

SECTOR ELÉCTRICO: MARCO INSTITUCIONAL, PROBLEMAS Y NUEVAS TENDENCIAS

POWER SECTOR: INSTITUTIONAL FRAMEWORK, ISSUES, AND NEW TRENDS

María Teresa Quiñones Alayza*

Rodrigo, Elías & Medrano Abogados

Ex miembro del Consejo Directivo de THĒMIS

Ex Editora General de THĒMIS-Revista de Derecho

versus

Edwin Quintanilla Acosta**

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

The power sector of a country is highly relevant for its competitiveness and social development. In Peru, this sector has passed through many changes before having its current configuration, which has negative and positive aspects.

In the present versus, two different perspectives come face to face as the debate about key and current topics starts. The discussion is about questions such as the “oversupply” of power generation, the creation of additional charges to the power transmission service, or the frontiers of the regulated market.

KEY WORDS: Power sector; power generation; power transmission; power distribution; free consumer; regulated consumer.

El sector eléctrico de un país es de suma importancia para su competitividad y desarrollo social. En el Perú, este sector ha pasado por varios cambios hasta tener su configuración actual, que tiene aspectos tanto positivos como negativos.

En el presente versus, dos diferentes perspectivas se encuentran y se abre paso al debate acerca de temas clave y de actualidad, tales como: la “sobreferta” de generación eléctrica, la creación de cargos adicionales a la transmisión, o los límites del mercado regulado.

PALABRAS CLAVE: Sector eléctrico; generación; transmisión; distribución; usuario libre; usuario regulado.

* Abogada. Magíster en Derecho (LL.M.) por la Universidad de Harvard. Profesora en la Facultad de Derecho y Ciencias Políticas de la Universidad Nacional Mayor de San Marcos (UNMSM), así como en el curso de extensión universitaria del Organismo Supervisor de la Inversión Privada en Telecomunicaciones (OSIPTEL). Co-fundadora del Instituto de Derecho de los Servicios Públicos (IDESER). Miembro de Harvard Club del Perú, así como del International Bar Association (IBA). Ex vicepresidenta del Latin American Regional Forum. Socia de Rodrigo, Elías & Medrano Abogados. Contacto: mtquinones@estudiorodrigo.com.

** Ingeniero Electricista. Doctor en Management Sciences por la Escuela Superior de Administración y Dirección de Empresas (ESADE). Magíster en Administración por la Universidad Esan. Ex Viceministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas del Perú. Ex Gerente General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Director de la Maestría en Gestión de la Energía de Esan. Asesor de Presidencia del Consejo Directivo de OSINERGMIN. Contacto: equintanilla@osinergmin.gob.pe.

I. INTRODUCCIÓN: EL SECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ

A. María Teresa Quiñones Alayza

El modelo eléctrico peruano ha buscado una regulación para la competencia con el objeto de promoverla, en una industria que tradicionalmente había sido un monopolio regulado. Lo que hizo fue desagregar (dividir) las actividades eléctricas en generación, transmisión y distribución.

En el caso de la transmisión y distribución, hay un monopolio natural porque se trata de una red única, pues es económicamente ineficiente instalar una red al costado de otra para que compitan entre ellas. Lo que se ha buscado es generar la competencia a nivel generación, y un segundo nivel de competencia, al que podríamos llamar comercialización.

El mercado peruano se encuentra a mitad de camino entre el modelo dos y el modelo tres de desregulación: existe competencia entre los grandes usuarios (clientes libres), que son los grandes consumidores eléctricos, como las empresas mineras. Por otro lado, hay un mercado regulado para los usuarios regulados, que son los clientes pequeños y medianos, abastecidos por las empresas distribuidoras de electricidad, que tienen un monopolio sobre su área de concesión respecto de estos usuarios. Existe competencia entre los clientes libres, quienes pueden decidir si contratan con la distribuidora o con cualquier empresa generadora.

Todas las empresas generadoras se encuentran conectadas al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [en adelante, SEIN] y, por lo tanto, un usuario libre ubicado en Lima puede celebrar un contrato con una generadora de, por ejemplo, Puno. Funciona como una gran piscina donde se inyecta la energía y donde todos los clientes (de distribuidoras y generadoras) la retiran.

Grosso modo, como una introducción general, hay que recalcar que este modelo fue introducido en el Perú con la Ley de Concesiones Eléctricas [en adelante, LCE], que entró en vigor el año 1992 mediante el Decreto Ley 25844, promoviendo la inversión en generación. Sin embargo, había aspectos que generaron ciertos problemas, sobre todo en el año 2004, en el que hubo una sequía muy grande en Perú; como consecuencia de ello, los precios de la energía se dispararon y hubo problemas para que las generadoras vendan al mercado regulado, debido a que las tarifas estaban por debajo del precio

de mercado. Como consecuencia de ello, mediante Ley 28447 se creó una comisión integrada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [en adelante, OSINERGMIN] y el Ministerio de Energía y Minas [en adelante, MEM], los que convocaron a un grupo de expertos para que propusieran reformas. Se elaboró un libro blanco¹, en el que se propusieron las llamadas reformas de segunda generación, identificando lo que estaba fallando en el modelo regulatorio.

Como consecuencia de estas propuestas, en el año 2006 se promulgó la Ley 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, que introdujo modificaciones importantes, destinadas a introducir competencia allí donde fuese posible; este es el caso de las licitaciones que deben celebrar las distribuidoras para abastecerse de energía y atender al mercado regulado. Antes, el regulador era quien fijaba las tarifas máximas, aplicables a los contratos entre generadores y distribuidores para atender el servicio público de electricidad, conforme a los criterios establecidos en la LCE; pero este modelo no funcionó. Con la Ley 28832, se introdujo competencia mediante licitaciones; de esta manera, se permitió que fuese el mercado el que regulase el precio aplicable a dichos suministros. Estas licitaciones son supervisadas por OSINERGMIN, que también aprueba los modelos de contratos de suministro a suscribirse entre distribuidoras y generadores. Como las distribuidoras tienen la obligación de contratar suficiente cobertura para la demanda de sus usuarios, deben convocar a una licitación —a la que se pueden incorporar otras distribuidoras para hacer más volumen— y todos los generadores interesados se presentan y compiten por el suministro. Los generadores que ofrecen el menor precio se adjudican los contratos de suministro por un determinado número de años y los precios y las fórmulas de actualización pactadas en ese contrato no pueden ser modificados por el regulador.

A diferencia de las Tarifas en Barra fijadas por el regulador, los precios obtenidos en las licitaciones promueven la estabilidad al ser establecidos por el mercado. Lo que hace OSINERGMIN, para evitar colusiones, es mantener en reserva (secreto) un precio máximo. Si las propuestas exceden ese precio secreto, se declara desierta la licitación y se vuelve a convocar la licitación. Este es uno de los grandes aportes de la reforma.

La transmisión eléctrica era otro cuello de botella. En el Perú, la demanda estaba creciendo en varios

¹ Comisión MEM-OSINERGMIN, creada por Ley 28447. "Libro Blanco. Proyecto de Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica". Lima. 2005.

lugares y no existían líneas de transmisión suficientes que pudiesen transportar la energía desde donde se producía hasta donde se consumía. La Ley 28832 introduce la idea de una planificación, lo cual es interesante pues se combinan mercado y planificación. La planificación de las líneas es realizada por el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional [en adelante, COES], que reúne a todos los agentes (generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres), que la presenta al MEM para que la apruebe, teniendo en cuenta un horizonte de diez años de inversiones. Sobre la base del plan, que incluye las líneas que se requieren en el SEIN, se convocan licitaciones (usualmente, a través de Proinversión) para seleccionar a las empresas que tendrán la obligación de construir y operar las líneas bajo el marco de una concesión de obra (la Ley 28832 las denomina “Sistema Garantizado de Transmisión”) a cambio de una tarifa fijada en el contrato (y que es parte de la oferta económica de la empresa adjudicataria).

En términos generales, este es el esquema que existe actualmente en las actividades eléctricas, y de lo que se trata ahora es de conversar sobre cómo ha venido funcionando el modelo en la actual coyuntura y qué otros temas deben ser previstos para no tener que “parchar” las cosas a último minuto, sino mejorar y avanzar.

B. Edwin Quintanilla Acosta

En primer lugar, es interesante ver en qué “ventana de tiempo” estamos: cuántos años se están evaluando. En energía debemos analizar a largo plazo; sería una fantasía, un imposible, planear la construcción de infraestructura a seis o doce meses. Los objetivos de energía trascienden a los gobiernos.

El modelo de antes de la reforma de 1992 era fracasado y tenía enormes problemas. Con esta reforma empezó la “edad dorada” de la electricidad, aunque, obviamente, siempre hay cosas que mejorar. La reforma fue un viraje estratégico enorme en el sector. Como servicio público, esta actividad estaba reservada para el Estado, según el paradigma vigente desde la década de los ochenta. Eso se cambia con la LCE, con la que se liberaliza el mercado y se da acceso a la inversión privada. Con el tiempo, se liberalizó más al darse la Ley 28832.

El desarrollo tecnológico en electricidad no ha sido tan grande como en las telecomunicaciones, pero nos hace ver que el producto que tienes debe ser mejorado y que con la electricidad se busca la competitividad económica del país.

No es la electricidad por la electricidad, sino un servicio dentro de un marco económico al que contribuye en términos de competitividad. El Foro Económico Mundial ha hecho evaluaciones de competitividad energética a nivel global, y el Perú ha estado en primer o segundo puesto en los últimos cuatro años. Uno tiende a pensar que afuera las cosas son mejores, pero a veces hay que mirar hacia adentro y ver la parte virtuosa. La idea no es solo cambiar, sino mejorar, optimizar, ser más eficientes, y lograr más inversiones.

Hemos pasado de un servicio público administrado por el Estado, a un servicio con algunas etapas competitivas y otras reguladas. Uno se puede preguntar por qué no liberalizar otra actividad; por ejemplo, la distribución de electricidad en algunas ciudades. La respuesta es: porque no hay forma; todos los modelos económicos están de acuerdo en que es un monopolio natural. No se instalan varias redes en las calles para que compitan entre ellas, lo que, en teoría, sería posible pero a altísimo costo. Entonces, hay un mecanismo de regulación en donde sea necesario, y por otro lado, en donde sea posible la competencia, bienvenida ella.

Una frase de Anthony Giddens es “tanta competencia (mercado), como sea posible, y tanto Estado (regulación) como sea necesario”. La idea es hacer un *mix* según dependa de las características del segmento a que nos referimos.

En conclusión, debemos focalizarnos dependiendo de la naturaleza de cada negocio. No podemos ser innovadores en este caso y decir que daremos paso a la competencia allí donde hay un monopolio.

II. USUARIOS LIBRES Y REGULADOS: DISPUTABILIDAD DE LOS MERCADOS

A. María Teresa Quiñones Alayza

Uno de los cambios de la Ley 28832, que creo no ha funcionado como se quisiera, es el referido a la revocabilidad. Si nosotros queremos crear tanto mercado como sea posible, se requiere contar con el mayor número de vendedores y compradores; mientras más compradores tengamos, el mercado será más competitivo. Mejor aún si contamos con un mercado centralizado (como la bolsa de valores), porque facilita la transparencia de la información: los compradores y vendedores conocen las calidades y los precios de lo que se está transando en el mercado.

El mercado eléctrico tiene como característica que hay mucha asimetría de la información, lo cual es la razón de ser de los clientes regulados. Se considera que el suministro de energía tiene una serie

de complejidades, por lo que puede ser muy fácil engañar al usuario final. Entonces, se piensa que el cliente libre debe ser alguien que sí puede contratar, porque va a contar con la asesoría y la pericia para negociar (mayor capacidad de negociación) con el generador, lo que no sucede con el usuario residencial.

En esa línea, el Reglamento de la LCE originalmente fijaba un umbral de 1000 kilovatios (un megavatio o MW)². Aquel usuario que tenía una demanda inferior a 1000 kilovatios (kW) era considerado como usuario regulado. El que tuviera una demanda superior a 1 MW era considerado como cliente libre. ¿Cuál es la tendencia? ¿Qué es lo que recomienda la doctrina si queremos mercados competitivos? El umbral de 1000 kW es alto, y lo ideal hubiera sido irlo bajando para que, finalmente, queden como usuarios regulados los verdaderos residenciales, pero que todos los que sean comerciales y pequeños industriales pasen a ser clientes libres. Por ejemplo, en Colombia lo que se está haciendo es reducir este mercado no disputable, que son los usuarios regulados, respecto de los cuales el distribuidor tiene un monopolio legal (estos usuarios solo pueden comprarle al distribuidor a tarifa regulada). Fueron bajando el límite hasta llegar a 100 kW (0.1 MW)³.

En el Perú, en estos veinticinco años, no solo no hemos bajado el umbral, sino que, de alguna manera, lo hemos subido. La Ley 28832 creó una banda, según la cual, si eres un usuario con una

demanda de entre 200 y 2500 kW, puedes optar entre ser regulado o libre⁴. 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.

¿Qué es lo que pasa actualmente? La situación “ha dado vuelta”; hoy en día, los precios de energía han bajado bastante porque han entrado muchas centrales eléctricas al mercado, promovidas por el propio Estado. Entonces, todos quieren salirse de la condición de clientes regulados y quieren ser clientes libres hasta que vuelva a “cambiar la tortilla”.

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.

Otra de las reformas a la Ley 28832 recomendada por los expertos es que los compradores tengan acceso al mercado *spot* (la bolsa de energía en el

² Originalmente, el Reglamento de la LCE, aprobado mediante Decreto Supremo 009-93-EM, establecía en su artículo 2 lo siguiente:

“Los límites de potencia, a que se refiere el Artículo 2 de la Ley, serán fijados en un valor equivalente al 20% de la demanda máxima de la concesión de distribución, hasta un tope de 1000 KW.

El límite de potencia resultante para cada concesión será fijado en el respectivo contrato de concesión.

Los límites de potencia de cada concesión y el tope señalado en el primer párrafo del presente artículo serán actualizados por el Ministerio cada cuatro años por Resolución Ministerial, en fecha coincidente con la fijación de las tarifas de distribución”.

³ Según artículo 2 de la Resolución 131 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia (CREG) de 1998.

⁴ Ley 28832:

“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA.- Nueva opción para Usuarios Libres

Los Usuarios con una máxima demanda anual comprendida dentro del rango que se establezca en el Reglamento podrán acogerse, a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado [...]”.

Posteriormente, esta disposición fue reglamentada mediante el Decreto Supremo 022-2009-EM, que aprobó el Reglamento de Usuarios Libres. Luego de la modificación realizada mediante Decreto Supremo 018-2016-EM, publicado el 24 de julio de 2016, el artículo 3 de este Reglamento establece lo siguiente:

Artículo 3.- “Rango de Máxima Demanda.

3.1 En concordancia con el artículo 2 del RLCE, los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea igual o menor a 200 kW, tienen la condición de Usuario Regulado.

3.2 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor de 200 kW, hasta 2500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre, cumpliendo los requisitos y condiciones establecidos en el Reglamento. Los Usuarios Regulados cuya máxima demanda mensual supere los 2500 kW, mantendrán dicha condición por el plazo de un (1) año, contado a partir del mes en que superó dicho tope, salvo acuerdo entre partes.

3.3 Los Usuarios cuya máxima demanda anual de cada punto de suministro sea mayor a 2500 kW, tienen la condición de Usuarios Libres, a excepción de lo señalado en el numeral anterior”.

Perú). Hoy en día, solo los generadores pueden acceder a este mercado. Si los compradores tuvieran acceso al *spot*, podrían beneficiarse con precios más bajos. Se supone que ya pueden acceder, pero están de por medio algunos reglamentos que aún no se aprueban. En el fondo, van diez años (desde el 2006) desde que se ordenó que los compradores (la demanda) accedan a estos mercados centralizados. Verdaderamente, lo que ha existido en estos años es una serie de barreras legales que han impedido que la demanda acceda a estos mercados centralizados, y eso es justamente una barrera a la competencia, y me da la impresión que esto no ha sido prioridad para el gobierno saliente ni para el regulador.

Creo que el regulador desconfía de la competencia en el mercado y prefiere la competencia por el mercado. Es decir, una serie de monopolios que se liciten; así como lo fueron las licitaciones de las grandes centrales hidroeléctricas, que te aseguran tu contrato por treinta años y que trasladan el costo y los riesgos del negocio al usuario final.

B. Edwin Quintanilla Acosta

Respecto del tema de los clientes libres o regulados, estamos hablando de la competencia *retail*, al final de la cadena, en la comercialización. No estamos hablando de competencia en proveer nuevas fuentes de generación, sino en el abastecimiento de la demanda. Puede haber competencia en ese mercado de comercialización de energía bajo una sola regla: “existe mercado ahí donde el cliente tiene la capacidad de elegir”. Si hay un solo proveedor, esa capacidad de elegir es una ficción, simplemente no existe.

Respecto de los usuarios regulados, en otros países, se ha dado una liberalización que ha ido bajando el límite de la demanda requerida progresivamente. Para iniciar el análisis, en el Perú hay 6 500 000 de usuarios de electricidad, de los cuales 300 usuarios representan la mitad de la demanda del mercado (según la energía consumida). Estos son los usuarios libres (grandes en demanda) que tienen asesores y capacidad para la negociación, lo cual es bueno. Es ideal que se vayan bajando los límites de demanda para dar más acceso a los usuarios a la competencia; se tendría que analizar cómo reducir ese número en el tiempo y hacer disputable el mercado.

Por otro lado, la pregunta es cómo liberalizar a un pequeño usuario regulado que consume 15 kilovatios/hora (kWh) por mes, en una zona rural donde difícilmente tenga toda la información y pueda elegir a su proveedor. Ese momento tal vez llegue, pero creo que la reducción del umbral (demanda)

del cliente no regulado será de forma programada. Hay un límite en eso, especialmente en áreas rurales donde hay poco acceso y asimetría de información.

En la experiencia española, se liberalizó al 100% y, al final, la conclusión fue que aproximadamente el 70% de los usuarios nunca llegaron a comprender que estaban en el nuevo mercado, lo que dio lugar a la creación de una tarifa de último recurso, que es una regulación. Es deseable desregular, pero hay que hacerlo con la información apropiada y con un buen diseño desde el lado de la compra. Eso no es siempre fácil de hacer y, por otro lado, empieza otra revolución mucho más grande: los *smart grids*, que son fruto de la autogeneración o generación distribuida que emerge en los mercados. Ello se ha visto más en Europa, donde hay más desarrollo sobre ese tema.

En este caso el consumidor, más bien, autogenera; con algún panel fotovoltaico (en tanto esa solución sea económica). Observando la tendencia, en los próximos diez o veinte años eso se daría en buena medida. Hoy, hablamos de un suministro convencional: generación, transmisión, distribución y comercialización; de arriba hacia abajo; el nuevo paradigma es inverso: de abajo hacia arriba. Entonces, es importante analizar los mercados y promover la competencia, considerando los límites.

C. María Teresa Quiñones Alayza

Pero, tal vez, en el caso de los sectores comerciales e industriales, si se hubiera fijado la banda entre 200 y 1000 kW, hubiese conllevado una cierta reducción; pero al haber permitido la revocabilidad hasta los 2500 kW, se amplió más bien el segmento regulado (no disputable). Y los usuarios entre 1 y 2.5 MW son consumidores comerciales e industriales, no el usuario de la zona alejada que no tiene capacidad para negociar su suministro. Entonces, pasar al mercado libre esos segmentos y volverlos disputables podría ser una solución.

D. Edwin Quintanilla Acosta

También se trata del desarrollo de un mercado de consultoría o expertos en la materia, pues alguien puede agregar a los usuarios y comercializar en nombre de ellos. En definitiva, se requiere de un mercado activo, que ayude. Si lo planteamos de manera simple, es difícil que un usuario pequeño lea la LCE y sea un experto que entienda todos los detalles, o al menos que tenga interés en hacerlo directamente.

La electricidad no “corre” tan rápido como las telecomunicaciones, pero sí se nota en los últimos

años que hay un enfoque muy grande. Con la tecnología de generación distribuida y operación fotovoltaica, ya se empiezan a ofrecer otras soluciones (aunque están en su inicio, y tampoco se puede aún generalizar esa fórmula). Los mercados también deben tener los oferentes suficientes para ser disputables: si tengo una sola empresa (por ejemplo, en Iquitos, donde eso ocurre), ¿con quién va a competir? No hay forma, salvo que se interconecte.

III. ¿CÓMO ABORDAR EL PROBLEMA DE UN MERCADO DE ALTO CRECIMIENTO, COMO EL ELÉCTRICO?

A. Edwin Quintanilla Acosta

El mercado eléctrico peruano es de alto crecimiento: en los últimos veinte años la demanda se ha cuadruplicado, y en los últimos diez se ha duplicado. En esos últimos diez años crecimos lo equivalente a cien años previos.

Desarrollar infraestructura con estas tasas de crecimiento es complejo; se requieren nuevas centrales de generación (hidroeléctricas, termoeléctricas, etcétera), es decir, construir nueva oferta para atender la demanda. Con la tecnología conocida, la electricidad no es aún almacenable a gran escala por lo que se necesita poner la oferta siempre a la par. Si estamos en 3000 MW (como hace diez años, pues hoy estamos en 6000 MW), uno tiene que hacer otros 3000 MW en diez años, progresivamente, y no al final.

Entonces, ¿cómo abordar el problema de un mercado de alto crecimiento? Dando condiciones de largo plazo a la inversión; que nos permite resolver el problema de la infraestructura. Lo primero que se necesita son las centrales, que deben ser desarrolladas de la manera más eficiente, en un mercado competitivo (la generación es un segmento factible), lo que nos permite abordar ese problema de mercado con mucha antelación.

A manera de ejemplo, algunas centrales hidroeléctricas que hoy están en construcción; se licitaron en el año 2009, pasaron dos gobiernos, y hasta hoy no se ponen en operación comercial. Se trata de una inversión a largo plazo. Son problemas de Estado más que de gobierno. Estas centrales no se ponen en operación comercial porque las empresas sean ineficientes, sino porque la infraestructura es de gran magnitud. Eso también sucede con los gasoductos: una infraestructura de este tipo necesita años de desarrollo. Lo que se requiere es una visión de largo plazo que trascienda gobiernos y la coyuntura política, y que se dé apertura a capitales que puedan desarrollarlos. En los últi-

mos años, hemos tenido inversiones privadas del orden de los 2000 millones de dólares anuales, los cuáles no serían posibles obtenerlos del Estado, ya que tiene muchas otras necesidades. La solución es clara: visión de largo plazo con atracción apropiada de capitales.

B. María Teresa Quiñones Alayza

Estoy de acuerdo con que con las infraestructuras eléctricas hay necesidad de considerar el largo plazo, pues requieren grandes recursos y tiempo para construirse y desarrollarse. También hay que tener en cuenta que hay un delicado equilibrio entre las políticas a largo plazo y el rol de planeamiento que debe tener el Estado. Actualmente hablamos del planeamiento de la transmisión, por un lado, y, por el otro, el asegurar el libre mercado. Ello, de manera tal que una cosa no interfiera con la otra.

Creo que vale mencionar el ejemplo de las grandes hidroeléctricas, porque hay dos caminos, y creo que el camino correcto implica que el Estado ofrezca condiciones de largo plazo que sean mantenidas en el tiempo: “estas son las reglas de juego, que las conozcan los inversionistas, y yo voy a respetarlas”. Y allí ya hay una estabilidad que permite y fomenta las inversiones; si el Estado respeta las reglas de juego y respeta también a los mercados, si garantiza las condiciones para que actúe el mercado y, sobre todo, si permite que la señal de precios actúe, habrá inversión, en un marco competitivo que redunde en el mayor beneficio para el usuario final.

A veces, tengo la impresión de que el problema es que el Estado ha sido demasiado intervencionista. Por ejemplo, en el caso de las grandes centrales hidroeléctricas, el Estado dijo “voy a proyectar el crecimiento de la generación” y, en vez de ofrecer reglas claras, empezó a licitar para garantizar un precio de la potencia y energía por veinte años para quien construya una gran central hidroeléctrica. Lo que sucedió cuando se siguió esta política de licitaciones por el mercado, que se enmarca más en un modelo dos que en un modelo tres de desregulación, fue que se trasladaron al usuario final los riesgos económicos, financieros e incluso tecnológicos. ¿Qué nos ha pasado como país? Se licitaron las grandes hidroeléctricas y se les garantizó un precio fijo por veinte años, y ese precio fijo lo están pagando los usuarios regulados.

Esa es una de las razones por la que los precios regulados son más altos de lo que debieran ser. Si uno asegura condiciones a largo plazo, pero las generadoras asumen el riesgo del mercado y participan compitiendo en las licitaciones que lan-

zan las distribuidoras o los clientes libres, tienes un mercado dinámico, y no una nueva industria asegurada desde el primer día, que diga “yo ya sé que tengo 60 o 65 dólares por MW/hora con mi contrato”. Entonces, ese riesgo de mercado se lo han quitado al inversionista y se lo han pasado al consumidor.

Además, se hizo una sobrestimación sobre cuál iba a ser la demanda eléctrica. La demanda eléctrica ha crecido, como indica Edwin, hasta más de dos puntos por encima del Producto Bruto Interno (PBI) al año, pero en determinado momento empezó a crecer en menor medida y las proyecciones estuvieron por encima de la realidad. Ahora, lo que efectivamente tenemos es una sobreoferta eléctrica, que ha llevado a tener precios más bajos de energía. Eso es consecuencia del modelo en el que se licitaron estas centrales. Entonces, quiero enfatizar la idea de que promover tanta competencia como sea posible y tanta regulación como sea necesaria, un equilibrio entre intervención estatal y mercado, es muy delicado. Además, esas condiciones de largo plazo no deberían servir para rigidizar el mercado eléctrico.

C. Edwin Quintanilla Acosta

Es un tema polémico en el sector. Creo que la solución está en un intermedio, pues siempre los extremos pueden llevarnos a apasionarnos. Si el mercado por sí solo responde, bienvenido sea. Pero en temas de grandes inversiones a futuro, donde hoy se toma la decisión y recién en siete años se tendrá la infraestructura cabe preguntarse ¿cómo se recuperan las inversiones que hoy no cuentan con contratos? Entonces, sea quien sea el que haga la inversión, es un tema complejo.

Eso se intenta atenuar y el Estado es el garante del sistema en este modelo. El día en el que no haya electricidad, obviamente habrá un problema, y quien dará la cara será el Estado.

Un ejemplo ilustrativo es el caso del Gas Licuado del Petróleo (GLP), que también es un mercado de alto crecimiento, como el eléctrico, Los tanques de almacenamiento son el resultado de un contexto donde hay libre mercado; donde no hay prácticamente ninguna intervención ni regulación. Sin embargo, en veinte años no hay una ampliación de la capacidad instalada en el Callao, donde podría haber problemas de desabastecimiento, y el día que eso suceda, no habrá inversionista que lo explique sino que será el Estado el que debe salir a justificar por qué no se hicieron las inversiones. Entonces, hay un equilibrio (que no es fácil de alcanzar) y es conveniente que el mercado genere sus alternativas, pero también

hay un rol subsidiario del Estado, que requiere asegurar que el suministro exista. El suministro eléctrico es un servicio básico y continuo y mientras va creciendo la economía se necesita más oferta de electricidad.

Con relación a la denominada “sobreoferta eléctrica” hay muchas opiniones en el sentido que hay excedentes. Se dice que hay sobreoferta porque hay un margen de reserva que ha pasado de 35% a 50%, con lo que la oferta es más grande que la demanda. Ello es lógico y usual en los sistemas de generación, pues siempre hay una reserva adicional (para afrontar una sequía, un incidente en el gasoducto, mantenimiento o falla de una central, etcétera), ya que el suministro debe ser continuo y sostenido. Por ello, siempre hay una reserva que en el MEM se estimó en 50% para las condiciones actuales.

Se dice que hay sobreoferta porque hay una alta reserva sin analizar los riesgos que justifican el diseño de la reserva. Observando los países vecinos, podemos ver que Chile tiene reservas de casi 90% en su sistema interconectado central, Ecuador 50% y Colombia 60%, lo que confirma que se requieren reservas para afrontar los principales riesgos. Debe anotarse que esta reserva está conformada principalmente por centrales térmicas de alto costo variable que usan diésel.

Hay que evaluar apropiadamente qué es “sobreoferta”, en qué se basa y definirla; y no es un margen de reserva pues, como se demuestra, en el caso chileno hay más margen de reserva que en el caso peruano, sin estar en condiciones de sobreoferta ya que requieren la interconexión. La reserva no es una medida para la sobreoferta.

En el pasado siempre nos hemos preocupado de los posibles racionamientos, y que los precios eran altos. Por ello, creo que hemos pasado a una condición en la que transitoriamente puede haber algo de recursos, pero, dado el crecimiento esperado en la demanda eléctrica para los próximos años, son limitados.

Respecto al alto crecimiento, el mercado peruano, en el año 2015 creció 6.5% en demanda eléctrica, y para este año esperamos un crecimiento de 7.5% a 8% en el mercado eléctrico. Otro aspecto es que el crecimiento no es equitativo, pues hay unas regiones que crecen 20% y otras que crecen 3% (lo que también origina problemas de localización).

En resumen, contar con un mercado de alto crecimiento es un buen problema. Este es un mercado que nos da muchas oportunidades de inversión, crecimiento y desarrollo.

IV. INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA Y LOS RETOS QUE IMPLICA

A. María Teresa Quiñones Alayza

Creo que otro reto para un mercado en crecimiento, tratando de ampliar el mercado disputable para hacerlo más interesante y promover mayor inversión y mayores posibilidades de opción para el consumidor, es el de la interconexión regional. El exceso de oferta ha llevado a que comience a haber un mayor interés por la interconexión, para ofrecer la energía excedentaria en otros países. Allí hay otro reto, pues tenemos dos modelos posibles. Un modelo, por el cual estaba apuntando el gobierno, es que el generador no pueda contratar directamente con una empresa extranjera ni viceversa, sino que es el sistema (el SEIN) el que exporta a Chile y eso se acredita ante el COES.

Desde mi punto de vista, acá tenemos un nuevo reto, en lo que se refiere al diseño de la interconexión subregional eléctrica, para optar por un modelo más de mercado que cree los incentivos para que los generadores inviertan en redes de transmisión en lugar de cargar su costo al usuario final. En el primer modelo, es el Estado el que licita la construcción de las interconexiones y el que tiene el monopolio de las interconexiones y otorga concesiones. En el segundo modelo, si tú permites que las generadoras vendan, ellas son las que hacen la inversión en las interconexiones, con lo que se fomenta el mercado y, en todo caso, en lo que el Estado trabaja es en el acceso a redes, ampliaciones o refuerzos. Entonces, nuevamente, ante esta disyuntiva de la interconexión hay dos caminos: un camino intervencionista y un camino más pro mercado.

B. Edwin Quintanilla Acosta

No conozco país que haya hecho una interconexión a puro mercado. Sería lo ideal, y ojalá que se pueda dar. Estoy de acuerdo con la posición de María Teresa, pero es difícil, pues siempre hay acuerdos entre los gobiernos de por medio: de la Comunidad Andina, de la Alianza del Pacífico, etcétera. Siempre hay que armonizar, y observo que la parte más compleja no es el *hardware*, sino el *software*; el problema no es tanto hacer la inversión y construir las líneas de interconexión, sino que el tema de fondo es cómo nos ponemos de acuerdo, cómo se comercializa la energía (en eso se está avanzando). Mi visión es integradora, y creo que siempre es mejor tener un mercado más grande, pero la armonización —tal como hemos visto en la Comunidad Andina— no es una materia fácil, pues es obvio que cada país tiene un modelo resultante de su visión.

Por ejemplo, Ecuador y Bolivia son países con una visión exportadora, y Perú también lo es. La pregunta es: si todos exportan, ¿quién compra? Son países que tienen una visión diferente en la participación del Estado. Ecuador acaba de crecer en su oferta tanto como su demanda, por un acuerdo con el gobierno de China y hoy tiene energía suficiente para vendernos. Con Bolivia es similar. Desde el punto de vista de la seguridad energética (rubro relevante en la política energética), la integración nos permite optimizar la garantía del suministro, ya que no siempre habrá una sequía (u otro evento) que afecte la generación en todos los países a la vez.

También depende de cómo los países guían su política energética. Cada país tiene su visión, y eso es respetable. Algunos pueden buscar que la transacción debe ser al costo marginal, pero esta situación no es uniforme por la mayor o menor intervención de los Estados en la formación de los precios en el mercado mayorista.

Creo que la integración es inevitable, e implica una armonización entre marcos normativos, en lo cual se está avanzando. Y si eso se da con inversión privada, permitirá mejorar su eficiencia.

C. María Teresa Quiñones Alayza

Con respecto a las sequías, en algunos casos hay complementariedad de las cuencas hidrológicas entre unos y otros países: cuando hay sequía en unos, es justo cuando está lloviendo en otros.

Con respecto a la interconexión, hay modelos. Evidentemente, en una interconexión regional tiene que haber coordinaciones entre países, porque se trata de importación y exportación, un intercambio internacional. Hay modelos ¿no? Uno de esos modelos es el de la Unión Europea para la interconexión, en el que sí se permite ese tipo de ventas interregionales de energía. Hay otros en los que no es posible hacerlo; entonces, el enfoque puede variar: más pro mercado o pro enfoque centralizado. Son modelos y opciones. Con ventajas y desventajas.

Hay otros casos en los que yo puedo celebrar un contrato con una empresa chilena, ecuatoriana o colombiana, y se reconocen los contratos sin perjuicio de las liquidaciones a costo marginal entre los diferentes sistemas. También existe esa posibilidad.

V. ¿CUÁL ES EL LUGAR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES?

A. María Teresa Quiñones Alayza

En el Perú existe, desde el Decreto Legislativo 1002, una política de fomento de las energías re-

novables. Perú tiene un gran porcentaje de energías renovables, porque el componente hidro alcanza el 50% de la matriz energética. Sin embargo, se define como “energía renovable” en el decreto legislativo a las mini hidro (las menores de 20 MW) y a energías no convencionales como la eólica, solar, o biomasa. Estas gozan de un régimen de garantías y subsidios, con un precio garantizado y una prioridad en el despacho eléctrico. Aquí siempre ha habido un debate: ¿qué sentido tiene en el Perú dar un régimen especial a este tipo de energías, cuando somos un país donde el 50% de la energía es hidro? Creo que deberían competir en el mercado en las mismas condiciones, porque, al final, lo que interesa es asegurar que los consumidores puedan acceder a los precios más económicos por la energía, y que sea el mercado el que decida qué tipo de tecnología hay que promover.

De hecho, en la última licitación, los precios para la energía eólica y solar han sido menores, incluso, que los de las grandes centrales hidroeléctricas. Actualmente, el avance tecnológico ha sido de tal magnitud que las energías eólica y solar están en capacidad de competir en precio con las tecnologías convencionales, por lo que no tiene sentido garantizarles ninguna clase de subsidio. En todo caso, por sus particularidades, lo que valdría la pena es asegurar que tengan prioridad en el despacho, porque en la energía eólica yo no decido cuando soplan o no los vientos, o cuando sale o no el sol en el caso de la solar. Cuando produzco energía tengo que inyectarla al sistema, y eso tendría que garantizarse. Pero, tal vez, ya no habría tanto sentido en promover precios garantizados que, a la larga, terminan encareciendo el suministro eléctrico de todos, porque el subsidio se agrega al peaje de transmisión y es uno de los añadidos que terminan duplicándolo. Actualmente, los sobrecargos representan el 100% del peaje de transmisión; es decir, lo duplican.

B. Edwin Quintanilla Acosta

Coincido en gran medida con lo que señala María Teresa. Nosotros estamos en la región más renovable del planeta; América Latina, en general, tiene un componente renovable alto en el mundo, el triple de cualquier otra región a nivel de las energías primarias. En nuestro caso, tenemos un desarrollo de las energías renovables en dos rubros: en las energías convencionales y no convencionales. La convencional es básicamente la energía hidroeléctrica, tradicional en el Perú. En algún momento, incluso llegamos a tener 90% de generación hidroeléctrica. Tuvimos un récord en generación hidroeléctrica, pero también un récord en sequía y racionamiento.

Las energías no convencionales vinieron a continuación, y son la eólica, solar, biomasa, entre otras fuentes. Hemos observado los altos precios que tuvieron las eólicas y solares al inicio de las subastas (2009). Por ejemplo, la energía solar llegó a adjudicarse en 220 dólares por megavatio/hora (MW/hora), y actualmente cuesta 48 dólares por MW/hora en el Perú.

Las renovables no convencionales no han participado en la matriz aún de manera determinante como las convencionales; sin embargo, han impactado con un incremento en la tarifa de 6%. La evolución de los costos de las renovables ha sido fundamental el último año en la proyección de este tipo de fuentes. Este año en Dubái se adjudicó una central solar fotovoltaica a 29.9 dólares por MW/hora. Entonces, lo que actualmente los analistas observan en el planeta es que se viene un *boom* de energías renovables con precios extraordinarios que esperamos sean sostenibles en el tiempo.

Las energías renovables y no renovables deben participar de manera óptima en la diversificación de la matriz. El Perú tiene recursos: gas natural, hidroeléctricas, viento y sol. El uso de las renovables que vienen en el futuro va a ser grande, y eso se vio en la COP 20 y COP 21. Perú es un país que participa con el 0.17% de demanda del planeta en términos energéticos, no por ello menos importante, pero significa que nosotros no vamos a poner la pauta en las renovables, que son básicamente un producto de importación en cuánto a su tecnología (pero que influye mucho en las decisiones que se pueden tomar).

Hay un reporte de Bloomberg, según el cual en el año 2050 el 33% de la energía eléctrica mundial va a provenir de fuentes renovables no convencionales. El crecimiento se concentra básicamente en la nueva infraestructura adicional. He observado con atención que hay países árabes, que producen petróleo y gas, que dan mucha importancia a las renovables. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) tiene un programa enorme en renovables desde su sede en Abu Dhabi.

Un ministro saudí señaló: “la edad de piedra no terminó por falta de piedras, y la edad del petróleo no va a terminar por falta de petróleo”. Esto implica que va a terminar porque surgirán otras opciones energéticas más económicas y que las aprovecharemos en su tiempo.

Las energías renovables, además de ser sostenibles deben ser también competitivas, con un precio disputable por otras tecnologías. Eso no está

muy lejos de darse, pero debe armonizarse en el SEIN en conjunto y no aisladamente. Hay compromisos y contratos que deben ser respetados.

C. María Teresa Quiñones Alayza

Hay empresas que están apostando por las renovables. Casi se están deshaciendo de sus termoeléctricas y apuntando más a todo lo que sean renovables. Es una tendencia mundial de los propios generadores.

VI. TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN: PLANIFICACIÓN Y PROBLEMAS

A. Edwin Quintanilla Acosta

En la transmisión, hay un esquema según el cual la Ley ha reservado al COES la planificación de las redes de transmisión, lo cual creo que es acertado. Son un conjunto de elementos de interconexión que requieren de un plan de desarrollo. Es una red monopólica; no hay una red competitiva de transmisión, a pesar de algunos pequeños emprendimientos que también pueden hacerse. Pero, en general, es como un sistema de carreteras: uno no puede hacer su carretera hacia cualquier lugar, sino que tiene que haber un sistema armonizado de carreteras y de interconexión en general.

Las líneas de transmisión operan bajo leyes físicas, según las cuales, si uno hace una línea desequilibrada, no es que se reparta la energía, sino que ésta se va por el lado de menor resistencia eléctrica. Por ello, se requiere una armonización y un diseño apropiado.

En los últimos años, la planificación y el programa de obras han progresado: hay muchas más líneas que antes, aunque eso haya significado un mayor costo. Si queremos un sistema de mayor confiabilidad (seguridad energética), ello tiene sus costos. Se han hecho líneas de transmisión por el crecimiento registrado: si uno compara un mapa con las redes eléctricas del año 1992 con uno actual, no tienen nada que ver. Las redes han crecido significativamente. Hay un esquema de desarrollo y lo que nos queda es seguir en esa senda que ha funcionado muy bien, pero siempre buscando la eficiencia. La planificación se ha cerrado con contratos BOOT (*build, own, operate and transfer*), de concesión, que han ayudado mucho a su desarrollo. Prácticamente, toda la transmisión en este país ha crecido gracias a la inversión privada.

El tema pendiente es la transmisión a nivel de las empresas distribuidoras donde no ha habido los capitales ni los modelos suficientes para generar

inversión, encontrándose por tanto con problemas de infraestructura y de modelos de gestión estatal pendientes.

B. María Teresa Quiñones Alayza

El caso de la transmisión es un buen ejemplo de una Asociación Público Privada [en adelante, APP] exitosa, porque el éxito de la planificación a largo plazo de la transmisión eléctrica en Perú, estriba en que no es responsabilidad del Estado sino de los privados; en la transmisión eléctrica, no es el MEM el que, por más brillantes técnicos que pueda tener, sea quien diga “planificamos esto de esta manera”, sino que esta planificación está a cargo del COES, que reúne a todos los agentes que, además, tienen intereses contrapuestos, porque los intereses de los generadores, muchas veces, son antagónicos a los intereses de los transmisores y distribuidores.

Entonces, se sientan en la mesa todos estos agentes: transmisores, generadores, usuarios libres y distribuidores. Y son ellos, sobre la base de la información que los usuarios libres proporcionan sobre –por ejemplo– sus nuevos proyectos mineros, los que observan que ahí hay una nueva necesidad que tiene que ser atendida, una línea que debe atender esa demanda, cuáles son las inversiones en transmisión, dónde van a ubicarse las nuevas centrales hidroeléctricas, y si se requieren líneas que conecten esas centrales con los lugares de consumo.

Entonces, todos estos actores trabajan un plan de transmisión que tiene un horizonte de diez años, que después presentan al MEM para su aprobación. Eso es una APP y, por eso, ha sido efectiva. El plan de transmisión está concordado y, más que eso, analizado por todo los agentes, y guía cuáles son las prioridades del país, cuáles son las licitaciones que se tienen que lanzar, entendiendo que el Estado también, por razones políticas, pudo haber lanzado una línea de transmisión que no era prioritaria pero que era un anhelo de determinada población que se encontraba aislada.

Yo creo que el plan de transmisión es un modelo a seguir. Hubiera sido ideal que en el caso de otras infraestructuras, como la planificación de nuevas centrales hidroeléctricas, se hubiera utilizado una figura más de tipo APP. Porque allí el Estado cumple con su rol, y Edwin lo decía al comienzo: “el Estado es garante del servicio público”; y lo dice también el artículo 58 de la Constitución: “[...] el Estado [...] actúa principalmente en las áreas de [...] servicios públicos e infraestructura”; entonces, el Estado tiene un rol que cumplir como garante y debe buscar los mejores mecanismos para con-

cordar ese rol con su actividad subsidiaria (artículo 60 de la Constitución) y con la desmonopolización progresiva de los servicios públicos, que es una exigencia de la Octava Disposición Final y Transitoria de la Constitución.

¿Cuál es el problema en distribución? Primero, la ley establece un monopolio legal para las distribuidoras. Estas distribuidoras, fuera de Lima y un par de lugares más, son de titularidad estatal, por lo que sus recursos son muy limitados; entonces, las distribuidoras tienen áreas de concesión acotadas y hay grandes bolsones que no son atendidos. ¿Cuál ha sido la solución ahí para ampliar la frontera eléctrica? Otra empresa estatal: ADINELSA⁵, es la que realiza la inversión adicional en distribución rural, y eso es lo que no está funcionando, probablemente porque hay mucho Estado y muy pocos privados.

A mí me gustaría comparar esto con lo que ha sido, por ejemplo, el enfoque que ha tenido en telecomunicaciones el FITEL⁶; el FITEL es el fondo de inversión rural en telecomunicaciones. Pero allí el modelo que se ha utilizado ha sido de APP, licitaciones para que privados compitan por el menor subsidio para construir y operar la infraestructura rural y prestar el servicio a una tarifa regulada. Un modelo similar ha podido emplearse para ampliar la frontera eléctrica, salvando las distancias y las diferencias entre telecomunicaciones y electricidad. Lamentablemente, la opción ha sido que lo haga el Estado. Mi impresión es que también es un tema político: hay mucho rédito político del Estado cuando el Presidente llega a inaugurar la nueva central, conexión, distribución, etcétera. Entonces, hay un rédito político del cual el Estado no ha querido desprenderse.

VII. SOBRECOSTOS Y CARGOS AÑADIDOS A LA TARIFA ELÉCTRICA

A. María Teresa Quiñones Alayza

Creo que el gran reto va a ser cómo “paramos la mano”, por un lado, y, por el otro, cómo manejamos eficientemente todos estos cargos adicionales que se han añadido al peaje; es decir, si uno dice “los precios de generación eléctrica son muy baratos en el Perú, comparado con otros países”, eso es cierto, pero muchos de los sobrecostos de la generación están siendo metidos de contrabando en el peaje de transmisión. Además de cobrar el costo de la transmisión, estamos cobrando una serie de elementos que no debieran estar en el peaje: los

precios garantizados a la generación con recursos renovables, los sobrecostos o los precios garantizados por los gasoductos y la seguridad energética (que ni siquiera es servicio eléctrico).

Ahora, cuando salga el Gasoducto del Sur [en adelante, GSP], el peaje probablemente se va a incrementar al doble, y ahí estamos regresando a un modelo que existía en los años setenta, donde la tarifa eléctrica era un “cajón de sastre”, al que iban todos los tributos destinados a financiar cualquier cosa. Entonces, la tarifa eléctrica era un pedacito y todo lo demás eran tributos que el Estado recaudaba por esa vía, como un Impuesto General a las Ventas (IGV), para que pueda financiar una serie de cosas.

Actualmente, hemos regresado a ese modelo. Hemos distorsionado muchísimo la tarifa eléctrica, que es poco transparente: uno ve “peaje”, y hay bastantes cosas ahí que no tienen nada que ver con el peaje. Evidentemente, hay contratos que se deben honrar, pero creo que este modelo es pernicioso, peligroso y no debe permanecer; además ¿qué incentivo ha generado? Que la mayoría de clientes libres vean que es más barato autogenerar para no tener que pagar peaje. Es decir, es tal el incremento del peaje que una autogeneración ineficiente sale más a cuenta que estar conectado al SEIN, no por el precio de la energía, sino por el precio del peaje. Entonces, este modelo es un ejemplo de una regulación que buscó la solución de una situación específica, como el financiamiento del gasoducto o de tal infraestructura (como el nodo energético), o lo referido a los costos variables. Cuando acabaron con los costos marginales reales y los idealizaron, hubo nuevamente otra distorsión en el mercado. Desaparecieron la señal de precios en el mercado de energía: populismo.

Entonces, todos estos sobrecostos están metidos en el peaje, generando que los grandes clientes, en vez de querer estar conectados, quieran desconectarse. Por tanto, ahora hay que hacer una nueva regulación para hacer que los grandes clientes no se escapen y paguen también estos subsidios. En el fondo, vemos el laberinto en el que terminamos atrapados cuando distorsionamos los precios y utilizamos la tarifa eléctrica como un “cajón de sastre” para cobrar una serie de cosas que no deben de estar allí. La tarifa eléctrica debiera reflejar única y exclusivamente los costos del servicio eléctrico, que es lo que declara LCE, y que yo creo que hemos afectado sustancialmente en estos últimos años.

⁵ Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.

⁶ Fondo de Inversión en Telecomunicaciones.

B. Edwin Quintanilla Acosta

Lo que debe buscarse es minimizar los cargos que se asignan a la transmisión, pero también hay que ser realistas en el tema. Hay que revisar esos cargos con cuidado e ir desmontando alguno de ellos. Por ejemplo, el costo marginal idealizado es un cargo que termina este fin de año y que incluso antes puede ser limitado. Nos corresponde ver el futuro porque en el pasado hay cosas que se hicieron, y creo que las soluciones que se dieron eran la mejor aproximación que se tenía en su momento, ya que también había otro tipo de problemas. Se dice que es una barbaridad que el costo marginal sea idealizado, pero también es una barbaridad decir que si hay una línea de transmisión saturada haya que duplicar o triplicar la tarifa al lado receptor por no haber construido otra línea de transmisión. Aquí se buscó un equilibrio y buena parte de las congestiones ya se ha resuelto.

Otro tema son los cargos adicionales de las renovables. Cuando estas eran caras, resultaron en primas altas según el procedimiento legal. Hoy, que las renovables no convencionales tienen precios más baratos, eso se puede evitar, aunque eso implica una reforma legal. Actualmente, ya pueden entrar a competir con otras fuentes.

Además, hay unos cargos que están en la transmisión y que deberían estar en la generación; sencillamente, habría que reposicionarlos. Por ejemplo, la reserva de generación: se dice que ha subido en la transmisión, lo cual es cierto, pero también ha bajado en la generación. Entonces, en el neto, la solución es razonable, pero hay que ver dónde están posicionados los cargos. Eso habría que mejorarse.

En el tema de los gasoductos se dice que no debería añadirse como un costo en los cargos de los usuarios. Eso también lo escuchamos con el Gasoducto Central (TGP) respecto a la Garantía por Red Principal [en adelante, GRP], que se incluyeron en los cargos de la tarifa eléctrica. Sus beneficios fueron enormes. Los gasoductos de Camisea (TGP) han traído un beneficio para la sociedad de 45000 millones de dólares, en 10 años, según estudios de evaluación. Esta fue una solución extraordinaria, aunque fue muy criticada en su momento. El beneficiario principal de esto es la propia generación eléctrica y, finalmente, el consumidor por el acceso a una fuente energética económica. Son inversiones que lo ideal sería que no se carguen a las tarifas, pero, también, es importante conocer que si uno no lo hiciera y ese gasoducto no se termina por la razón que fuera, las tarifas subirían

notablemente y ya no pagaríamos el GRP (o como se llame ese mecanismo), sino mayores costos de tarifas a nivel de generación por el mayor consumo de diésel.

Para el caso del GSP, una solución era dejar que alguien construya un gasoducto, pero ese gasoducto no era viable económicamente (falta de contratos, de suministro de gas natural, etcétera). Había una iniciativa privada que, sencillamente, no iba a poder cumplirse como se demostró en el tiempo. Frente a esto, un nuevo modelo expresado en la Ley de Afianzamiento de la Seguridad Energética⁷ le otorgó el marco legal. Es cierto que es un recargo, pero también es importante ver cuáles son los beneficios que nos va a traer a futuro, para evaluarlo equilibradamente. Sería interesante ver qué alternativas se han comentado de manera viable en el sector; por ejemplo, si la solución fuera con hidroeléctricas, sería de mayor costo por su magnitud, lo cual hubiese implicado una tarifa mayor para el consumidor, que posiblemente hubiera necesitado garantías. Se necesita de una generación eléctrica futura que se provea al sector, más aún en un contexto de alto crecimiento de la demanda.

C. María Teresa Quiñones Alayza

El GSP es más un tema político, porque excede las necesidades del sur. Si sirviese para exportar energía, eso le daría sustento económico; esto va a ser viable cuando se construyan centrales termoeléctricas en la frontera con Chile y se exporte la energía. Entonces, la magnitud del gasoducto no tiene sustento con las necesidades del sur, sino que es más una necesidad política, que habrá que ver cómo se financia.

D. Edwin Quintanilla Acosta

El diseño del GSP no aborda temas de exportación, aunque eso se mejoraría con un manejo prudente. En el gasoducto había un concepto de seguridad energética. La generación del país está altamente concentrada en el centro, en torno a Lima, Ica y Huancavelica. Entonces, por temas de seguridad energética, se requiere desconcentrar la generación. El GSP tuvo esa condición para contar con centros de generación equilibradamente distribuidos. El GSP se sustenta principalmente en la generación eléctrica (y su crecimiento). Por supuesto, también está la industria y los usos residenciales y vehiculares.

En cuanto a la exportación, estimo que debemos complementarlo con un fuerte énfasis en las ener-

⁷ Ley 29970, Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país.

gías renovables. Creo que tenemos recursos como para hacerlo, y eso permitiría poner en valor nuestras fuentes energéticas nacionales y sostenibles, lo que tendría menos resistencia en un proceso de integración. La exportación es buena e interesante, pero también se deben cuidar los recursos naturales y ver cómo equilibrarlos. Una buena solución es con energías renovables, tanto convencionales como no convencionales, considerando los precios competitivos con los que contamos a nivel nacional

VIII. COMENTARIOS SOBRE LA INSTITUCIONALIDAD EN EL SECTOR ELÉCTRICO

A. Edwin Quintanilla Acosta

La institucionalidad son las reglas de juego que se tienen en una sociedad, que a veces confundimos con “organizaciones”. Se necesita de una institucionalidad estable a largo plazo. En el caso del regulador de energía peruano, es una entidad que tiene más de veinte años, que se fortaleció en su momento, que sigue vigente y que dio soporte a las decisiones de inversión de largo plazo.

Una variable de la institucionalidad es la estabilidad y continuidad del directorio de un regulador. No se cambia a un director en cualquier momento, sino que son decisiones legales programadas para el plazo definido en la ley. En el caso del regulador, se nombra a un director por un periodo de 5 años, de manera escalonada y programada, lo que da continuidad a su gestión.

Esa continuidad, en el caso peruano, es notable a pesar de algunas demoras en su implementación, y se ve con mucha atención desde afuera. Lo que queda por hacer es mantener y mejorar esa institucionalidad; la autonomía debe ser más marcada, deben garantizarse mejor los concursos, mejorarse las remuneraciones, el presupuesto, y otras variables que pueden ayudar a que esa autonomía sea más distinguida. Eso es lo deseable en una economía moderna.

Un tema muy importante en la autonomía del regulador, es quién hace el *enforcement* (hacer cumplir la ley e implementar los mecanismos regulatorios). Hay países con muy buenas legislaciones,

pero que carecen de un ente que haga cumplirlas, entonces se termina politizando. Hay diferencia entre las leyes en los libros y las leyes en acción.

Actualmente la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) viene impulsando el desarrollo de temas institucionales, como la evaluación de impacto regulatorio de las normas que se vayan a emitir.

Respecto del COES, este es un ente plural, que requiere más autonomía, y se requiere fortalecerla con un presupuesto mejorado. En el caso del MEM, su participación política siempre será necesaria, pero creo que habría que apostar por un ente sectorial más eficiente, de un tamaño óptimo, y que tenga más agencias que soporten su gestión (planificación, eficiencia energética, etcétera).

En resumen, la institucionalidad es la estabilidad de las reglas de juego y también de las organizaciones asociadas.

B. María Teresa Quiñones Alayza

Estoy de acuerdo con Edwin. Tal vez puedo agregar que, a pesar de los pilares que están en la Ley de los Organismos Reguladores⁸, incluyendo la forma en que se ha diseñado la rotación del directorio en dichas entidades, son distintas las historias de OSITRAN, OSINERGMIN y OSIPTEL. En el tema del diseño institucional, hay algunos casos con más éxito que otros. Creo que hay experiencias transversales, donde los reguladores podrían aprender unos de otros y recogerlas.

En cuanto al MEM, hay una muy alta rotación. Sería preferible que tuviera muchos más técnicos de primer nivel de los que tiene, y se necesita una ley de la carrera pública que garantice que ellos se van a quedar, porque con cada cambio de ministro se cambia todo el grupo de asesores y directores generales. Si eso pasa, ¿quién de primer nivel se queda en el MEM? En otros países, el director general y los asesores de alto nivel se mantienen, y eso no lo tenemos en el MEM, lo que termina afectando la calidad de las decisiones que puede tomar cuando tiene en sus manos temas tan importantes. Ese es un punto que, en mi opinión, está pendiente de mejora. ¶

⁸ Ley 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos.