okumura, podemos resumir que el modelo de mercado mayorista tiene las siguientes características (Ib. p. 267).

La generación opera bajo reglas de libre competencia. Se trata de un mercado competitivo en ese estamento de la actividad.

Los distribuidores y los usuarios libres compiten en el mercado mayorista por dicha energía y potencia.

Se permite la comercialización, que es la última cadena en la actividad. Si bien esta figura aparece en la Ley de Concesiones Eléctrica, no ha sido desarrollada hasta el momento.

Los distribuidores suministran electricidad a los usuarios regulados, para atender sus requerimientos como servicio público de electricidad.

Nuestras normas hacen referencia a la figura del suministrador porque no siempre los generadores van a ser los únicos suministradores. Los distribuidores, además de suministrar energía a sus usuarios regulados, también pueden hacerlo a los clientes libres.

El Mercado de Corto Plazo o Mercado *Spot*

Dentro del modelo de mercado mayorista, es importante explicar cómo opera el mercado de corto plazo, también conocido como mercado *spot*.

Como señala Santivañez, imaginemos una piscina (*pool*) donde varios agentes inyectan agua mientras otros retiran cantidades tales que permiten un equilibrio permanente en el nivel de dicha piscina (2001, p. 23).

Algo similar ocurre en el mercado de corto plazo. Dado que la energía inyectada por uno u otro generador no es identificable, el modelo adoptado en el Perú busca que todos los generadores inyecten su producción al *pool* y que tanto los distribuidores como los usuarios libres retiren físicamente lo que necesiten, manteniendo siempre un equilibrio, para luego atribuir dicho retiro al generador con el que tengan contrato.

Dicho de otro modo, la energía eléctrica que despacha cada generador no necesariamente será retirada físicamente por el cliente con el que tenga una relación contractual (usuario regulado o libre) sino que toda la energía ingresará al SEIN, de donde cada generador retirará energía para atender a sus clientes. La planta de generación con el costo variable más bajo despachará hasta su máxima capacidad antes que otra planta de generación proceda a inyectar más energía.

Como las empresas más eficientes despachan hasta su máxima capacidad, pueden sobrepasar incluso las exigencias de los contratos que tienen con sus clientes. La energía que hubiera sido despachada en exceso por estas generadoras más eficientes (superavitarias) será luego retribuida al precio del mercado *spot* o de corto plazo por las otras generadoras que no lograron inyectar al sistema la energía que sus clientes requirieron (deficitarias).

Se denomina costo marginal de corto plazo al precio de la energía del mercado *spot* o de corto plazo, el cual se obtiene en este mercado cada quince minutos. Las transacciones se llevan a cabo entre empresas generadoras superavitarias y deficitarias de energía y potencia. Es el COES quien valoriza mensualmente estas transferencias de potencia y energía, determinando qué generadora debe pagar a otra luego de realizar diversas inyecciones y retiros de potencia y energía (saldos acreedores y deudores).

Si por un lado existe un mercado real de transferencias de energía, por el otro existe un mercado financiero sobre estas mismas transferencias. Este mercado financiero se basa en contratos suscritos entre generadores y distribuidores o usuarios libres. Señalamos que tiene naturaleza financiera pues los generadores no se comprometen a realizar entregas físicas de energía, sino que su compromiso consiste en asumir el costo del retiro que su cliente haya efectuado del sistema interconectado (Ib. p. 276).

Por medio de dichos contratos, el distribuidor o usuario libre adquiere el derecho de retirar la energía y potencia requerida del SEIN, pagando a su suministrador con el que tenga un contrato el precio al que se comprometió en dicho acuerdo. Por su parte, el suministrador asumirá estos retiros de su cliente ante el COES y en caso de no haber producido las cantidades necesarias que su cliente haya requerido, se obliga a pagar a los generadores que sí operaron y abastecieron físicamente los retiros del cliente (Ib. p. 275, 276).

Queda claro que el costo de la energía en el mercado *spot* se fija en función a cuánto costaría producir una unidad de energía adicional, es decir, al costo marginal, el que a su vez se obtiene de acuerdo al costo variable de la última planta que entró a inyectar energía.

A partir del esquema anterior, se puede concluir que si el precio del mercado *spot* baja, entonces las generadoras más eficientes (que despacharon por encima de su capacidad y, por ende, son consideradas “superavitarias”) recibirán un precio menor por la energía que inyectaron al SEIN. En otras palabras, la caída del precio en el mercado *spot* va a terminar perjudicando a las generadoras más eficientes.

Intervenciones regulatorias del Estado y su correlación directa en la planificación del sector eléctrico.

Hemos señalado que la industria eléctrica tiene como característica particular altos costos hundidos y economías de escala. Por ello, el modelo vigente creó reglas necesarias para que, pese a dichas características, se pudiera introducir competencia en determinados segmentos de la actividad.

Así, podemos identificar **(i)** un lado ofertante compuesto por los generadores y los distribuidores (cuando suministran energía), así como **(ii)** un lado demandante, compuesto por distribuidores (cuando adquieren energía) y usuarios libres.

La teoría económica considera que cuando las curvas de oferta y demanda se intersectan, nos encontramos ante una situación de equilibrio en la cual, “(...) *la cantidad del bien que los compradores están dispuestos y son capaces de comprar equivale exactamente a la cantidad que los vendedores están dispuestos y son capaces de vender*” (Mankiw, 2012, p. 77). La misma teoría señala que a este precio todos los actores del mercado están satisfechos.

En esa línea, cuando exista un exceso de oferta, el ofertante reducirá el precio del producto para así aumentar la cantidad demandada y reducir la cantidad ofrecida (Ib. p. 77, 78), siempre en busca del equilibrio que satisfaga al conjunto en general.

Estas reglas también debieran orientar el funcionamiento de la oferta y demanda en el mercado eléctrico peruano, considerando particularidades adicionales como la existencia de altos costos y activos hundidos, las cuales no permiten que la oferta pueda moverse con facilidad, pues, por ejemplo, construir una central termoeléctrica puede demorar dos a tres años en promedio mientras que una central hidroeléctrica tomaría cinco o más años en desarrollarse. La demanda tampoco puede moverse con facilidad dado que está íntimamente atada a la oferta, como se explica a continuación.

Una característica física y económica de la energía eléctrica es que a gran escala, la oferta y la demanda deben permanecer siempre constantes para el óptimo funcionamiento del sistema. Otra particularidad de esta industria es que la sobreoferta será deseable hasta cierto punto. Una sobreoferta que permita brindar confiabilidad al sistema eléctrico es adecuada pues en caso de cualquier falla o interrupción de la generación, la demanda no se verá afectada o en todo caso se aminorará el perjuicio. No nos encontramos en un mercado en el que se transen bienes de fácil sustitución (no es un mercado, por ejemplo, en el que ante la escasez de un cítrico, podamos reemplazarlo por otro cítrico). La generación de energía eléctrica es parte de un servicio de interés económico general por lo que se debe asegurar su prestación continua y regular. A esta sobre oferta de generación que se activará en casos de respaldo o emergencia se le denomina Reserva Fría de Generación.

El problema se presenta cuando esta sobre oferta es mucho más alta y no responde únicamente a decisiones empresariales, sino, más bien, a intervenciones del Estado mediante decisiones regulatorias ineficientes o que, luego de cumplir su objetivo, se mantienen y terminan volviéndose ineficientes.

La demanda estancada y la promoción estatal de proyectos eléctricos.

“El mayor desarrollo económico de un país se encuentra asociado a un nivel superior de consumo de energía” (OSINERGMIN, 2016, p. 57).

Empezamos citando esta afirmación pues el crecimiento económico de un país, que se expresa en el crecimiento del producto bruto interno (PBI), está directamente asociado con la producción y consumo de energía eléctrica en dicho país. La *Figura 3*, extraída de la publicación antes citada (*La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*) muestra con claridad esta correlación:

Producción de energía eléctrica y crecimiento del PBI

Fuentes: MEM e INEI. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Figura 3. Producción de energía eléctrica y crecimiento del PBI

Como se aprecia, existe un correlato visible entre crecimiento del PBI y el consumo de energía eléctrica. El hecho de que el PBI en los últimos años haya tenido un crecimiento menor al esperado hizo que la demanda de electricidad también disminuya y se genere un exceso en la capacidad de generación debido al impulso que diversos proyectos de generación eléctrica recibieron por parte del Estado (CEPA & NEGLI, 2016, p. 14).

Queda claro que si la demanda proyectada disminuye y la oferta se incrementa, nos encontraremos ante una situación de sobre oferta, con las implicancias que ello conlleva para nuestro sistema eléctrico. El problema adicional es que parte de esta nueva oferta de generación no ha sido creada por agentes privados queriendo incorporarse al mercado mayorista bajo su propio riesgo, sino por el Estado creando políticas destinadas a que algunos actores privados participen en el incremento de esta oferta sin tener que afrontar los riesgos propios de la actividad (Ib. p. 11). Nos estamos refiriendo a los dos mecanismos de licitación detallados a continuación:

Licitaciones al amparo de la LDE

Como señalamos en la sección “Marco Histórico” del presente trabajo, luego del período denominado “retiros sin contrato”, con la aprobación de la LDE se creó un sistema de licitaciones para incentivar la suscripción de contratos de suministro eléctrico (PPA) por mayores períodos, disminuyendo el riesgo a modificar los precios para las partes y garantizando ingresos para el generador y los futuros proyectos que éste quiera desarrollar. El sistema de licitaciones tiene las siguientes características:

- Su finalidad es contar con una medida preventiva para el abastecimiento oportuno de los Usuarios Regulados.
- Las licitaciones deberán llevarse a cabo con la anticipación necesaria que permita (i) promover el desarrollo de nuevas inversiones en generación, (ii) aprovechar economías de escala, (iii) promover la competencia por el mercado; y, (iv) asegurar el abastecimiento del mercado regulado.
- Las licitaciones convocadas por los distribuidores podrán incluir demanda que corresponda al suministro de Usuarios Libres.
- El distribuidor que inicie una Licitación, lo debe hacer de forma pública e incorporar en su proceso a los demás distribuidores que deseen participar.

- Cada distribuidor establece sus requerimientos y modalidades de compra, así como los plazos de contrato.
- El Distribuidor debe iniciar el proceso de licitación con una anticipación mínima de tres (3) años a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura de contratos.
- El Distribuidor que inicia la licitación es responsable de conducirla y preparar el proyecto de Bases de Licitación y proforma de contrato. OSINERGMIN es el encargado de aprobar dichas bases, los modelos de contrato, términos y condiciones de la licitación, fórmulas de actualización de precio firme y supervisar su ejecución.
- En cada licitación, OSINERGMIN establecerá un precio máximo para la adjudicación de contratos, el que deberá incentivar inversiones eficientes en generación. Será un precio reservado y se hará público sólo cuando no se obtengan ofertas suficientes para cubrir toda la demanda licitada.
- En caso ocurra esto, se priorizará la asignación de las ofertas ganadoras a la atención de la demanda de Usuarios Regulados. Asimismo, se hará una nueva convocatoria dentro de 30 días hábiles, debiendo incorporar las modificaciones necesarias a la licitación, aprobadas previamente por OSINERGMIN.
- Los contratos serán por plazos de hasta veinte años y precios firmes. No podrán ser modificados por las partes salvo autorización de OSINERGMIN. En caso se reduzcan los precios, los Distribuidores deben transferir a los usuarios el 50% de dichas reducciones.

Es una figura audaz: Las distribuidoras salen al mercado a comunicar sus requerimientos de energía y las generadoras participan compitiendo por menores precios. Dado que existe un mercado asegurado y un precio firme (invariable), no hay riesgo para la generación actual ni para las futuras inversiones.

En lo que respecta a nuevas inversiones, las licitaciones a largo plazo van a permitir que estas se desarrollen sin mayor riesgo, pues van a satisfacer una demanda futura. Así, por

ejemplo, en el caso de una licitación que se materialice en un contrato de 15 años, el inversionista cuenta con la certeza de que puede construir o ampliar su planta en el futuro ya que en 5 o 10 años tendrá asegurada la venta de gran parte o el total de la electricidad que produzca su central. Una primera impresión otorga bastante confiabilidad a esta figura.

Si bien este esquema se justificó en el aseguramiento de la oferta y la promoción de inversiones, la fórmula no incorporó todas las necesidades que podrían ocurrir por el lado de la demanda, quien recibe todo el riesgo de esta operación comercial.

Justamente la demanda eléctrica que no ha crecido al ritmo previsto (debido al menor crecimiento de la economía) ha sido una de las razones para explicar esta situación de sobre oferta en el sector. Además y como se verá posteriormente, esta figura que brinda precios firmes e ingresos garantizados a los generadores, va a permitir que algunos de ellos busquen maximizar rentas declarando costos de generación ficticios con la intención de mejorar su orden en el despacho que administra el COES.

Licitaciones promovidas por el MEM a través de PROINVERSION

Otro mecanismo que no ha ido a la par con el crecimiento de la demanda eléctrica y que también ha contribuido con la situación de sobre oferta es el de las licitaciones para suministro de energía llevadas a cabo por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - PROINVERSION y en las que se aseguraba parte de la demanda a los futuros generadores que se adjudicaran la buena pro.

En el año 2009, el Estado a través de PROINVERSION adjudicó la buena pro a Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A (hoy, Statkraft) para la construcción de la Central Hidroeléctrica Cheves con una potencia de 160 MW.

En esa línea, es de resaltar el caso de la licitación “Energía de Centrales Hidroeléctricas 500 MW” llevado a cabo por PROINVERSION en el año 2011. Como señala la Memoria Anual de la Agencia Promotora correspondiente al año mencionado:

“El 24 de marzo de 2011 se adjudicó la compra de la energía asociada a 544 MW de potencia al precio ofertado, el cual ha resultado ser uno de los más competitivos de la región y facilita la bancabilidad para la construcción de tres nuevas centrales hidroeléctricas que aportarán en conjunto un total de 912 MW de potencia nuevos:

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHAGLLA (406 MW), inversión estimada: US\$ 1,200 millones

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ (150 MW), inversión estimada: US\$ 300 millones.

- CENTRAL HIDROELÉCTRICA CERRO DEL ÁGUILA (400 MW), inversión estimada: US\$ 800 millones.

El monto total de inversión estimada es de US\$ 2,300 millones (sin IGV)

(...)” (PROINVERSION, 2011).

Al igual que en el caso de las licitaciones efectuadas al amparo de la LDE, en el presente caso, el riesgo de estas operaciones también ha sido trasladado a la demanda. La particularidad adicional es que aquí se utilizó como garantía la compra de potencia y energía que varias empresas del Estado se obligaron a adquirir a través de ELECTROPERU. Como se ha señalado en diversos medios de prensa, esta situación viene generando en la actualidad grandes pérdidas a la citada empresa al estar obligada a pagar por una potencia que no puede trasladar y porque el esquema utilizado permite que algunos generadores presionen el precio del mercado *spot* a la baja y así maximizar rentas.

Las centrales de generación creadas bajo estos esquemas de promoción de proyectos frente a la ya mencionada menor demanda son otro de los factores que incrementan la actual situación de sobre oferta.

Frente a lo expuesto, consideramos que se debe replantear el esquema de buscar mayor oferta en generación a costa de garantizar el suministro de estos proyectos por parte del Estado. En el caso de las licitaciones llevadas a cabo por las empresas distribuidoras para asegurar el suministro a los usuarios del servicio público de electricidad, consideramos que es un mecanismo saludable pues finalmente el riesgo es asumido por los particulares; claro está, que requiere ajustes para su mejor desempeño como se detallará posteriormente.

El principio de *pass through* en la actividad de distribución eléctrica

Como hemos señalado, las empresas de distribución aquejan millonarias pérdidas producto de la migración de usuarios regulados que se encontraban en la franja de opción y se convirtieron en usuarios libres debido a los menores precios ofertados en este mercado. Una vez producida la migración, las empresas distribuidoras se quedan sobre contratadas de potencia pues ya no tienen a quien transferirla, pagando indebidamente ese exceso y vulnerándose el principio de neutralidad del *pass through*.

Ello ocurre porque las distribuidoras cuentan con contratos de largo plazo y precios firmes producto de las licitaciones que en el pasado efectuaron, los cuales no permiten que se modifique unilateralmente la potencia. Cualquier modificación al contrato va a requerir del acuerdo de ambas partes (generador y distribuidor).

Bajo una situación de sobre oferta, no es rentable para los generadores dejar de cobrar esta potencia, por lo que no tienen incentivos para acordar su disminución con el distribuidor. Ello, sin perjuicio de que cualquier modificación a estos contratos debe ser aprobada por OSINERGMIN, quien puede dilatar y hasta oponerse a dicha reducción de potencia.

La migración está permitida porque existe un rango de opción para aquellos usuarios que se encuentren entre 200 kW y 2500 kW a poder elegir el mercado al que quieran pertenecer.

El Reglamento de la LCE en su versión original fijó un parámetro para definir a un cliente regulado y uno libre. El que tenía una demanda inferior a 1000 kW era considerado como usuario regulado mientras que el que tenía una demanda superior a dicho número sería considerado como usuario libre. Si bien el principio de tener mayor competencia y mayores posibilidades de elección es positivo, al modificarse esta norma y crearse una franja de opción, se ha permitido que algunos usuarios puedan especular con la migración. En palabras de María Teresa Quiñones (Quiñones y Quintanilla, 2016, p. 136):

“Esto lleva a un arbitraje de precios, no deseable, y que va en contra de lo que la doctrina regulatoria siempre advierte. Por ejemplo, si yo estoy en 500 kW y en un determinado momento los precios suben y las tarifas reguladas son bajas, me quedaré como usuario regulado. Incluso, cuando los precios de la energía estaban altos, lo que hacían los usuarios era partir su suministro para calzar como clientes regulados, generando un fraude a la ley que complacientemente fue aceptado por el regulador.

(...)

Lo lógico sería que, primero, no exista la figura de la revocabilidad, que a mí me parece cuestionable. La impresión que yo tengo es que introducir mayor competencia en el mercado y no por el mercado ya no es un objetivo ni del MEM ni del regulador; ya no hay interés en ampliar el mercado disputable, ni en ampliar la base de compradores”.

Como se ha señalado, consideramos que esta figura de revocabilidad termina siendo perniciosa pues otorga todas las facilidades a los usuarios a costa de perjudicar a los distribuidores que diligentemente adquirieron energía y potencia por medio de licitaciones para el mercado regulado.

Por tanto, consideramos que se debe mitigar esta situación incrementando el límite inferior de la franja de opción a 1000 kW, con lo que los usuarios regulados serían todos aquellos cuya potencia sea inferior a dicho número. Un rango de opción de 1000 kW a 2500 kW reduciría la posibilidad de especulación por parte de los usuarios.

Finalmente, cabe indicar que días previos a la presentación de la Tesis, el 5 de marzo de 2018, se ha publicado en el Diario Oficial “El Peruano” la Resolución Ministerial N° 082-2018-MEM/DM que autoriza la pre publicación del proyecto de “Decreto Supremo que aprueba disposiciones temporales para el sector eléctrico”. Esta futura norma tiene incidencia directa sobre el presente trabajo, por lo que en el Anexo 1 ubicado en la parte final, adjuntamos dicho proyecto así como nuestros comentarios.

Declaración del precio del gas y su impacto en el mercado eléctrico.

Además de la situación de sobre oferta, el conflicto entre empresas generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas con gas natural que hemos reseñado tiene su punto más álgido en la declaración del precio de gas natural, situación que ha permitido disminuir el costo marginal del sistema, llegando a valores de US\$ 8.00 dólares por megavatio hora durante el mes de enero de 2018. Explicaremos a detalle el origen y consecuencias de esta situación.

El artículo 42° de la LCE dispone que los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector. Asimismo, la LCE considera que estarán sujetos a regulación de precios:

- La transferencia de potencia y energía entre generadores, determinado por el COES.
- Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres.
- Las tarifas y compensaciones de sistemas de transmisión y distribución.
- Las ventas de energía de generadores a distribuidores destinadas al Servicio Público de Electricidad, salvo cuando se hayan efectuado bajo el mecanismo de licitaciones.
- Las ventas a usuarios del servicio público de electricidad.

Conforme a dicho artículo 42° es que se considera a nuestro sistema como “marginalista”, pues la mayoría de los precios del sector eléctrico se construyen desde los costos marginales, debiendo promover la eficiencia del sector.

Similar disposición encontramos en la LDE, cuando encarga al COES coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Bajo dicho precepto, las centrales de generación hacen llegar sus costos variables por unidad de generación a efectos que el COES establezca una prelación en el ingreso de las unidades, empezando por las más económicas y terminando con las más onerosas. Así, las centrales hidroeléctricas (que tienen un menor costo variable) serán las primeras en despachar mientras que las que utilizan diésel (mayor costo variable por la característica del insumo) serán las últimas en despachar y en las horas de máxima demanda del sistema.

Este principio, de un mercado marginalista y eficiente, cuenta con una excepción para aquellos generadores que utilizan gas natural como insumo de producción. La excepción consiste en que no necesitan sustentar sus costos variables, sino únicamente declararlos. Por eso, mientras que dichos generadores declaran ante OSINERGMIN que su costo variable de producción asciende a US\$ 32.00 mw/h en promedio (a efectos de que el regulador calcule la tarifa en barra), frente al COES han venido declarando costos variables iguales o cercanos a US\$ 0.00 mw/h.

Este régimen se originó con la dación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, que estableció una excepción al principio de despacho a mínimo costo en el caso de las entidades de generación que utilizan gas natural como combustible. La norma en comentario señaló en su artículo 5° que:

“Artículo 5.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, (...), tratándose de entidades de generación que utilizan gas

natural como combustible, éstas deben declarar un precio único por una sola vez al año (...)”.

Con este dispositivo legal, se estableció que el precio sería declarado, es decir, no sustentado como lo hacen otras empresas termoeléctricas. Un año después, el 2001, se modificó esta disposición mediante el Decreto Supremo N° 034-2001-EM señalando expresamente que “(...) *tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información relativa al precio del gas natural será sustentada y deberá incluir los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda, (...)*” instaurando un esquema de precios auditados que guarde correlación con el funcionamiento del sistema eléctrico.

Posteriormente en el año 2002 se modificó nuevamente esta disposición regresando al sistema de precios declarados para los generadores con gas natural. El Decreto Supremo N° 055-2002-EM modificó el citado artículo 5° y estableció que los generadores termoeléctricos a gas natural debían declarar un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de su central, precio que sería respetado durante 12 meses por el COES:

“Artículo 5.- Para efectos de lo dispuesto en el Artículo 99 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, tratándose de entidades de generación que utilicen gas natural como combustible, la información a presentar por sus titulares consistirá en un precio único del gas natural puesto en el punto de entrega de cada central de generación, una fórmula de reajuste y la información relativa a la calidad del combustible.

El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, según corresponda”.

Es importante resaltar los considerandos de esta modificatoria:

“Que, dentro de los procedimientos para la optimización de la generación de la energía eléctrica, el Artículo 99 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado

mediante Decreto Supremo No. 009-93-EM, establece que la información relativa a precios de los combustibles en las centrales termoeléctricas para los primeros doce meses de planificación, será proporcionada a la Dirección de Operaciones por los titulares de las entidades de generación;

Que, la aplicación de la norma reglamentaria referida en el considerando que antecede, exige atender a la naturaleza de cada tipo de combustible y a las diferentes condiciones existentes entre ellos;

Que, en consecuencia, teniendo en cuenta que el mercado interno de gas natural se encuentra en formación, y las diversas modalidades de contratación de suministro, transporte y distribución de gas natural; es conveniente establecer, para el caso de las centrales termoeléctricas que utilizan gas natural como combustible, los requisitos que deben cumplirse en la presentación de información relativa al precio, con el objeto de garantizar una libre y leal competencia, de contribuir al progresivo desarrollo de un mercado interno de gas natural, y asegurar el despacho eficiente basado en costos variables de generación determinados de manera objetiva; (...)"

Es aquí donde identificamos claramente una regulación que pese a ser creada con buenas intenciones ha terminado generando ineficiencia. Como la misma exposición de motivos del D.S. N° 055-2002-EM señala, se estableció una medida favorable para los generadores que utilizaban gas natural a fin de contribuir al progresivo desarrollo de este mercado entonces incipiente en el Perú. Como acertadamente ha señalado el Informe CEPA - NEGLI, esta norma se podía entender dentro de un marco de promoción de la industria del gas natural, pero que a la fecha ya no resulta compatible con el marco y principios de eficiencia de la LCE y la LDE (2016, p. 10).

Posteriormente, la norma del 2002 fue nuevamente ajustada en el 2006 mediante el D.S. N° 014-2006-EM, manteniendo el principio de que se debía declarar un precio único considerando todos los costos de la operación. En el 2017 y mediante Decreto Supremo N° 019-2017-EM se modificó nuevamente el artículo 5° del Decreto Supremo N° 016-2000-

EM, en lo que concierne a la declaración del precio único de gas natural a fin de que la declaración sea presentada por las generadoras dos veces al año.

De lo expuesto, es importante resaltar que (i) las declaraciones de los costos variables de las centrales que operan con gas natural deben incluir los costos de suministro, transporte y distribución; y, (ii) que al ser declaraciones, no estarán sujetas a revisión, debiendo tomarse como válidas e inmodificables por el período de vigencia de dicha declaración.

Sin embargo, la situación de sobre oferta presentada en los últimos años ha incentivado a que cada uno de los actores del mercado utilice los mecanismos que tenga a mano para obtener una ventaja competitiva. Ese es el caso de las generadoras eléctricas con gas natural, quienes han venido declarando costos variables que no corresponden a los que realmente incurren, declarando montos que son totalmente distintos a los que comunican a OSINERGMIN para efectos de la fijación de precios en barra (tarifa regulada).

Por ejemplo y según registros del COES, para la Central Térmica de Ventanilla, Enel Perú declaró como costo variable combustible en el año 2015, US\$ 10.69 dólares por megavatio hora producido, en el 2016, US\$ 9.48 y en la primera declaración del 2017, US\$ 0.00. Sin embargo, en los mismos periodos, informó al OSINERGMIN que sus costos variables eran de US\$ 18.68, US\$ 17.49 y US\$ 19.56 respectivamente.

Como se aprecia, en la posibilidad de declarar el costo variable del gas natural y no tener que sustentarlo, los generadores a gas han encontrado la forma de maximizar rentas, siendo considerados como más eficientes incluso que centrales hidroeléctricas, cuyos costos variables son claramente más bajos. Este tipo de regulación ha permitido distorsiones tales como que una planta de ciclo simple se presente como más eficiente que una planta de ciclo combinado para generar electricidad con gas natural (Ib. p. 390).

Mediante este mecanismo de declaración, los generadores con gas natural acceden a una mejor posición en el orden de despacho. Con esto, ya no requieren competir o mejorar sus condiciones comerciales ante el mercado *spot* que administra el COES, pues la declaración

es plenamente válida. Dado que más de la mitad de la energía que se retira del sistema se hace en este mercado, los mismos generadores compran esta energía a costo marginal y sin tener que producirla, luego la venden a un nuevo grupo de clientes, que dejan a sus antiguos suministradores pues éstos no pueden ofrecer las condiciones que los generadores con gas natural sí pueden.

En la *Figura 4* se aprecia las cantidades de energía no producidas por los generadores a gas natural, pero sí adquiridas por ellos para honrar los compromisos con sus clientes. El hecho que el costo marginal siga disminuyendo producto de estas declaraciones, brinda a este tipo de generadores los incentivos para adquirir mayor energía del mercado *spot* sin tener que producirla, utilizando esta especie de “reventa”:

Figura 4. Compra de Energía de algunos generadores a gas en el Mercado Spot

Asimismo, la situación detallada lleva a la baja artificialmente al costo marginal pues como hemos señalado, éste se calcula en función al costo variable de la última planta que ingresa.

Si un grupo de agentes puede fijar los costos variables que quieran, entonces también estarán fijando los costos marginales a niveles que los coloquen en una mejor posición frente a sus competidores.

Ello se puede apreciar en la *Figura 5* extraída de los reportes publicados por el COES. Aquí se muestra la evolución histórica del costo marginal (precio de mercado) frente a la tarifa en barra (precio regulado). Si bien dichos precios no tienen por qué ser iguales, se observa una correlación en diversos períodos desde el año 2009, notándose una brusca caída del costo marginal a partir de mediados del año 2016 producto de las declaraciones cero o cercanas a cero que han venido efectuando los generadores a gas natural.

Figura 5. Comparación entre el Costo Marginal Promedio y el Precio en Barra

El MEM y la convalidación sobre la declaración de costos.

El 14 de noviembre de 2017 – durante la elaboración del presente trabajo – el Ministerio de Energía y Minas emitió el D.S. N° 039-2017-EM con una clara intención de revertir la

situación descrita en el punto anterior. Para ello y mediante la norma antes señalada, suspendió los efectos del D.S. N° 019-2017-EM que obligaba a efectuar declaraciones de costos variables dos veces al año.

En los considerandos de esta nueva norma se dispuso:

“Que, en el diseño del mercado eléctrico peruano, el precio del mercado de corto plazo, se forma en base al despacho de mínimo costo, programado por el COES,

Que, las centrales que utilizan el gas natural, han venido declarando costos bajos, en algunos casos cercanos a cero, ocasionando que el precio del mercado de corto plazo esté en niveles por debajo de los costos reales de generación, y se distorsione la señal de precios”.

Claramente el MEM daba cuenta del problema existente debido a la declaración de precios, por lo que consideró suspender la segunda declaración anual:

“Que, por tal motivo, con la finalidad de evitar que la próxima declaración del precio único de gas natural que realicen las generadoras integrantes del COES, impacte en los costos marginales de corto plazo durante el siguiente semestre, resulta necesario suspender el proceso de declaración del precio único del gas natural (...) hasta que el Ministerio de Energía y Minas apruebe en un plazo perentorio las nuevas disposiciones normativas para la declaración de precios de combustibles de centrales termoeléctricas que utilizan gas natural”.

La finalidad de suspender esta declaración de costos era que el MEM pudiera emitir en un corto plazo una medida que solucionara la problemática ya descrita. La norma en comentario señaló en su exposición de motivos lo siguiente:

“El procedimiento técnico del COES (...) establece como regla general que el COES audita los costos variables de cada unidad de generación de todo tipo de tecnología,

siendo la excepción, las unidades basadas en gas natural, las cuales, al amparo del artículo 5° del Decreto Supremo No. 016-2000-EM y sus modificatorias, efectúan una declaración de precios en vez de presentar evidencia de sus costos variables reales.

(...)

No obstante que se ha logrado consolidar el mercado de gas natural, por el ingreso de diversas centrales de generación eléctrica que utilizan gas natural, sigue siendo vigente la medida diferenciadora creada por el Decreto Supremo N°. 016-2000-EM lo cual viene provocando que el precio real del gas natural siga siendo subvaluado por las generadoras, para lograr ingresar al despacho económico.

(...)

La consecuencia de que las generadoras a gas sigan subvaluando sus costos reales por el suministro, transporte y distribución de gas (llegando incluso en varias ocasiones a valores cercanos a cero) es que los Costos marginales no reflejen los verdaderos costos de producción, conforme lo exige la Ley de Concesiones Eléctricas. Además, tiene efectos sobre la eficiencia económica del despacho, puesto que la declaración de precios ficticios implica que otras tecnologías sean desplazadas en la operación económica del sistema”.

Por su parte, la sección “Análisis Costo Beneficio” de la norma señaló lo siguiente:

“ANALISIS COSTO BENEFICIO

El beneficio inmediato de suspender la vigencia del artículo 5.2 del Decreto Supremo No. 006-2010-EM, radica en el hecho de que se evitará que se presenten declaraciones del precio único de gas natural con valores que no corresponden a los costos realmente incurridos por el Generador para producir energía, lo cual evitará que siga disminuyendo los Costos Marginales de Corto Plazo al no reflejarse los costos reales de operación de las centrales a gas que marginen, y por tanto, el incremento del Cargo por Prima RER que pagan los Usuarios del SEIN.

No obstante haber reconocido el real origen del problema que ocasiona el cada vez menor precio del costo marginal, el MEM emitió, el 8 de diciembre de 2017, la Resolución Ministerial N° 523-2017-MEM/DM, pre publicando el proyecto de Decreto Supremo que

tenía pensado hacer efectivo, cumpliendo con la modificación normativa a la que se había comprometido para querer resolver este problema.

Sin embargo, en vez de presentar una fórmula que incorpore los costos reales de producción de las unidades que utilizan gas natural como insumo de generación, presentó una fórmula que ha legitimado esta situación.

La propuesta incorpora una fórmula para el cálculo de un precio mínimo en el que se incorpora como variable las condiciones que tienen dichos generadores con su suministrador de gas (Pluspetrol) en los contratos *take or pay* vigentes. Al legalizar esta situación, el MEM ha demostrado mantener una ineficiencia regulatoria pese a haber advertido los perjuicios que viene ocasionando al mercado, sobretodo porque se sigue dejando de lado el mandato legal recogido en el artículo 42° de la LCE que privilegia la producción de la unidad más económica y eficiente para el cálculo de los costos marginales.

Es de resaltar que la Cuarta Disposición Complementaria Transitoria de la norma en cuestión señala que *“los Generadores que no presenten en la forma y plazo establecido la información a que se refiere este artículo, se tomará como precio único del gas natural, el precio definido por OSINERGMIN para efectos tarifarios”*, con lo cual se aprecia mucho mejor la naturaleza real que debiera darse a este costo variable tanto para efectos del mercado mayorista como el de la fijación de tarifas en barra.

Posteriormente, el 28 de diciembre de 2017 fue aprobado el Decreto Supremo N° 043-2017-EM bajo el tenor de su proyecto pre publicado y pasando del precio declarado a la figura de un precio mínimo. La fórmula recogida por el Decreto Supremo N° 043-2017-EM terminó legitimando la problemática descrita, manteniendo una clara ineficiencia regulatoria que no es coherente con el esquema regulatorio del sector eléctrico (Okumura, p. 272).

En la *Figura 6* y *Figura 7* se puede apreciar un extracto de las actas elaboradas por el COES con la presentación de los costos que algunas de las empresas que generan electricidad con gas natural han efectuado bajo la vigencia del actual Decreto Supremo N° 043-2017-EM.

Como claramente se aprecia, éstas incorporan únicamente un concepto por transporte, más no por suministro y distribución, lo que claramente es irreal pues es de conocimiento público que cualquier consumidor de gas natural tiene que pagar al productor (Pluspetrol), al transportista (TGP) y al concesionario de distribución que en este caso es la empresa Cálidda.

ENGIE			
INFORMACIÓN ANUAL REFERENTE A PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL GAS NATURAL			
1.0	INFORMACIÓN DE LA UNIDAD		
1.01	Nombre de la empresa generadora		ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.
1.02	Nombre de la central		Chilca 1
1.03	Fecha de suministro de información	dd/mm/aa	05/01/2018
1.04	Potencia efectiva de la central	kW	815,184
2.0	PRECIO ÚNICO		
2.01	Precio Único del gas natural	USD/MMBtu	0.92
2.02	Costo de suministro	USD/MMBtu	0.00
2.03	Costo de transporte	USD/MMBtu	0.92
2.04	Costo de distribución	USD/MMBtu	0.00
3.0	IMPUESTOS QUE NO GENERAN COSTOS		

Figura 6. Declaración de precio único efectuada por ENGIE para su central Chilca 1

KALLPA			
INFORMACIÓN ANUAL REFERENTE A PRECIOS, COSTOS Y CALIDAD DEL GAS NATURAL			
1.0	INFORMACIÓN DE LA UNIDAD		
1.01	Nombre de la empresa generadora		KALLPA GENERACIÓN S.A.
1.02	Nombre de la central		Kallpa
1.03	Fecha de suministro de información	dd/mm/aa	08/01/2018
1.04	Potencia efectiva de la central	kW	863 417,26
2.0	PRECIO ÚNICO		
2.01	Precio Único del gas natural	USD/MMBtu	0,7997
2.02	Costo de suministro	USD/MMBtu	0,0000
2.03	Costo de transporte	USD/MMBtu	0,7997
2.04	Costo de distribución	USD/MMBtu	0,0000

Figura 7. Declaración de precio único efectuada por KALLPA para su central Kallpa.

Consideramos que el esquema regulatorio del sector eléctrico no resiste más distorsiones como la presente, por lo que el Estado debe otorgar el marco legal que obligue a las empresas que generan con gas natural a presentar sus costos reales de producción y competir realmente con los demás productores de electricidad.

MARCO CONCEPTUAL

Conceptos y Definiciones

Para una mejor comprensión de los alcances del presente trabajo, hemos elaborado el siguiente glosario de términos con los conceptos y definiciones expuestos:

- **Ley de Concesiones Eléctricas o LCE:** Es el Decreto Ley N° 25844 publicado en el año 1992 y que sentó las bases para las reformas de primera generación. Es utilizado hasta la actualidad pues establece diversas reglas, obligaciones y derechos para los actores del sector eléctrico.
- **Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica o LDE:** Es la Ley N° 28832 publicada en el año 2016 y que inició las reformas de segunda generación con la finalidad de afianzar la generación y transporte de electricidad.
- **Mercado Mayorista:** Es el mercado donde participan todos los Generadores compitiendo por vender la energía que producen.
- **Mercado de corto plazo o mercado *spot*:** Es el mercado administrado por el COES en el que se transan cada quince minutos el precio de la energía tomando como base el costo variable de la última unidad que entró a despacho.

- **Costo marginal:** Es el precio de la energía obtenido en el mercado de corto plazo o mercado *spot*. Es siempre cambiante durante el día.
- **Tarifa en barra:** Es el precio fijado por OSINERGMIN como tope para los usuarios del servicio público de electricidad.
- **Energía:** Es la producción de energía eléctrica. Esta energía es la que se transa en el mercado *spot*.
- **Potencia:** Mediante este concepto se paga la inversión que efectúan los generadores sobre su infraestructura.
- **Prima RER:** Es aquel cargo constituido por la diferencia entre el costo de producir energía mediante recursos energéticos renovables y el costo marginal. Es pagado por los usuarios.
- **Costo Fijo:** Es el costo de la inversión en infraestructura efectuado para poder producir energía.
- **Costos Variables:** Es el costo de los insumos utilizados para producir energía.
- **Usuario o Cliente regulado:** Es aquel usuario cuya demanda de potencia sea menor a 200 kW. También se le denomina usuario del servicio público de electricidad.
- **Usuario o Cliente Libre:** Es aquel usuario cuya demanda de potencia sea mayor a 2500 kW.

- **Franja o Rango de Opción:** Es aplicable a los usuarios cuya demanda de potencia se encuentre entre 200 kW y 2500 kW. Al estar en esta franja pueden decidir si ser clientes regulados o clientes libres.
- **Suministrador:** Es el encargado y responsable de brindar la energía adquirida. No se trata de la molécula de energía, sino más bien de aquel con quien se tiene un compromiso (contrato).
- **Generador:** Es aquella empresa que genera energía eléctrica al sistema interconectado.
- **Generador hidroeléctrico:** Es aquel generador que utiliza el agua como fuente de generación, ya sea mediante embalses o un sistema de paso, haciendo que la fuerza del agua turbine y produzca energía.
- **Generador térmico a gas:** Es aquel generador que utiliza el gas como insumo de generación utilizando su poder calorífico.
- **Central de generación a ciclo simple:** Es aquella central térmica a gas que utiliza una sola vez el insumo. Es la menos eficiente.
- **Central de generación a ciclo combinado:** Es aquella central térmica a gas que mediante aditamentos puede reutilizar parte de la energía producida por el gas para generar más electricidad. Es más eficiente.

PROPUESTAS DE MEJORA

Dejar sin efecto las futuras licitaciones para suministro de electricidad a cargo de PROINVERSION.

En lo que respecta a las licitaciones llevadas a cabo por PROINVERSION para contar con una mayor potencia disponible, garantizando parcialmente la demanda de dichas centrales mediante contratos forzosos con empresas distribuidoras del Estado, consideramos que se ha tratado de una medida que pese a mostrarse buena y de competencia por el mercado, ha terminado formando parte de un grupo de ineficiencias regulatorias adoptadas por el Estado que incrementan la sobre oferta en generación.

Coincidimos con los alcances del Informe MEM – OSINERG (2005) en lo que se refiere a la falta de incentivos para la inversión en nuevos proyectos y que era necesaria la inclusión de mecanismos para atraer capitales; sin embargo, consideramos que el riesgo de estas inversiones debe ser asumido justamente por quienes pretendan invertir; y, para ello, existe una poderosa señal que recae en los costos marginales como precio de mercado de la electricidad.

Es por medio de dicha señal que tanto la oferta como la demanda tendrán una adecuada referencia: la del precio de mercado para que los actores efectúen las decisiones empresariales que correspondan. Claro está, partiendo del supuesto de que contamos con un precio de mercado real y no uno que se encuentra alterado ficticiamente por la declaración de las empresas generadoras que utilizan gas natural como insumo.

Si bien hay quienes puedan argüir que esta decisión podría comprometer la confiabilidad del sistema a futuro, consideramos que el mecanismo de licitación creado por la LDE y

supervisado por OSINERGMIN debe mantenerse pues sus resultados han sido positivos para garantizar el suministro a los usuarios.

La declaración de costos variables de las centrales a gas natural debe ser auditada.

Consideramos necesario y urgente que se modifique el Decreto Supremo N° 016-2000-EM en cuanto permite a las centrales que generan con gas natural declarar un precio mínimo de dicho insumo a efectos que se declaren los mismos costos de producción que se presentan ante OSINERGMIN para la elaboración de la tarifa en barra (precio regulado).

Como ha sido señalado por Butrón (2017, p. 26), tomar este tipo de decisión traería un efecto matemático puro, consistente en que eliminar la declaración de costo cero de uso de gas para generación va a significar una subida del costo marginal.

Ello no significa otra cosa que contar con un costo marginal real y que represente el verdadero costo variable de producir una unidad adicional de energía en el sistema en determinado momento, lo cual se hace en cumplimiento del principio de eficiencia (menor costo) recogido por la LCE.

El hecho de hacer este costo real y auditable, va a permitir que el organismo regulador pueda sancionar a quienes quieran presentar información inexacta sobre dicho precio, situación que no ocurre en la actualidad.

Contar con un precio de la electricidad real será la señal adecuada para los inversionistas así como para aquellas empresas que son más eficientes al momento de despachar electricidad como es el caso de las hidroeléctricas. Un costo marginal más alto que el actual va a significar que quien efectuó una mayor inversión en el costo fijo y tenga, por ende, menores costos variables (p. ej. centrales hidroeléctricas con reservorios o de pasada) sea aquella llamadas a despachar en primer orden y asegure mejores ingresos. Es un

reconocimiento natural. Así también, se terminarían situaciones increíbles como la ocurrida el 2017 en que una central de gas natural a ciclo simple presentó un menor precio que una de ciclo combinado, lo que resulta arbitrario e ilógico.

El costo de la sobre contratación de potencia debe ser asignado a los Usuarios Libres.

Las implicancias de un costo marginal bajo debido a la inexacta declaración del precio del gas natural y a la sobre oferta crearon las condiciones para que diversos usuarios regulados que se encontraban en el rango de opción (200 kW – 2500 kW) migren hacia el mercado libre, informando a su suministrador con sólo un año de anticipación. Esta migración se debe a los menores precios que los nuevos suministradores ofrecen producto a su vez del bajo costo marginal de la electricidad.

Ante ello y a efectos de no vulnerar el principio de neutralidad del *pass through* antes reseñado, que viene ocasionando grandes pérdidas a las empresas distribuidoras, consideramos que son justamente los usuarios libres quienes deben asumir las pérdidas por sobre contratación de potencia de las empresas distribuidoras.

Con la finalidad de no alterar la cadena de pagos y dado que los beneficiados con la reducción del precio de la electricidad son dichos usuarios libres, el Estado debe corregir esta distorsión dictando normas que incorporen una prima que reconozca las pérdidas de las distribuidoras (la vulneración al *pass through*) y que traslade dicho costo en los Peajes por Conexión y Transmisión asignados a dichos usuarios.

Este mecanismo es redistributivo y equitativo pues permitiría recuperar la neutralidad en el traslado de los costos de generación de las empresas distribuidoras. Si bien también podría afirmarse que los usuarios regulados deben asumir parte de esta prima al ser beneficiados con la confiabilidad que otorga el actual período de sobre oferta, lo cierto es que no han sido incluidos en este pago pues sus tarifas no han disminuido por este menor costo

marginal; por el contrario, han terminado incrementándose por la diferencia entre dicho costo y los costos asumidos para la generación con energías renovables (Prima RER).

Inclusive, en un período de costos marginales que refleje el precio real de la energía en el mercado, este mecanismo garantizaría que las empresas distribuidoras no ganen ni pierdan como consecuencia de estos costos de compra.

Se debe modificar el rango de elección de potencia para migrar de Usuarios Regulados a Usuarios Libres.

Uno de los problemas identificados en el presente trabajo es que mientras a las empresas distribuidoras se les obliga a garantizar la totalidad de suministro de sus usuarios regulados por los siguientes dos años (a partir de licitaciones convocadas con una anticipación mínima de tres años, por períodos de contrato que van entre los 5 a 20 años y precios firmes), a los usuarios que optan por migrar del mercado regulado al libre sólo se les exige dar aviso a su actual suministrador con un año de anticipación antes de efectuar la migración.

Esta situación evidencia que la distribuidora cuenta con un tiempo mucho menor que el de la vigencia de sus contratos para poder ordenar, calcular y proyectar nuevamente su demanda. Sin perjuicio de la propuesta de mejora detallada en el numeral anterior, consideramos como un accionar positivo ante este problema, el que se eleve el rango de opción y pasemos de 200 kW – 2500 kW a 1000 kW – 2500 kW.

Ello permitiría mitigar el movimiento de la demanda y otorgar mayor certeza a las empresas distribuidoras pues la mayor cantidad de usuarios regulados que han migrado al mercado libre se encuentran justamente en el rango entre los 200 kW y los 1000 kW. Si bien hoy ya casi todos los usuarios que buscaron migrar lo hicieron en forma efectiva, lo cierto es que este mecanismo debe permitir el retorno de dichos usuarios al mercado

regulado pues cuenta con un precio mucho más estable, regulado y supervisado por OSINERGMIN.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conforme a la investigación efectuada, destacamos las siguientes conclusiones:

1. Las reformas al sector eléctrico efectuadas en 1992 y 2006 demostraron que el Estado ha solucionado problemas mediante un adecuado planteamiento y ejecución de políticas públicas, dejando que los actores del mercado hagan la parte que les corresponde. No obstante, el Estado está llamado a revisar periódicamente las políticas que adopte pues las mismas pueden convertirse en ineficiencias regulatorias como las descritas en el presente trabajo.
2. La situación de sobre oferta o de sobre capacidad de generación se hace más perniciosa si es que el propio Estado ha estado avalando los proyectos y disminuyendo los riesgos del inversionista. Un mercado eléctrico con un régimen vigente por veinticinco años llama a ser más cauteloso con este tipo de iniciativas.
3. La llegada del gas de Camisea a Lima trajo consigo el desarrollo de la industria del gas natural. En los primeros años de promoción de dicha industria, medidas como una declaración del precio del gas tenían sustento. Catorce años después, con una demanda de gas asegurada y con el ducto de transporte utilizado al 100% podemos afirmar que esta industria dejó de ser incipiente y ya no requiere de medidas de promoción como la declaración del precio del gas.
4. Existe un desfase entre la obligación de que las empresas distribuidoras convoquen a licitaciones de suministro con tres años de anticipación, mientras que los usuarios regulados con rango de opción pueden migrar al mercado libre tan sólo un año después de haber hecho el requerimiento. Este desfase no otorga certidumbre al mecanismo de licitaciones y puede ser un incentivo para que las empresas opten por otros mecanismos de contratación como los contratos bilaterales.

En lo que respecta a las recomendaciones, planteamos las siguientes:

1. El Ministerio de Energía y Minas, que define la política energética del país, debe evaluar con objetividad las futuras decisiones de promoción de la inversión en el

sector eléctrico, considerando priorizar un esquema de competencia de mercado antes que uno de competencia por el mercado.

2. En esa línea, el Estado debe replantear y suspender las futuras licitaciones que pretenda efectuar. Si bien hemos verificado que a nivel de PROINVERSION ya no se encuentran activas futuras convocatorias, las licitaciones para generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) también deben ser dejadas de lado y esperar que el tiempo y la tecnología nos ofrezcan precios más competitivos para este tipo de energía.
3. El Ministerio de Energía y Minas debe derogar las disposiciones del Decreto Supremo N° 016-2000-EM que permiten a las empresas que generan electricidad con gas natural declarar un precio mínimo ante el COES. Corrigiendo esta distorsión conseguiremos contar con un precio real de la electricidad producto de la oferta y demanda.
4. Dada la existencia de un desfase en los tiempos de adquisición de energía y migración de usuarios regulados, se recomienda que el Ministerio de Energía y Minas modifique el Reglamento de Usuarios Libres a fin de mitigar esta problemática mediante la modificación del rango de opción para que un usuario regulado opte por ser libre. Este rango debe estar entre los 1000 kW y los 2500 kW. En esa línea, recomendamos que se haga llegar al Congreso un Proyecto de Ley en el que se establezca el mecanismo por el cual las pérdidas de las empresas distribuidoras producto de la sobre contratación de potencia serán asumidas por los usuarios libres beneficiados por esta situación de sobre oferta.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA – PROINVERSION (2012). *Memoria Anual elaborada para el año 2011*. Lima: PROINVERSION.

BONIFAZ, JOSÉ (2001). *Distribución eléctrica en el Perú: Regulación y Eficiencia*. Lima: Consorcio de investigación Económica y Social y Universidad del Pacífico - Centro de Investigación.

BUTRÓN, CÉSAR (20 de noviembre de 2017). *Tarifa eléctrica subiría menos en el 2018 si se eliminan distorsiones*. Lima: Diario Gestión, p. 26-27.

CAMBRIDGE ECONOMIC POLICY ASSOCIATES LTD - CEPA Y NEGOCIOS GLOBALES INTELIGENTES - NEGLI (2016). *Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano*. Recuperado de: http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf.

COMISIÓN MEM-OSINERG (2005). *Libro Blanco: Proyecto de ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica*. Lima: Comisión MEM-OSINERG.

DAMMERT, ALFREDO Y MOLINELLI, FIORELLA (2006). *¿Qué significa el Proyecto Camisea?*. Documento de Trabajo N° 23 de la Oficina de Estudios Económicos de OSINERG. Lima: OSINERG.

HUAPAYA, RAMÓN Y SANCHEZ, LUCIO (2017). Aspectos Legales Básicos de la Industria Eléctrica y su Regulación en el Perú. Artículo inédito y pendiente de publicación.

MANKIW, N. GREGORY (2012). *Principios de Economía*. Sexta Edición. México, D.F: Cengage Learning Editores, S.A. de C.V.

OKUMURA, PABLO (2015). *El Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú*. Lima: Themis, Revista de Derecho N° 68.

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA – OSINERGMIN (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea*. Lima: OSINERGMIN

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA – OSINERGMIN (2016). *La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país*. Lima: OSINERGMIN

QUÍÑONES, MARÍA TERESA Y QUINTANILLA, EDWIN (2016). *Sector Eléctrico: Marco Institucional, Problemas y Nuevas Tendencias*. Lima: Themis, Revista de Derecho N° 69.

SANTIVANEZ, ROBERTO (2001). *Desregulación y privatización eléctrica en el Perú. Una propuesta para reimpulsar la reforma*. Lima: Muñiz, Ramírez, Pérez-Taiman & Luna-Victoria Abogados.

SUMAR, PAUL (2009). *La Ley de costos marginales*. Lima: Círculo de Derecho Administrativo, Revista de Derecho Administrativo N° 8.

ANEXO 1

El 5 de marzo de 2018, se ha publicado en el Diario Oficial “El Peruano” la Resolución Ministerial N° 082-2018-MEM/DM que autoriza la pre publicación del proyecto de “Decreto Supremo que aprueba disposiciones temporales para el sector eléctrico”.

La norma plantea un régimen temporal mediante el cual hasta el 30 de diciembre de 2019 el margen inferior de la franja de opción pasará de 200 kW a 1000 kW, quienes no podrán migrar al mercado libre. Asimismo, establece que los usuarios que ya hayan migrado al mercado libre y se encuentren entre los 200 kW y 1000 kW, mantendrán tal condición hasta que finalice su actual contrato, no pudiendo ampliar o prorrogar la vigencia de sus contratos dentro de este período temporal.

Por otro lado, el proyecto en comentario otorga mayores facilidades para que generadores y distribuidores puedan modificar los plazos y precios firmes de los contratos resultantes de licitaciones.

Si bien consideramos que son medidas positivas pues al menos buscan mitigar en algo el perjuicio ocasionado a las empresas distribuidoras, se trata de soluciones temporales y que debieran enfocar una solución a largo plazo. En esa línea, la redacción de los artículos propuestos no es la mejor pues no señala qué ocurrirá en el futuro con los clientes que tengan un contrato de mayor plazo, pudiéndose presentar una situación en la que clientes que tengan la misma demanda pertenezcan a mercados distintos, unos en forma obligada y otros en forma voluntaria.

A continuación acompañamos el proyecto de decreto supremo en comentario.