

La Agenda Pendiente del Sector Eléctrico

Alfredo Dammert Lira*

Resumen:

El presente artículo trata sobre la estructura de la provisión de electricidad. Este sistema consta principalmente de tres subsistemas: la generación, la transmisión, y la distribución de electricidad. Cada sistema está conformado por diferentes características al igual que su regulación. Ante lo mencionado, el autor nos comenta el caso peruano, sobre el organismo llamado Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

Palabras clave:

Sector eléctrico – COES – Transmisión de electricidad – Generación de electricidad – Distribución de electricidad – Regulación – FERC

Abstract:

This article discusses the structure of the electricity supply. This system mainly consists of three subsystems: the generation, transmission and distribution of electricity. Each system is comprised of different features like its regulation. Given the above, the author tells us the Peruvian case, on the body called the Committee of Economic Operation of the System (COES).

Keywords:

Regulation – FERC – COES – Power sector – Electricity transmission – Electricity generation – Electricity distribution

Sumario:

1. Introducción – 2. Organización del Sector Eléctrico – 3. La Generación Eléctrica – 4. La Transmisión – 5. Distribución Eléctrica – 6. Comparación con el diseño de mercado estándar de la FERC – 7. Conclusiones – 8. Bibliografía

* Director de la Maestría en Regulación de los Servicios Públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú. Ingeniero Industrial por la Universidad Nacional de Ingeniería. Máster en Ingeniería Química por la Universidad de Texas. Ph.D en Economía por la Universidad de Texas. Ha sido presidente del Consejo Directivo de OSINERGMIN.

1. Introducción

La provisión de electricidad está formada por un sistema que consta principalmente de tres subsistemas: la generación, la transmisión, y la distribución de electricidad. El primer subsistema –la generación– está formado por generadores eléctricos que producen la electricidad. El segundo subsistema –la transmisión– consiste en líneas de alto voltaje que llevan la electricidad producida a las distribuidoras eléctricas y grandes consumidores. El tercer subsistema –la distribución– consiste en redes que reciben la electricidad transportada por las líneas de transmisión y la distribuyen entre un gran número de consumidores domésticos, y pequeñas y medianas empresas. Cada uno de estos subsistemas tiene diferentes características por lo que su tratamiento, incluyendo la regulación, es también diferente. Por otra parte es necesario un organismo que coordine los tres subsistemas con objeto de asegurar un balance adecuado entre la oferta y la demanda. En el caso del Perú este organismo se llama Comité de Operación Económica del Sistema (COES).

2. Organización del Sector Eléctrico

En el caso peruano, el diseño de mercado del sector eléctrico corresponde al llamado modelo de competencia mayorista. Según este modelo, las empresas de distribución eléctrica y los clientes grandes adquieren electricidad de los generadores eléctricos firmando contratos que consideran la cantidad y el precio contratado entre cada distribuidor y/o cliente grande y cada generador. En este sistema, las empresas de transmisión reciben sus ingresos de lo recaudado por las distribuidoras y los clientes grandes. Este diseño de mercado en el caso peruano también establece la desintegración vertical, según la cual los generadores, transmisores y distribuidoras son empresas independientes, y existe además la obligación de que las empresas que participan en generación y/o distribución participen también en la transmisión eléctrica. Como se ha indicado anteriormente en base a los contratos firmados, el COES indica el orden de entrada de la generación de acuerdo a las cantidades demandadas por el sistema. En el caso peruano no existe competencia minorista, que es cuando la distribución es separada de la comercialización minoristas y los consumidores tienen la potestad de escoger a su comercializador, quien a su vez establece contratos con los distribuidores

3. La Generación Eléctrica

La generación eléctrica se realiza a través de diferentes tipos de generadores. Sin embargo, casi todos están basados en el mismo principio: una turbina que rota rodeada por un campo electromagnético, con lo cual

los electrones de conductores de cobre que están insertos en los mismos van pasando a lo largo de los conductores impulsados por el campo magnético en rotación. Tanto el flujo de agua de las hidroeléctricas como el flujo de vapor o gas de los generadores a gas, a carbón o a petróleo diesel hacen rotar una turbina, produciéndose el fenómeno mencionado anteriormente.

Los generadores eléctricos tienen diversos costos de inversión y de operación, dependiendo de la tecnología utilizada. Así, tenemos que las hidroeléctricas tienen altos costos de inversión, pero muy bajos costos de operación, siendo lo opuesto en el caso de las generadoras a diésel, que tienen un bajo costo de inversión, pero un alto costo de operación. En un sistema eléctrico se requiere una combinación de tecnologías, pues cuando se requiere una cantidad de electricidad durante todo el día es más conveniente la producción de hidroeléctricas que, al distribuirse su costo de inversión entre la producción de todo el día, resulta en un costo unitario relativamente bajo que, unido al bajo costo de operación, resulta en un costo total unitario más bajo que con otras tecnologías. En cambio, las cantidades de electricidad que requieren ser producidas esporádicamente durante el día resultan más económicas cuando se producen con generadoras a diésel, por sus bajos costos de inversión. Las demás tecnologías ocupan los casos intermedios.

En el Perú existe un número relativamente alto de empresas de generación eléctrica, por lo que existen las posibilidades de que estas compitan entre ellas. Sin embargo, es necesario que el Estado establezca reglas de juego adecuadas para fomentar esta competencia. Es por ello que la Ley de Generación Eficiente, promulgada en el 2006, creó un mecanismo de licitaciones de contratos entre distribuidoras y generadoras, mediante el cual se obtiene el precio de la energía o costos variables, ordenándose la oferta de los generadores de menor a mayor hasta cubrir la demanda a contratarse. Con objeto de promover la inversión en hidroeléctricas, estas tienen una ventaja de 15% en el precio sólo con fines de comparación entre ofertas. El precio de la potencia o costo de inversión se determina anualmente por el regulador. Las empresas distribuidoras deben contratar con una anticipación no menor a tres años a los de su demanda y los consumidores libres pueden adherirse a estas licitaciones, así mismo otros distribuidores pueden asociarse a la licitación. Hasta el 25% de la demanda de los distribuidores puede contratarse a menos de 5 años y hasta un 3% de dicha demanda puede contratarse a cualquier plazo. Sin embargo, el 75% de los contratos deben suscribirse entre 5 y 10 años. Este mayor plazo tiene como objetivo incentivar las nuevas inversiones.

La razón de las licitaciones por ley y la forma en que se llevan a cabo es la necesidad de:

- a. Fomentar las inversiones en generación eléctrica al establecerse plazos relativamente largos a precios estables. Esto es importante por cuanto las inversiones en generación eléctrica son de larga maduración lo cual requiere de los inversionistas un plazo adecuado bajo condiciones estables con objeto de minimizar los riesgos de inversión.
- b. Crear un mercado de competencia entre las empresas de generadora eléctrica. Ver cuadro.

Tipo	Plazo Contractual	Convocatoria	Cantidad a Contratar	Objetivo
Largo Plazo (LGI)	Entre 5 y 20 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 100%	Servir de herramienta de promoción de inversiones
	Hasta 5 años	Anticipada de al menos 3 años	Hasta 25%	
Corto Plazo (LCTE)	Lo define OSINERG-MIN	Anticipada de menos de 3 años	Hasta 10%	Capturar señal de precios de corto plazo

Si bien el modelo de licitaciones ha sido bastante exitoso por cuanto las licitaciones de los últimos años se han cubierto totalmente, se pueden hacer algunos comentarios para mejorarlas. El primero es que una nueva inversión, sobre todo en centrales hidroeléctricas, requiere más de tres años de anticipación y su sostenibilidad requiere que éstas tengan mercados asegurados por 10 a 20 años. Por este motivo, sería conveniente contemplar que los contratos fueran al menos por un mínimo de 10 años, por lo menos para una parte de las licitaciones. Por otra parte, con objeto de crear un mercado spot o de corto plazo es conveniente establecer que las empresas puedan dejar una parte menor de sus necesidades sin contratos para adquirir energía en el mercado libre.

Así mismo, con objeto de contar con capacidad de generación adicional para casos de interrupciones, en el Perú se recurre a licitaciones por capacidad de reserva, en las cuales las empresas ganadoras tienen el derecho de obtener un pago por mantener generadoras que se utilizarían solamente en el caso de contingencias en el abastecimiento eléctrico.

4. La Transmisión

En cuanto a la transmisión eléctrica, esta consiste en el conjunto de líneas que van desde el punto donde se produce la electricidad hasta las empresas distribuidoras o los grandes clientes libres, entre ellos muchas empresas mineras. Las líneas de transmisión operan a voltajes que van entre 220,000 voltios y 500,000 voltios, muy superiores a los 220 voltios requeridos para uso

doméstico. La razón de estos voltajes elevados es que a mayor voltaje se tienen menores pérdidas en las líneas de transmisión. Con objeto de variar el voltaje, se requieren transformadores tanto en las líneas de inyección eléctrica de los generadores como al inicio de las líneas de distribución eléctrica.

El trazo y capacidad de las líneas de transmisión depende del beneficio-costado de llegar a los consumidores desde diversas centrales de generación. Por otro lado, depende también de cómo se comportará la oferta y demanda en los diferentes centros de generación y consumo.

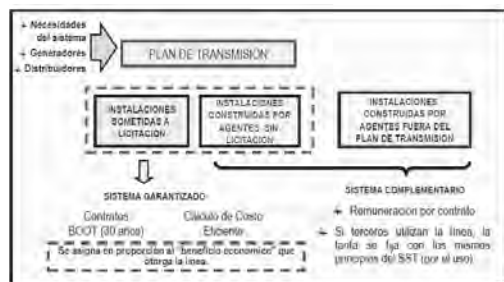
Si el Estado no estableciera el trazo de las nuevas líneas de transmisión, existiría gran incertidumbre por parte de los inversionistas privados, por cuanto si alguno de estos construyera una línea entre dos puntos –digase entre a y b–, pero otra empresa que tuviera una línea –digamos entre c y d– la extendiese hasta b, le quitaría mercado en b generando grandes pérdidas para la primera, por lo cual ninguna empresa invertiría de acuerdo a las necesidades futuras del mercado eléctrico, lo cual resultaría en grandes déficits en transmisión.

Este problema ha sido resuelto con la Ley de Generación Eficiente (Ver cuadro). Bajo ésta Ley se asigna una entidad independiente –COES– la función de identificar las necesidades de transmisión en el futuro, analizar las funciones de proyectos alternativos, y determinar los beneficiarios. Bajo la misma línea, se establece un Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) que está conformado por aquellas instalaciones incluidas en el plan de transmisión propuesto por el COES, las cuales se construyen como resultado de diversos procesos de licitación para cada nueva línea o ampliación. El plan propuesto debe ser evaluado por OSINERGMIN y aprobado por el MINEM. Luego el MINEM es el encargado de realizar las licitaciones para las ampliaciones y nuevas inversiones propuestas, pero actualmente delega esta tarea en PROINVERSION. Las licitaciones ofrecen contratos BOOT por cada línea o expansión por un plazo de 30 años y se otorga la buena pro al inversionista que requiera el menor ingreso anual durante 30 años. La asignación de ingresos anuales la realiza OSINERGMIN.

Por otro lado, se crea un sistema complementario de transmisión (SCT) que surge de acuerdo a necesidades específicas de generadores, distribuidores y grandes usuarios. Las Tarifas de SCT se fijan a través de licitaciones, según las cuales se paga la remuneración requerida por el ganador por un periodo de hasta 30 años, pasado el cual la línea se transfiere a otro operador, reconociéndose el valor remanente al operador inicial. La tarifas del SCT son establecidas por el regulador –OSINERGMIN– basado en costos

eficientes o cuando sea conveniente se pueden determinar por negociación entre las partes.

Planificación de la Transmisión - Ley N° 28832



Fuente: Ley N° 28832, Reglamento de Transmisión y Ley de Concesiones Eléctricas.

Baja la Ley de Generación Eficiente se pretende establecer un marco estable de ingresos para las empresas de transmisión con tarifas pagadas por los beneficiarios y determinadas competitivamente a través de licitaciones para las líneas establecidas bajo de transmisión.

Hasta la fecha, este sistema de promoción de las licitaciones en transmisión viene dando buenos resultados, habiéndose licitado todas las líneas propuestas. Un reto importante es el de considerar dentro de la planificación de la transmisión la posibilidad de incluir en la evaluación beneficio-costos de la transmisión la alternativa de extender el ducto de gas natural versus el de ampliar la transmisión en algunas zonas. También sería conveniente perfeccionar los contratos BOOT.

5. Distribución Eléctrica

La electricidad producida por las generadoras y transportada por las líneas de transmisión es canalizada a empresas distribuidoras en todo el país o directamente a grandes usuarios. La distribución eléctrica recibe aproximadamente el 62% de la electricidad. Dado que los hogares conforman los principales consumidores dentro de la electricidad provista por los distribuidores, es de suma importancia la regulación de este segmento. Dado que la distribución está conformada por una serie de monopolios regionales, cada uno de los cuales tiene la concesión de una o más regiones (excepto Lima que está a cargo de dos distribuidoras que tienen la concesión del norte y sur de la región respectivamente), estas no están sujetas a la competencia en el mercado, por lo que deben ser reguladas. Un problema que presentan las distribuidoras regionales es el de gobernabilidad, pues fuera de Lima e Ica las demás empresas son de propiedad del Estado, estando sujetas a una serie de limitaciones.

La regulación de la distribución eléctrica se basa en el esquema de *empresa modelo eficiente*

combinada con el modelo de *yardstick competition*. En líneas generales, en el Perú este esquema se aplica dividiendo cada concesión en 6 sectores típicos que se establecen según la densidad y consumo de cada parte de la red. En función a estos sectores típicos, se identifica un sistema de distribución representativo en cada sector típico en algunas de las distribuidoras eléctricas y, a partir de estos, se estiman los costos de empresas modelo eficientes (Ver cuadro).

Sector típico		Sistema de distribución eléctrica (empresa modelo)	Empresa de distribución eléctrica responsable
1	Urbano de alta densidad	Lima Sur	Luz del Sur
2	Urbano de media densidad	Huancayo	Electrocentro
3	Urbano de baja densidad	Caraz- Carhuaz - Huaraz	Hidrandina
4	Urbano - rural	Chulucanas	Electronoroeste
5	Rural	Valle Sagrado (Cala, Urubamba y Písac)	Electro Sur Este
Especial	Sistema de distribución eléctrica de Villacurí*	Villacurí	Coelvisa

El cálculo de los costos eficientes considera una tipología ideal de las redes, los materiales y equipos más económicos, los costos más bajos de los materiales y equipos que se pueden encontrar en el mercado y un máximo de líneas de distribución subterráneas.

Una vez establecidas las empresas modelo y sus respectivos costos, se calcula una tarifa de distribución denominada valor agregado de distribución (VAD) basada en la proporción de consumo de electricidad de cada sector típico sobre el total de consumo de electricidad tomado de la empresa. Por ejemplo, una empresa de distribución que posee sistemas que forman parte de los sectores típicos 1,2,3, donde el sector típico 1 representa el 20% de consumo de la distribución, el sector típico 2 representa el 60%, y el sector típico 3 representa el 20%, la tarifa o VAD para dicha empresa será:

$$VAD = 0.20 \times VAD_1 + 0.60 \times VAD_2 + 0.20 \times VAD_3$$

Una vez obtenido los VAD para todas las empresas de distribución, queda ajustar las tarifas según el modelo de *yardstick competition*. Bajo este esquema, se ajuntan los VAD obtenidos agrupando las empresas y estimando la tasa de retorno de cada grupo de empresas utilizando los VAD estimados y los costos reales de las empresas.

En el caso en que la tasa interna de retorno de este grupo de empresas este por debajo del 8% se ajusta el VAD para que el nuevo resultado de la tasa interna de retorno llegue a un mínimo del 8%¹.

Existen dos problemas con el sistema actual de las tarifas de distribución. El primero es de índole regulatoria. Por una parte, el cálculo de una empresa modelo puede estar lejos de los costos reales, por estar basado en estimaciones de costos y no considerar que los materiales más eficientes requieren un plazo sustancial para su cambio. Por otro lado, el tomar empresas modelo como representativas de las distribuidoras no necesariamente toma en cuenta todas las características de cada región. Además de ello, este modelo regulatorio no toma en cuenta las necesidades de ampliación de las distribuidoras eléctricas las cuales normalmente se realizan en zonas de mayor costo.

Con el fin de mejorar el esquema regulatorio de la distribución eléctrica, OSINERGMIN y el MINEM han propuesto al Ejecutivo la aprobación de un libro blanco de la distribución eléctrica, bajo el cual cada distribuidora se regularía en forma separada. El otro problema es que la mayoría de las distribuidoras son empresas estatales. Por lo general, éstas no cuentan con los recursos necesarios para nuevas inversiones ni para mejorar sus operaciones. Con objeto de solucionar esto, se han propuesto varias alternativas que incluyen la participación de capitales privados o que estas empresas se rijan por las normas de las empresas privadas, pero no se ha obtenido respuesta por parte del Ejecutivo hasta la fecha.

6. Comparación con el diseño de mercado estándar de la FERC

La FERC, el organismo regulador de los Estados Unidos, recomienda un diseño de mercado eléctrico² con el fin de:

- (a) promover la operación diaria eficiente del mercado;
- (b) dar señales adecuadas a los inversionistas y a los consumidores;
- (c) que los mecanismos planteados en el modelo sean implementables a un costo razonable para la sociedad.

A continuación, se describen las principales características de la propuesta de diseño de mercado de la FERC y la evaluación del diseño

del mercado eléctrico peruano anteriormente descrito de acuerdo a esta propuesta.

- a. Creación de un operador de la red independiente de cualquier participante en el mercado que se encargue del despacho de electricidad por parte de las generadoras y de las restricciones en la transmisión, con objeto de evitar la influencia de los agentes involucrados en las transacciones de mercado. En el caso peruano, este rol lo asume el COES que es un operador independiente de la influencia de los agentes del mercado.
- b. Un mercado basado en la firma de contratos de largo plazo que permita la estabilidad del sistema. La Ley de Generación Eficiente del Perú establece que las transacciones entre generadores y distribuidores están basadas en contratos a largo plazo según lo descrito en este artículo.
- c. Un mercado *spot* de corto plazo para manejar desbalances entre la oferta y la demanda. Este elemento no se encuentra incluido en el modelo peruano, por lo que vale la pena considerar su inclusión.
- d. Un planeamiento regional de la transmisión que considere líneas eficientes. Este tema se encuentra incluido en la Ley de Generación Eficiente para el caso peruano.
- e. Señales de precios locales que valoren las restricciones de la transmisión. Dado que aun falta completar el desarrollo del sistema eléctrico peruano este tema no se ha incluido pues bajo las condiciones actuales podría encarecer sustancialmente la provisión de electricidad en ciertas regiones.
- f. Derechos de transmisión comercializables. El modelo peruano no es adecuado para esta actividad, por cuanto todas las partes tienen acceso a la red de transmisión.
- g. Medidas destinadas a mitigar el poder de mercado. La Ley de Generación Eficiente del Perú establece precios topes en las licitaciones de generación eléctrica, cumpliendo así con esta parte de la propuesta.
- h. Exigencia de niveles mínimos de reserva de generación eléctrica. El sistema peruano considera niveles mínimos de reserva de generación.

1 Ver: Dammert, Alfredo, Raúl García y Fiorella Molinelli. Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, 2008, Lima, Perú. Fondo Editorial PUCP. (pp. 223-227)

2 US Department of Energy Report to Congress: Impact of the Federal Energy Regulatory Commission's Proposal for Standard Market Design, 2003.

Como se puede apreciar, el diseño de mercado eléctrico peruano cumple con casi todos estos requisitos. En este artículo, se recomienda incluir un mercado *spot* para las transacciones eléctricas, mientras que las otras medidas no implementadas –señales de precios locales en la transmisión y derechos de transmisión comercializables– no serían aplicables.

7. Conclusiones

El esquema de regulación del sector eléctrico en el Perú es bastante efectivo en términos generales. En cuanto a la regulación de la generación, podrían hacerse algunos ajustes en cuanto a los plazos con el fin de promover las inversiones y de crear un mercado de corto plazo. En el caso de la transmisión eléctrica, un reto a futuro es la integración de la planificación de la transmisión eléctrica con la de los ductos de gas natural. La regulación de la distribución eléctrica es la que requiere de más modificaciones con objeto de obtener tarifas eficientes y sostenibles, para lo cual se requiere cambiar de tarifas por empresas modelo a tarifas por cada distribuidora. Además,

en el caso de la distribución, se tiene el problema de las limitaciones de las empresas estatales que resultan, a su vez, en limitaciones en la atención a los usuarios domésticos y empresariales.

8. Bibliografía

Congreso del Perú, 1992. Ley de Concesiones Eléctricas (DL 25844).

Congreso de la República del Perú, 2006. Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832).

Dammert, Alfredo, Raúl García y Fiorella Molinelli. Regulación y Supervisión del Sector Eléctrico, 2008, Lima, Perú. Fondo Editorial PUCP.

Kahn, Alfred. The Economics of Regulation, 1988, Cambridge, Massachusetts, The MIT Press.

US Department of Energy, 2003. Report to Congress: Impact of the Federal Energy Regulatory Commission's Proposal for Standard Market Design. ☒