

Revisión del Marco Regulatorio del Sector Eléctrico Peruano - SBCC-10 PROSEMER-OSINERGMIN

Informe 4

Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y
Negocios Globales Inteligentes (NEGLI)

La asociación en consorcio de Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes SAC (NEGLI), fue contratada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) para llevar a cabo una consultoría de revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano. Esta consultoría tuvo como objetivo fundamental definir una serie de recomendaciones para mejorar el modelo regulatorio del sector eléctrico peruano en el largo plazo. Para lograr este objetivo la primera etapa del trabajo consistió en recoger la visión de los agentes públicos y privados respecto a la situación actual del sector eléctrico, mediante talleres realizados en los meses de junio y agosto de 2016.

En base a la primera etapa, dicho consorcio trabajó posteriormente en establecer un modelo futuro del sector eléctrico y el camino para alcanzar el mismo en el largo plazo. Los resultados de dicha evaluación fueron recogidos con un amplio análisis en el Informe N° 4 de fecha 2 de diciembre de 2016 y puesto a disposición del público en la página web del OSINERGMIN¹.

En esta ocasión, a efectos de compartir las conclusiones vertidas en el citado Informe, el **Fondo Editorial Santiváñez Abogados** realiza una reproducción parcial de sus capítulos 1, 2, 3 y 4, así como de sus Anexos 9 y 10. Esta publicación cuenta con la correspondiente autorización de la Unidad de Coordinación de Préstamos Sectoriales del Ministerio de Economía y Finanzas, así como del OSINERGMIN, en su condición de titulares de los derechos de propiedad sobre dicho Informe.

¹ http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/publicaciones/informe-cepa.pdf

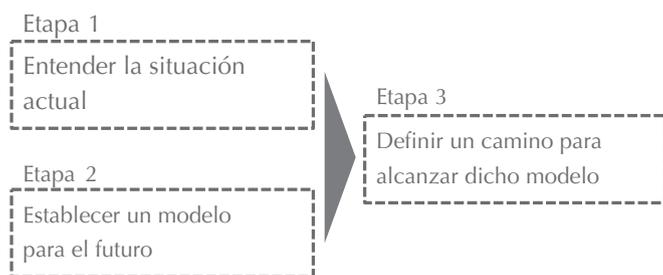
1. Introducción

La asociación en consorcio de Cambridge Economic Policy Associates Ltd (CEPA) y Negocios Globales Inteligentes SAC (NEGLI), en adelante denominada CEPA-NEGLI, ha sido contratada por el Organismo Supervisor de Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) para llevar a cabo una revisión del marco regulatorio del sector eléctrico Peruano.

1.1. El proyecto

El objetivo fundamental de este proyecto es definir una serie de recomendaciones para mejorar el sector eléctrico Peruano. La metodología que seguimos para obtener dichas recomendaciones se muestra en forma simplificada en la Figura 1.1.

Figura 1.1: Metodología del proyecto



Esta metodología tiene tres etapas básicas. Empezamos por entender la situación actual del sector en Perú. En paralelo establecemos un modelo para el sector en el futuro. Finalmente definimos un camino para llevar al sector desde su situación actual hacia el modelo a futuro.

1.2. Este informe

Este informe, denominado Informe 4, es el cuarto y último informe del proyecto. Hemos optado por una estructura simple para este informe que se alinee totalmente con las etapas de la metodología presentada en la Figura 1.1. De esta forma, la estructura del informe es la siguiente:

- **Sección 2** presenta los resultados de la Etapa 1 de la metodología del proyecto, es decir nuestro entendimiento de la situación actual del sector delineando los principales desafíos que encontramos.

- **Sección 3** presenta los resultados de la Etapa 2, es decir el modelo sectorial que recomendamos debería ser perseguido como objetivo.
- **Sección 4** presenta los resultados preliminares de la Etapa 3, es decir las reformas que recomendamos para alcanzar el modelo sectorial objetivos.

Se incluyen además una serie de anexos que complementan el contenido de las secciones principales:

- **Anexo 1** presenta detalles del enfoque técnico y la metodología. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 1.**
- **Anexo 2** presenta una descripción del sector eléctrico Peruano tomando en cuenta las últimas estadísticas disponibles. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 2.**
- **Anexo 3** presenta el mapa normativo del sector. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 2.**
- **Anexo 4** discute la identificación y caracterización de los principales stakeholders. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 2.**
- **Anexo 5** describe el proceso de selección de casos de estudio. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3.**
- **Anexo 6** contiene una transcripción de los resultados del primer y segundo taller con stakeholders. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 2.**
- **Anexo 7** contiene el criterio de evaluación utilizado para evaluar modelos sectoriales. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3.**
- **Anexo 8** incluye a los casos de estudio. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3.**
- **Anexo 9** describe el proceso de creación y evaluación de los tres modelos de desarrollo del sector. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3.**
- **Anexo 10** presenta más información sobre los problemas del sector. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 2.**
- **Anexo 11** presenta detalles sobre metodologías de regulación de redes. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3 y la Sección 4.**
- **Anexo 12** discute el potencial rol de la generación distribuida en el sector en el futuro. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3 y la Sección 4.**
- **Anexo 13** discute el potencial rol de la energía renovable en el sector en el futuro. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3 y la Sección 4.**
- **Anexo 14** discute potenciales reformas a los cargos adicionales en el peaje de transmisión. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 3 y la Sección 4.**

- **Anexo 15** resume en forma tabular las modificaciones legislativas requeridas para implementar la reforma. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 4.**
- **Anexo 16** presenta una revisión de las consultorías sobre: a) Incentivos para Promover el Uso Óptimo de la Energía por parte de los Usuarios de Electricidad, b) Metodologías de planificación energética e institucionalidad en el estado peruano líquidos y gas natural en el Perú y c) Reforzamiento del Sistema de Planificación de las Redes Eléctricas por parte de las Empresas de Transmisión Eléctrica. Este anexo **complementa el contenido de la Sección 4.**
- **Anexos 17, 18 y 19** presentan los proyectos legislativos propuestos para comenzar con la reforma del sector eléctrico. Estos anexos **complementan el contenido de la Sección 4.**
- **Anexo 20** lista las referencias usadas en este proyecto.

1.3. Introducción al sector eléctrico Peruano

La reforma de la industria eléctrica peruana en el Perú se inició en el año 1992 con la publicación del Decreto Ley 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), ello en el contexto de una aguda crisis energética caracterizada por un índice de electrificación entre los más bajos de la región, una demanda que excedía en 26% la capacidad de generación y tarifas que no reflejaban los costos promedios reales de producción. A través de la LCE y sus normas reglamentarias y complementarias se buscó sentar las bases para el desarrollo de un mercado competitivo a través de la inversión privada y sobre la base de señales de mercado, dejando de lado el planeamiento centralizado que caracterizó la etapa previa a la reforma.

La LCE optó por la desintegración vertical de la industria eléctrica en las siguientes actividades: (i) generación, (ii) transmisión, y (iii) distribución y comercialización, las cuales deben ser realizadas de manera independiente, es decir no pueden ser desarrolladas de manera simultánea por una misma persona o por quien ejerza directa o indirectamente el control de ésta, salvo en los casos previstos por la misma LCE.²

2 Estos casos incluyen: (i) actos de concentración que no impliquen un daño a la competencia con autorización previa de la autoridad de competencia (conforme a la modificación introducida en la LCE mediante la Ley N° 26876 publicada el 19 de noviembre de 1997); (ii) la transmisión por parte de generadores o distribuidores mediante la utilización de líneas de transmisión secundaria o complementaria; y, (iii) la actividad de comercialización de energía eléctrica por parte de generadores a favor de usuarios no sujetos a regulación de precios.

Generación

El mercado peruano de generación tiene entre sus características la existencia de un despacho económico obligatorio centralizado sobre la base de ofertas de costo marginal de operación. Es decir, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) ordena el despacho de las centrales para lograr la operación a mínimo costo. El Recuadro 1.1 describe en más detalle cómo opera dicho mecanismo de despacho.

Recuadro 1.1: Operación del mecanismo de despacho

El despacho de energía en el sistema interconectado administrado por el COES considera:

- La priorización de las centrales de menores costos variables de operación, es decir comenzando por aquellas con menores costos variables hasta lograr cubrir la demanda en cada momento del día;
- La energía se valoriza a costo marginal considerando los costos variables de la última central que entra a despachar cada 15 minutos;
- La potencia se remunera por el hecho de mantener reserva disponible; y
- Un “pool” que opera como una cámara de compensación que se liquida mensualmente a través de las denominadas “valorizaciones de transferencias” de potencia y energía.³

La independencia entre los compromisos de los contratos financieros y el despacho económico genera la necesidad de efectuar transferencias por potencia y energía, las cuales son realizadas y valorizadas por el COES sobre la base de la información de inyecciones, retiros y compromisos contractuales que permite una compensación entre los generadores liquidada por el COES.

Cuando una empresa generadora no produzca o su producción no alcance lo contratado con sus usuarios, por efectos de lo ordenado en el despacho del COES, deberá comprar la energía faltante a otras generadoras que sí produjeron lo suficiente a fin de balancear físicamente los compromisos contraídos con el sistema, éstas transacciones se producen en el Mercado de Corto Plazo (MCP - spot). Este mercado está constituido por las transferencias de potencia y energía entre generadoras que determina y valoriza el COES mes a mes, en función de cuánta energía en total inyectó cada generadora al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y cuánta energía retiraron los clientes (distribuidoras y/o usuarios libres) con los que dicha generadora tiene suscritos contratos de suministro.⁴

3 Bajo este esquema los generadores producen mediante un sistema de subastas de energía llevadas a cabo por el COES, ofertando su costo variable. El COES ordena el despacho en función a dichos costos y realiza el balance de la demanda y la oferta. El costo variable del último generador que es llamado a despacho se convierte en el precio spot por lo que recibe la denominación de costo marginal de corto plazo.

En cuanto a la demanda, se ha realizado una clasificación de los usuarios en: (i) usuarios libres, los que se encuentran facultados a comprar electricidad de una o más empresas distribuidoras y/o generadoras, teniendo la opción de contar con uno o más puntos de suministro, bajo un régimen de precios libres; y (ii) usuarios regulados, que contratan la energía exclusivamente de la empresa distribuidora de la zona de concesión en la que se encuentren, suponiendo esta entrega de energía la existencia previa de un contrato de suministro entre la distribuidora y una generadora bajo un régimen regulado.

La demanda puede ser dividida en dos: el mercado eléctrico regulado y el mercado eléctrico libre. En dichos mercados, los agentes y mecanismos de formación de precios de la electricidad son distintos; sin embargo en ambos mercados, los precios de transmisión y distribución eléctrica están sujetos a regulación de precios. En el mercado libre participan los siguientes agentes: los usuarios libres, las empresas distribuidoras y las empresas de generación eléctrica. Dentro del mercado libre existe competencia entre generadores y distribuidores por suministrar energía y potencia a los usuarios libres mediante contratos bilaterales, en los que se establecen precios libres.

Por su parte, en el mercado regulado participan los siguientes agentes: los usuarios regulados, las empresas distribuidoras, e indirectamente las empresas generadoras; siendo las distribuidoras las únicas autorizadas para suministrar energía y potencia (capacidad) a los usuarios regulados dentro de sus respectivas zonas de concesión. Dentro del mercado regulado, la formación de precios responde a mecanismos de mercado (precios firmes resultantes de licitaciones realizadas por el OSINERGMIN) y complementariamente a precios regulados (precios en barra fijados por el OSINERGMIN).

Transmisión

La actividad de transmisión de electricidad está fuertemente regulada, incluyendo aquellos aspectos referidos a su remuneración, es decir, a los ingresos que los titulares de transmisión perciben de los agentes del sistema por la inversión, operación y mantenimiento, y disponibilidad de instalaciones de transmisión.

Así, conforme a la normativa vigente, las tarifas y compensaciones de los sistemas de transmisión están sujetas a regulación de precios tanto para las ventas a usuarios regulados como a usuarios libres por parte del OSINERGMIN.

Distribución

La actividad de distribución de energía eléctrica es un monopolio sin plazo de expiración sobre el suministro de usuarios regulados. De esta manera también se configura un monopolio en la comercialización sin embargo éste es parcial porque no incluye a los usuarios libres. Las tarifas de distribución eléctrica están reguladas mediante el Valor Agregado de Distribución (VAD), que es el costo de unidad de potencia necesario para prestar el servicio de distribución eléctrica con la finalidad de poner a disposición del usuario la energía eléctrica desde la barra de media tensión hasta el punto de empalme de la acometida respectiva. En adición, el usuario debe asumir un cargo fijo que es independiente del consumo de energía eléctrica del usuario y está asociado al costo por la lectura del medidor y procesamiento, emisión, reparto y cobranza de la factura.

Entidades normativas

Las entidades que tienen competencias normativas en la gestión y operación del sector energía son cuatro: el Ministerio de Energía y Minas (MEM) que administra el régimen de acceso al mercado y define las políticas sectoriales; el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERGMIN) que es el regulador sectorial; el COES que está encargado de coordinar el despacho económico del sistema y administrar el MCP; el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) que supervisa el cumplimiento de estándares de protección ambiental; y el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI) que es la agencia de competencia transectorial y tiene a su cargo el sistema de control ex - ante de las fusiones y concentraciones en el mercado eléctrico.

2. La situación actual: Principales problemas

Esta sección del documento tiene por objetivo exponer los problemas que enfrenta el sector eléctrico peruano. La elaboración de la lista de problemas se ha nutrido de las siguientes fuentes:

- Reuniones con OSINERGMIN y MEM.
- Reuniones con empresas de generación, transmisión, distribución y clientes libres. Se efectuaron dos talleres con stakeholders a lo largo del proyecto. Los resultados del primer y segundo taller se presentan en el Anexo 6.
- Revisión de informes de consultoría sobre el sector eléctrico encargados por el OSINERGMIN con anterioridad a este proyecto. La revisión de estos proyectos se ha incluido en el Anexo 16.
- La experiencia nacional e internacional del equipo de CEPA-NEGLI.

Con base en lo anterior, se ha dividido la lista de problemas en tres categorías, que tienen por objetivo lo siguiente: (i) identificar el origen del problema (a lo que hemos denominado “problemas de origen”) (ii) su consecuencia intermedia (usualmente otro problema, al que hemos denominado “problemas intermedios”) y (iii) el resultado final que estos problemas generan sobre los objetivos de la industria eléctrica (“problemas finales”).

Siendo que los problemas que se describen a continuación no ocurren de manera aislada, sino que por el contrario se encuentran vinculados entre sí, se ha elaborado un diagrama al final de esta sección que muestra las interrelaciones que existen en los problemas identificados (ver Figura 2.1).

En lo que resta de esta sección se describe de manera sucinta cada uno de los problemas identificados, pero en el Anexo 10 se efectúa una descripción y sustento más detallado de los problemas.

2.1. Identificación del origen de los problemas

Debido a sus condiciones económicas estructurales (altos costos fijos y en algunos casos hundidos de inversión, economías de escala, infraestructura de redes, etc.) en la industria eléctrica se verifica una amplísima actuación del Estado, tanto en su rol como ente rector del sector eléctrico, como en su rol de regulador y de empresario.

Luego de un profundo análisis de la problemática del sector hemos identificado que los problemas que aquejan hoy a la industria eléctrica, en gran medida, se originan por la falta de una adecuada actuación del Estado en esta triple faceta. Esta es una visión ampliamente compartida, no solo por las empresas del sector, sino también por funcionarios y exfuncionarios públicos que hemos entrevistado a lo largo de esta consultoría.

La falta de una adecuada actuación del Estado en el sector se puede dividir en tres componentes (los “problemas de origen”) que se describen a continuación.

1) Falta de una adecuada intervención del Estado a través de mecanismos de mercado

La principal reforma que proponía la LCE del año 1992 era que el desarrollo de la industria eléctrica podría delegarse, al menos en parte, a las fuerzas del mercado, limitando la intervención del Estado a un rol regulador.

Esta premisa implicaba de manera puntual que las inversiones, en particular las de generación eléctrica, debían guiarse por una señal de precios resultante del libre juego de la oferta y demanda eléctrica. Como corolario, lo anterior implicaba también que el inversionista privado en generación debía asumir el riesgo de demanda.

Más adelante, en la descripción de los problemas 4), 5), 6), 7) y 8) explicamos cuáles han sido los problemas que han sido generados por la falta de una adecuada intervención del Estado (incluyendo al Poder Ejecutivo, el Congreso y los reguladores) a través de los mecanismos de mercado.

2) Falta de una adecuada intervención del Estado a través de la regulación

En una industria como la eléctrica la regulación es indispensable, en particular en los segmentos de red (transmisión y distribución). En estos segmentos la regulación juega un rol crucial en el balance de los riesgos asumidos por las empresas y los consumidores. En ese sentido, la elección de los mecanismos y metodologías regulatorias tienen un impacto significativo sobre el desempeño de la industria.

De las reuniones con *stakeholders* del sector y la revisión de las leyes, reglamentos e informes sobre el desempeño de las empresas, se ha determinado que el Estado también ha tomado decisiones regulatorias que han generado otros problemas en el sector eléctrico (ver problemas 9), 10), 11) y 12) en la Figura 2.1).

3) Falta de una adecuada intervención del Estado a través de su rol como empresario

Una tercera vía en la que el Estado interviene en el sector eléctrico es a través de su rol como empresario. Como en los casos anteriores, en su rol como empresario también hemos encontrado deficiencias en la gestión de las

empresas públicas de electricidad que han dado lugar a otros problemas en la industria eléctrica (ver problemas 13, 14, 22 y 23 en la Figura 2.1).

2.2. Descripción de los problemas intermedios

4) Diferencias en el tratamiento del despacho según tipo de generación

El despacho de centrales de generación que administra el COES se basa en el costo variable auditado de cada unidad de generación, con la excepción de las unidades de generación con base en gas natural, las mismas que son despachadas en función a una declaración de precios, en vez de presentar evidencia de sus costos variables reales.

Así a la fecha, la regulación eléctrica mantiene la excepción establecida mediante el Decreto Supremo N° 016-2000-EM del año 2000; por la cual las unidades de generación con gas natural están facultadas a declarar sus costos variables y no a presentarlos auditados como sucede para otros tipos de generación. Cabe señalar que esta norma, se puede entender dentro del marco de promoción de la industria del gas natural inicialmente impulsada con la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural aprobada por Ley N° 27133 y su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-99-EM; sin embargo a la fecha se trata de una norma que involucra planificación sectorial programática, no compatible con los principios establecidos en la LCE (para mayor detalle véase lo señalado en la Tabla A3.1).

Más allá de lo cuestionable que puede resultar el tratamiento diferenciado de la generación para el despacho, el hecho que se de libertad a solo un grupo de empresas con una tecnología determinada (gas natural) para ofertar un precio, en vez de sustentar sus costos, abre la posibilidad de que estas puedan ofertar precios que estén por encima o por debajo del costo variable real de generación. Esto a su vez puede crear presiones al alza o a la baja del costo marginal (ver problema 6) según las posiciones estratégicas de estas empresas, que a su vez responden a la estructura y regulación del mercado de gas natural (independientemente del mercado eléctrico).

Nótese aquí que no estamos argumentando a favor o en contra del despacho con base en costos auditados o declaración de precios. Ambas alternativas tienen sus pros y contras. Por ejemplo, el despacho con base a precios declarados puede tener más sentido cuando se tiene varios operadores con

fuentes de generación distintas operando en un entorno competitivo, pero más riesgoso cuando se tienen pocos generadores y una alta concentración de la oferta. El Anexo 10, sección referida al problema G3: Declaración del precio de gas natural, desarrolla más extensamente esta problemática.

5) Un alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de largo plazo convocadas por las empresas de distribución (Ley 28832) y/o por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSION) por encargo del MEM, lo que genera una transferencia de riesgo de demanda del generador a la propia demanda

En el Perú gran parte de la capacidad de generación se encuentra comprometida en contratos de largo plazo con precios de energía y potencia fijos, que se encuentran disociados del costo local de producción de electricidad o de los precios en el mercado spot. Esto implica que el riesgo de demanda ha sido transferido casi en su totalidad a los consumidores.

Nótese que en el pasado éste no era el caso, no existía un porcentaje tan elevado de la capacidad de generación comprometida en contratos de largo plazo, aislada de la variación de los costos de generación o de los precios del precio spot cuyo riesgo era asumido por los generadores. En particular, son dos intervenciones del Estado las que han conllevado a esta situación: las licitaciones por capacidad convocadas por las empresas de distribución en el marco de la Ley 28832 (LGE) y las licitaciones convocadas por el MEM a través de PROINVERSION.

El hecho que existan generadores que tienen toda su capacidad comprometida en contratos de largo plazo sin riesgo de demanda genera un incentivo perverso a declarar precios para el despacho que están por debajo del verdadero costo de generación, presionando a la baja el precio spot de la energía (Ver problema 6 a continuación). Este incentivo funcionaría de la siguiente manera: si un generador tiene un contrato para toda o la mayor parte de su potencia, entonces es indiferente hacia el precio en el mercado spot pues será remunerado por el precio en sus contratos, no el precio del mercado. Como resultado, este generador puede declarar por debajo de sus costos reales de generación, sólo con la finalidad de ser despachado, sin preocuparse de que ello tenga como consecuencia una baja del precio spot.

Adicionalmente, los diferentes regímenes de licitaciones coexisten con dos mercados de contratos bilaterales, uno entre generadores y distribuidores para

la demanda regulada (sujeta a precios regulados tope de energía y potencia), y otro entre generadores y usuarios libres en el que los precios de energía y potencia son libres. La mayoría de la demanda es atendida por contratos de largo plazo bajo contratos licitados, así que el mercado competitivo “real” para contratos de suministro eléctrico tiene un alcance reducido. Los precios en los distintos mercados están disociados, siendo el mercado libre el único que refleja los bajos precios spot actuales (que no corresponde con los costos reales de generación).

Es precisamente en este mercado de clientes libres (incluyendo a aquellos clientes que hoy son regulados, pero pueden optar por ser libres) donde se viene profundizando la competencia impulsada por el (“artificialmente”) bajo costo marginal (ver problema 8).

En una primera etapa, las licitaciones por iniciativa estatal tuvieron como marco legal lo establecido en el hoy casi en su totalidad derogado, Texto Único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que Regulan la Entrega en Concesión al Sector Privado de las Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos aprobado por Decreto Supremo N° 059-96-PCM, norma que establecía las modalidades y procedimientos para la ejecución de los procesos de promoción de inversión privada en servicios públicos. Asimismo, estas licitaciones consideraron lo dispuesto en el todavía vigente Decreto Legislativo N° 674 que aprobó la Ley de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas del Estado que regula las distintas modalidades de privatización de empresas que conforman la actividad empresarial del Estado, específicamente se recurrió a la modalidad referida a la celebración de contratos de concesión (literal c del artículo 2° de la norma) Actualmente, el Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos aprobado por Decreto Legislativo N° 1224 prevé la posibilidad de desarrollar asociaciones público privadas para la provisión de servicios públicos bajo mecanismos contractuales, así como a través de proyectos en activos de titularidad estatal.

En una segunda etapa, las licitaciones tuvieron como marco lo dispuesto en la LGE que en su artículo 2° señala que tiene como objeto asegurar la suficiencia de generación para la atención del consumidor final a través de mecanismos de mercado. En línea con ello, el artículo 4° de la norma establece expresamente a la licitación como medida preventiva para el abastecimiento oportuno de energía eléctrica. Respecto de las licitaciones reguladas en dicha norma, el Decreto de Urgencia N° 032-2010 establece en su artículo 4° que el Estado

podrá encargar a PROINVERSIÓN la conducción de las licitaciones para el suministro de energía a usuarios regulados. Este decreto de urgencia y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 003-2011-EM siguen vigente a la fecha, lo que constituye una vía abierta para la realización de nuevas licitaciones.

Finalmente, en una tercera y última etapa, la aprobación de la Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (LSEPQ), aprobada por Ley N° 29970, se ha convertido en la norma paraguas para la realización de licitaciones que con el objetivo de implementar medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país y a través de la utilización de mecanismos de garantía de ingresos con cargo a la demanda.

6) Presiones a la baja en el precio spot

El exceso de oferta que se ha generado por el ingreso de generación sin riesgo de demanda (resultado de la combinación de los problemas 5 y 7) ha conllevado a una reducción en el precio spot. Aunque un precio spot bajo no es un problema *per se*, el bajo precio del mercado spot que se observa hoy en el mercado incentiva a los generadores a buscar “agresivamente” clientes libres, tomando incluso varios clientes libres y regulados (aquellos que pueden optar por ser libres) de las empresas de distribución (ver problema 8). Este comportamiento no se produciría si el precio spot no estuviera “demasiado” deprimido como resultado del ingreso de centrales de generación sin riesgo de demanda promovidas desde el Estado (con regímenes especiales de licitaciones organizadas y/o ejecutadas desde el OSINERGMIN y PROINVERSION, cuyo marco normativo se detalla en el problema 5).

Asimismo, a la fecha se mantiene vigente el régimen de idealización del costo marginal hasta el tope fijado por el MEM, aprobado por el Decreto de Urgencia N° 037-2008 y prorrogado por el Decreto de Urgencia N° 049-2011 hasta el 31 de diciembre de 2016. Aunque una revisión de los costos marginales sugiere que no siempre estos respondieron a la idealización (Ver Anexo 10. Síntoma 2. Precios spot deprimidos e históricamente bajos), esta situación normativa genera una nula señal de precios en el mercado spot, que se rige por precios idealizados que no reflejan los reales costos de operación de las centrales del SEIN.

En combinación con los problemas 8 y 9 descritos más adelante, el bajo precio spot conduce a una paradoja: “mientras los costos marginales de generación

están a la baja, las tarifas para los clientes regulados se encuentran al alza” (problema 24). Adicionalmente, el bajo precio spot incrementa el subsidio que se transfiere a los generadores con energía renovable (incluso por encima de las estimaciones del valor de subsidio que inicialmente se pensó que podría ser necesario para fomentar el ingreso de este tipo de generación).

7) Exceso de capacidad de generación debido a una menor demanda que la esperada por el Gobierno

El último quinquenio estuvo caracterizado por una desaceleración de la economía nacional, lo que redujo también la velocidad del crecimiento de la demanda eléctrica. El exceso de capacidad de generación es consecuencia del hecho que este crecimiento fue menor a la predicción del Estado al momento de licitar proyectos a través de PROINVERSION.

La desaceleración coincidió con el ingreso de nuevas centrales de generación comisionadas por este y el anterior gobierno. El margen de reserva actual del sistema eléctrico es sustantivamente superior al margen de reserva considerado por el MEM, lo que presiona a la baja el precio spot. (Ver el Anexo 10. Problema G1. Las fuerzas del mercado son reemplazadas administrativamente. Síntoma 1. Sobre oferta de generación y Problema G2. Problema de suficiencia y adecuación de la generación que no se resuelve por mecanismos de mercado). El marco normativo asociado a las licitaciones por iniciativa estatal fue desarrollado en el problema 5.

8) Éxodo de usuarios optativos hacia el mercado de clientes libres

Existe una presión significativa sobre clientes regulados con opción a libres (usuarios optativos contemplados en el Reglamento de la LCE – Decreto Supremo N° 009-93-EM (RLCE) y el Reglamento de Usuarios Libres, aprobado por Decreto Supremo N° 022-2009-EM), para convertirse en libres y aprovechar los menores precios de generación. El éxodo de clientes regulados a libres, en combinación con el problema 9, causa que los distribuidores que hoy tienen contratos de largo plazo (resultantes de licitaciones) estén sobre-contratados.

En cualquier mercado es posible que los agentes puedan quedar sobrecontratados o descubiertos de manera momentánea y deban asumir dichas consecuencias como parte del libre juego de la oferta y demanda. El problema aquí es que la sobre-contratación resulta de un impulso del gobierno y la consecuencia de esto puede ser: a) que los usuarios regulados de la distribuidora asuman el problema vía un incremento tarifario o b) que la distribuidora asume

todo o parte del riesgo de quedar sobre-contratada, más aún considerando las disposiciones de la LCE y Ley N° 28832 respecto a la obligación de las distribuidoras de contratar suministro para su demanda regulada con 24 meses de anticipación, mientras que la misma regulación permite a los usuarios regulados con opción a libre cambiar su condición con sólo 12 meses de anticipación. (El Anexo 10. Problema D4: Migración de la demanda regulada al mercado libre presenta un desarrollo más amplio sobre esta problemática).

9) El precio spot del COES no guarda relación con el precio de la energía para los clientes regulados

Actualmente, el precio de la energía para los clientes regulados (PNG) no depende del precio spot de la energía en el COES, conforme a lo regulado en la Ley N° 28832. El PNG es el precio promedio de las compras de energía de todos los distribuidores, por lo que resulta siendo un promedio de precios en contratos de distinta duración, resultantes de las licitaciones de PROINVERSION por encargo del MEM, de las distribuidoras en el marco de la Ley 28832 y de contratos bilaterales.

Notar que la falta de correlación entre el PNG y el precio spot de la energía probablemente no sería un problema en otro mercado donde puede esperarse una eventual convergencia entre los precios spot y los precios de contratos en un periodo razonable de tiempo. Sin embargo, en Perú, debido a problemas como la sobreoferta de generación, no existe una seguridad que la convergencia antes mencionada suceda. (Ver Anexo 10. Problema G1. Las fuerzas del mercado son reemplazadas administrativamente. Síntoma 2. Precios spot deprimidos e históricamente bajos).

10) La regulación de la transmisión está fragmentada

Actualmente existen cuatro clasificaciones de sistemas de transmisión: Sistema Principal de Transmisión (SPT), Sistema Secundario de Transmisión (SST), Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Los primeros dos sistemas eran las clasificaciones propuestas en la LCE del año 1992. Las últimas dos clasificaciones fueron introducidas con la reforma en la LGE del año 2008. La principal diferencia entre el SPT y el SGT, es que las líneas que corresponden al SGT son reguladas e implementadas en función a la planificación de la transmisión que efectúa el COES y comisionadas a través de los contratos Build Own Operate and Transfer (BOOT) que licita PROINVERSION.

Los sistemas SST y SCT comprenden una serie de sub regímenes que tienen reglas diferentes para calcular la remuneración de la inversión, el acceso y la responsabilidad de las inversiones en ampliaciones, lo que genera incertidumbre e incrementan los costos de transacción para los operadores. (Ver Anexo 10. Problema T3. Esquema de remuneración del sistema de transmisión eléctrica difícil de entender y limitadamente predecible. Problema T4. Esquema de asignación de los costos de transmisión poco predecibles y sujetos a reclamos en el SST). Tal como se desarrolla en el Problema 17 de esta sección, la fragmentación de los regímenes regulatorios de transmisión afecta la capacidad de los agentes y del Estado para planificar la sub-transmisión. (Ver también Anexo 10. Problema T1. Falta de unificación del planeamiento del sistema de transmisión a nivel nacional).

Las normas que regulan los distintos regímenes de instalaciones de transmisión son básicamente la LCE y la LGE y sus respectivas normas reglamentarias, incluyendo el Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM. No obstante, es importante anotar que es a través de los procedimientos aprobados por el OSINERGMIN que se desarrolla el detalle cada uno de los regímenes de instalaciones de transmisión, siendo estas normas extensas en número y de considerable complejidad en su aplicación, sobre todo para el caso de nuevos entrantes al mercado o agentes no especializados en la materia (demanda).

Asimismo, es importante anotar que los contratos BOOT licitados por PROINVERSION para la operación de sistemas de transmisión previos a la LGE contienen regulación por contrato ad-hoc que representa un régimen paralelo y diferenciado de lo dispuesto tanto de la LCE como en la LGE.

11) El modelo de empresa eficiente no representa la realidad

Por definición, en comparación con otras metodologías regulatorias, el modelo de empresa eficiente se aleja de la realidad de las empresas de distribución. Por ejemplo, los activos y el valor de los mismos no corresponden a los activos y el valor de las inversiones que efectivamente realizaron estas empresas. Aunque luego se hace una comparación a nivel grupal para determinar si las empresas de distribución son financieramente sostenibles con los Valores Agregados de Distribución (VAD) resultantes de las empresas modelo (lo que incluye un cálculo de la TIR a nivel grupal), en la práctica los modelos de empresa eficiente no permiten incorporar particularidades de las empresas "reales".

Precisamente este es el modelo implantado en la regulación de la actividad

de distribución en el Perú, concretamente en la LCE y su Reglamento que establecen los elementos (costos y pérdidas) que conforman el VAD, los mismos que se basan en una empresa modelo eficiente.

En particular, el modelo de empresa eficiente no facilita el dialogo entre la empresa y el regulador respecto a un plan de negocios particular para la distribuidora (problema 15) y dificulta (si en caso permite) el financiamiento del servicio universal y otras inversiones a través de la tarifa (problema 16).

Sin embargo, este modelo ha sido complementado mediante las recientes modificaciones a la LCE y su Reglamento en los que se ha precisado que la fijación del VAD se realizará para cada Empresa de Distribución Eléctrica (EDE) a partir de un estudio de costos de la totalidad de sus sistemas eléctricos por sector típico, con lo cual la regulación tarifaria estaría reflejando las particularidades de los sistemas de distribución de cada EDE, representando mejor la realidad de dichos sistemas. Cabe señalar que los efectos reales de estas modificaciones, serán verificables luego de su aplicación por el OSINERGMIN en la siguiente revisión de la regulación tarifaria. (El Anexo 10. Problema D2. Cómo armonizar los cambios normativos en la distribución, desarrolla más extensamente esta problemática).

12) Subsidios cruzados en el peaje de transmisión principal

Existen subsidios intra-industria que utilizan como vehículo de recaudación los pagos por transmisión destinados a la generación eléctrica (por ejemplo el pago que se realiza a la energía renovable) o de la energía a la potencia (e.g. el exceso que corresponde a la diferencia entre los costos variables reales de operación y los precios spot teóricos que se paga a través del peaje de transmisión); y subsidios inter-industria (cargos asociados a los pagos por transmisión eléctrica destinados al transporte de gas natural).

Así, la actividad de transmisión eléctrica se ha convertido en un mecanismo para recolectar los ingresos que se requieren para dar marcha a distintos proyectos, sin reflejar los costos propios de la actividad. La tarifa por potencia al cliente final no refleja los costos de la potencia remunerada sino también los costos de la energía. Esto genera altos costos de la “transmisión” e incertidumbre para los que los tienen que pagar (problema 27).

Efectivamente, al día de hoy, el peaje de conexión SPT/SGT tiene asociados una serie de cargos que no remuneran el servicio de transmisión propiamente dicho, pero sirven como instrumento de recaudación de ingresos destinados a

distintos fines. En efecto, el peaje de conexión ha mantenido un comportamiento ascendente muy marcado en los últimos cinco años.

Si bien estos cargos han respondido a situaciones excepcionales derivadas de la falta de generación suficiente para cubrir la demanda y los problemas de congestión en las redes eléctricas que actualmente aquejan al SEIN, la continuidad de los mismos y la creación de nuevos cargos es un escenario probable considerando que existe un marco normativo para ello: la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural, aprobada por Ley N° 27133, en adelante LDIGN y la LSEPQ, aprobada por Ley N° 29970.

Respecto a las normas que sustentan cada uno de dichos cargos, conforme puede verificarse de la última fijación de precios en barra aprobada por Resolución N° 074-2016-OS/CD, estos son los siguientes:

- Cargo Unitario por Seguridad de Suministro (reservas frías, Decreto Legislativo N° 1041);
- Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos Variables de Operación Adicional y los Costos Marginales (Decreto de Urgencia N° 049-2008);
- Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos Variables de Operación Adicional y los Retiros sin Contrato (Decreto de Urgencia N° 049-2008);
- Cargo por Prima RER (Recursos Energéticos Renovables, Decreto Legislativo N° 1002);
- Cargo Unitario por FISE (Fondo de Inclusión Social Energético, Ley N° 29852);
- Cargo por CASE (Ingresos Garantizados del Sistema Integrado de Transporte de Hidrocarburos y Sistema de Seguridad de Transporte de Gas Natural, Ley N° 29970);
- Cargo Unitario por Generación Adicional (Decreto de Urgencia N° 037-2008);
- Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (Decreto Supremo N° 044-2014-EM); y
- Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (Nodo Energético del Sur, Ley N° 29970).

Adicionalmente, en el caso de cargos especiales asociados a los peajes SST/SCT, se tiene:

- Decreto Supremo N° 035-2013-EM que creó un Mecanismo de Compensación para generadores eléctricos que transfieran ductos de uso propio al concesionario de distribución de gas natural que es recaudado

de aquellas áreas de demanda que concentran más del 30% del consumo de energía del SEIN denominado “Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP” que se adiciona a los peajes respectivos; y,

- Ley N° 29852 y Decreto Supremo N° 021-2012-EM que creó el denominado “Recargo FISE” el cual es recaudado por los generadores de sus clientes libres a través de la facturación en los peajes SST/SCT.

Cabe mencionar que los cargos con mayor participación en la tarifa (cargo RER y cargo CASE) corresponden a compromisos contractuales asumidos por el Estado Peruano frente a inversionistas privados. (Ver Anexo 10. Problema G1. Síntoma 3. Sobrecargos en el precio del suministro, especialmente el asociado al cargo unitario por prima de generación RER y el cargo por compensación CASE).

13) No existen incentivos financieros para la mejora de la calidad

El régimen regulatorio actual no provee incentivos específicos, que tengan un impacto material en el retorno financiero de las empresas, para el cumplimiento de objetivos relacionados con la mejora de la calidad del servicio eléctrico, impactando directamente en uno de los objetivos centrales de la industria que es la calidad del servicio (problema 25). Esta falta de incentivos específicos ha sido desarrollada con mayor detalle en el apartado A.2.4 del Anexo 2 y en el Anexo 10. Problema D1. Gestión ineficiente de las empresas de distribución a cargo del Estado.

Sin perjuicio de ello, cabe mencionar que recientemente se ha implementado una modificación a la LCE y su Reglamento, en los cuales se prevé la incorporación de un factor de reajuste en el VAD por el cual se promueve el mejoramiento de la calidad del servicio, que se aplicará como incentivo o penalidad sobre la base del cumplimiento de metas anuales fijadas por el MEM. Los efectos reales de estas modificaciones que contienen incentivos para el cumplimiento de objetivos relativos a la calidad del servicio, serán verificables luego de su aplicación por el OSINERGMIN en la siguiente revisión de la regulación tarifara. El detalle sobre la reciente modificación de la LCE se muestra en el Anexo 10 correspondiente a los problemas de Distribución (Problema D2).

14) No existen incentivos a la eficiencia productiva, específicamente diseñados para empresas estatales

El régimen que gobierna la forma en que las empresas públicas son gestionadas no tiene incentivos específicamente diseñados para incentivar la eficiencia productiva de empresas públicas. Las ganancias de eficiencia en las

empresas públicas no se quedan en la empresa, sino que van directamente al tesoro público. Las ganancias tampoco se aplican para efectuar inversiones que permitan la ampliación o mejora de la red o en el desarrollo de otros proyectos, lo que limita y dilata la ejecución de proyectos y programas para la mejora de la prestación del servicio. El problema se agrava porque en el Perú, los empleados públicos a cargo del manejo de las empresas no reciben un incentivo por desempeño, como suele ser el caso en las empresas privadas.

La legislación actual no provee por sí misma incentivos a la eficiencia productiva en empresas de administración estatal, por lo que en otras jurisdicciones la regulación tarifaria usualmente se acompaña con otros mecanismos especialmente diseñados para incentivar la eficiencia productiva en las empresas estatales. La falta de incentivos específicos a la eficiencia productiva, sumados a las restricciones en el gasto público (problema 23), explican a la ineficiencia de las empresas públicas y las normas asociadas a ello (ver problema 21).

15) No existe un diálogo entre las empresas y el regulador con relación a un plan de negocio a futuro

La regulación vigente no incluye la discusión de un plan de negocios entre las empresas y el regulador, en el que este último autorice la realización de determinadas inversiones. Este es un resultado natural del uso del modelo de empresa eficiente para la fijación de tarifas, en el que conceptualmente la inversión se “considera” en el valor nuevo de reemplazo de los activos de la empresa modelo.

Si se aplicara un mecanismo regulatorio más estándar, como la regulación en la que se calcula el valor de los activos regulados y se permite a la empresa obtener un retorno (regulado) por el capital invertido, entonces la discusión de un plan de negocios entre la empresa y el regulador se torna más relevante.

La carencia de una discusión constructiva entre las empresas y el regulador en torno a un plan de negocio futuro, que incluya inversiones específicas aprobadas por el regulador, explican la existencia de una brecha de inversiones (problema 19).

Nuevamente, esto está asociado a la regulación aplicable para la remuneración de redes de transmisión y distribución (descrita en los problemas 10 y 11 respectivamente).

16) Falta de capacidad para financiar el acceso universal y otros gastos ad-hoc a través de la regulación actual

El modelo de empresa eficiente complica la posibilidad de incorporar ciertos gastos, por ejemplo para financiar un fondo que permita dar acceso universal a la energía. Otros gastos ad-hoc, por ejemplo para financiar R&D en adaptar la red de distribución para la generación distribuida, tampoco podrían incorporarse en un modelo de empresa eficiente, como el que se utiliza actualmente.

Actualmente, parte de los gastos necesarios para el acceso universal por ejemplo, se financian y ejecutan por fuera del sistema regulatorio actual. Este es el caso del MEM que tiene a su cargo la inversión en electrificación rural.

En combinación con los problemas 15 y 23, la falta de capacidad para financiar el acceso universal vía la regulación vigente incide en la brecha de infraestructura (problema 19).

Sin perjuicio de lo antes mencionado, conforme ha sido desarrollado en el Anexo 10 en mayor detalle (problema D2), el artículo 30 de la LCE que aprobó la creación de las Zonas de Responsabilidad Técnica (ZRT) a cargo de los concesionarios de distribución, ha sido recientemente reglamentado mediante la aprobación del artículo 60-A del Reglamento de la LCE.

Esta modificación, precisa que las ZRT tendrán como finalidad lograr el acceso universal del suministro eléctrico, en la medida que asignan a las empresas de distribución la responsabilidad sobre la planificación indicativa para la ampliación de la cobertura eléctrica dentro de la ZRT y, sin embargo dichas responsabilidades no serán vinculantes para fines tarifarios. Asimismo se precisa que el MEM podrá implementar cualquier otro mecanismo que considere pertinente.

17) Falta de capacidad para planificar de manera efectiva la sub-transmisión.

Algunos activos de sub-transmisión no son de propiedad ni están siendo operados por empresas de transmisión, sino por empresas de distribución, generadores y clientes o indirectamente por los mismos agentes a través de subsidiarias o empresas vinculadas. En este escenario la planificación de la transmisión se torna compleja y difícil de implementar, especialmente si la empresa de distribución es una empresa estatal que enfrenta problemas de limitaciones para realizar inversiones.

Asimismo, tal como se indica en el problema 23 más adelante, la falta de capacidad para planificar de manera efectiva la sub-transmisión afecta la

calidad del servicio. (Ver Anexo 10. Problema T1. Falta de unificación del planeamiento del sistema de transmisión a nivel nacional. Problema D3: No están armonizados el plan de inversiones de transmisión y la planificación de la distribución eléctrica).

A nivel normativo, el problema surge básicamente por la ausencia de normas que sirvan de enlace entre la planificación centralizada del COES y aquella efectuada por las empresas y supervisada por el OSINERGMIN en el plan de inversiones en transmisión. El problema se profundiza si consideramos que no existe un límite claro entre transmisión y distribución (problema 18).

Debe considerarse que una reciente modificación al artículo 139° del RLCE ha establecido que la base de costos estándares para la implementación del Plan de Inversiones incluirá a las obras que se requieran para la conexión al SPT/SGT y SST de transmisión de terceros. En la misma línea, se han modificado los artículos 16° y 17° del Reglamento de Transmisión para incluir en el informe de diagnóstico del SEIN para la elaboración del Plan de Transmisión (PT) un análisis de los planes de inversiones aprobados por OSINERGMIN con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema. Estas modificaciones se introdujeron a través del Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

18) Indeterminación de los límites entre la transmisión y distribución

Los límites entre la transmisión y distribución son arbitrarios y en algunos casos operan de forma poco clara. Existe un límite de 35 kV que es objetivo desde un punto de vista legal (fijado por el Código Nacional de Electricidad (CNE) aprobado mediante Resolución Ministerial N° 214-2011-MEM-DM), pero es arbitrario desde un punto de vista de negocios. Por ejemplo, una línea de 60 KV se considera en la regulación para cualquier propósito como un activo de transmisión a pesar que opera y es una parte integrante del sistema de distribución.

La falta de capacidad para establecer límites entre la transmisión y distribución, aunada a la falta de capacidad para determinar con certidumbre cuáles son los cargos de red (problema 20) genera un problema de ineficiencia asignativa en la transmisión (problema 27). Esta problemática se desarrolla con mayor detalle en el Anexo 10. Problema D3. No están armonizados el plan de inversiones de la transmisión y la planificación de la distribución eléctrica).

Respecto a esta problemática se debe precisar dos aspectos principales: 1) límites para desarrollar el planeamiento de la transmisión y 2) límites para

aspectos regulatorios. Respecto al primer punto, se debe tener en cuenta que el planeamiento, independientemente de los niveles de tensión, se debe realizar de manera integral; sin embargo, una vez planificada y puesta en servicio, para efectos remunerativos se debe establecer límites ya sea de acuerdo a la funcionalidad, por nivel de tensión, o por ambos.

19) Brecha de inversiones

Existe un amplio consenso respecto a la presencia de un déficit de inversión en diferentes partes de la industria, siendo más notoria la carencia de inversiones en los activos y empresas de distribución de propiedad estatal. La brecha de inversiones existente afecta la calidad del servicio eléctrico (problema 25) y pone en riesgo la sostenibilidad económica, en especial de las empresas de distribución (problema 27).

Las medidas adoptadas por el Estado al respecto, han estado dadas por la publicación del Decreto Legislativo N° 1208 (cuyos alcances son detallados en el Anexo 10) y su reciente Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 023-2016-EM del 27 de julio de 2016. Estas normas, establecen mecanismos de financiamiento (fideicomisos) que permitirían la aprobación de Planes de Inversión a ser presentados al OSINERGMIN, por las empresas distribuidoras bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). Sin embargo, de la revisión del mencionado Reglamento, no se desprende que estos mecanismos de financiamiento se encuentren exceptuados del régimen general de las normas de endeudamiento del Estado (detalladas en el problema 23), con lo cual significaría un procedimiento adicional para ejecución de inversiones por las empresas de distribución de propiedad estatal.

20) Incertidumbre e incapacidad para predecir los cargos de red

Los subsidios intra-industria, de la transmisión a la generación y los subsidios inter-industria, discutidos en el problema 12, muchos de los cuales se recalculan cada trimestre (para cerrar las brechas entre la demanda proyectada y el precio spot y la realidad del mercado) hacen prácticamente imposible predecir razonablemente cual es el cargo de red en el corto, mediano y largo plazo.

Esta incertidumbre afecta la capacidad de planeamiento y los costos de los consumidores para los que la energía representa una parte significativa de sus operaciones (empresas mineras y otros clientes libres, por ejemplo). Esta incertidumbre genera un problema de ineficiencia asignativa en la transmisión (problema 27).

El sustento normativo asociado a este problema fue discutido en el problema 12.

21) Empresas públicas ineficientes

Según puede verificarse de los indicadores de calidad y de inversiones, la gestión de las empresas estatales es ineficiente. Esto es resultado de restricciones gubernamentales al gasto e inversión de este tipo de empresas (problema 23) contenidas en las normas allí referidas, pero también es resultado de la carencia de mecanismos regulatorios ad-hoc que incentiven la eficiencia en empresas de propiedad estatal (problema 14).

Entre otros, deben considerarse como normas que limitan capacidad de inversión y no consideran los incentivos adecuados para la eficiencia a las siguientes normas: Decreto Legislativo N° 1031 (Decreto Legislativo que Promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado) y su reglamento el Decreto Supremo N° 176-2010-EF; Ley N° 27293 (Ley del Sistema Nacional de Inversión Pública) y su reglamento el Decreto Supremo N° 102-2007-EF, Ley N° 27170 (Ley del FONAFE); Ley N° 27785 (Ley Orgánica del Sistema Nacional de Control y de la Contraloría General de la República) y Decreto Supremo N° 008-2014-EF (TUO de la Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento).

22) El proceso de privatización está incompleto, por lo que existe todavía un amplio porcentaje de empresas públicas en el mercado

El Estado es propietario de un parte importante de los activos de generación y distribución, operando empresarialmente cerca del 25% de toda la energía producida del sistema eléctrico. La más grande central de generación hidroeléctrica es del Estado y se usa para “garantizar” la realización de los proyectos licitados por PROINVERSION. Por otro lado, las empresas de distribución del Estado representan cerca del 40% de la actividad de distribución (en términos de ingresos).

La presencia de un grupo importante de empresas públicas, con restricciones de gasto y sin incentivos regulatorios adecuados, explica una parte importante del incumplimiento de objetivos de eficiencia económica en la industria eléctrica peruana.

Como se mencionó en el Problema 5, actualmente existe un marco normativo (Decreto Legislativos N° 674 y 1224) que crean los mecanismos para la privatización de estas empresas. No obstante, la efectiva privatización está supeditada a un análisis y racionalidad eminentemente política y social.

23) El gobierno restringe la capacidad de sus empresas públicas para financiarse y efectuar inversiones y gastos, lo que afecta su desempeño

Este problema afecta principalmente a las empresas públicas que requieren efectuar de manera permanente inversiones y gastos de capital. Conforme a la Ley General del Sistema Nacional de Endeudamiento aprobada mediante Ley N° 28563, el Ministerio de Economía debe aprobar cualquier deuda de mediano y largo plazo (más de 12 meses) lo que afecta a las empresas públicas, toda vez que la regulación considera tarifas que amortizan la inversión en un horizonte de 30 años.

Adicionalmente, la inversión debe ser aprobada por el SNIP conforme a la Ley N° 27293 y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 102-2007-EF; lo cual retrasa aún más la realización efectiva de las inversiones. Esto reduce la inversión de las empresas públicas agravando lo descrito en el problema 19.

Normativa asociada a los problemas intermedios

A modo de resumen, la Tabla 2.1 presenta las normas asociadas a los problemas antes desarrollados.

Tabla 2.1: Normativa relevante a la problemática identificada

Referencia en Figura 2.1.	Problema	Normativa relevante a la problemática
4	Diferencias en el tratamiento del despacho según tipo de generación	DS. 016-2000-EM (Art. 5)
5	Alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de distribuidores en el marco de la Ley 28832 y PROINVERSION	DLEG N° 674 DLEG N° 1224 LGE (Art. 2 y 4) DU N° 032-2010 (art. 4) DS N° 003-2011-EM Ley N° 29970
6	Presiones a la baja en el precio SPOT	DU 049-2008 (Art. 1) DU 079-2010 (Art. 1) Ley N° 28832 (Art. 4 y siguientes)
7	Exceso de capacidad de generación debido a menor demanda que la esperada	DLEG N° 674 DLEG N° 1224 LGE (Art. 2 y 4) DU N° 032-2010 (art. 4) DS N° 003-2011-EM Ley N° 29970

Referencia en Figura 2.1.	Problema	Normativa relevante a la problemática
8	Éxodo de usuarios optativos hacia el mercado de clientes libres	LCE (Art. 34. b) Ley 28832 (Art. 34. b) DS 009-93-EM (Art. 2) DS 022-2009-EM (Art. 3)
9	El precio spot del COES no guarda relación con el precio de la energía para los clientes regulados	Ley N° 28832 (Art. 29) DS 019-2007-EM (Art. 2) DS 010-2012-EM (Art. 1)
10	Regulación de transmisión fragmentada	LCE LGE DS 027-2007-EM Contratos BOOT
11	El modelo de empresa eficiente no representa la realidad	LCE (Art. 64) RLCE (Art. 147)
12	Subsidios cruzados en el peaje de transmisión	Ley N° 27133 Ley N° 29970 DLEG N° 1041 DU N° 049-2008 DLEG N° 1002 Ley N° 29852 DU N° 037-2008 DS N° 044-2014-EM DS N° 035-2013-EM
13	No existen incentivos financieros para la mejora de la calidad	LCE (Art. 72) RLCE (Art. 152-A)
14	Ausencia de incentivos a la eficiencia productiva diseñados para empresas estatales	DLEG N° 1031 DS N° 176-2010-EF Ley N° 27170
15	Ausencia de diálogo entre las empresas y el regulador con relación a un plan de negocio a futuro	LCE RLCE LGE DS 027-2007-EM
16	Falta de capacidad para financiar el acceso universal y otros gastos ad-hoc a través de la regulación actual	LCE (Art. 30) RLCE (Art. 60-A)
17	Falta de capacidad para planificar de manera efectiva la sub-transmisión	LCE RLCE (Art. 139) LGE DS 027-2007-EM
18	Falta de capacidad para establecer límites entre la transmisión y distribución	RM 214-2011-MEM-DM (definiciones)

Referencia en Figura 2.1.	Problema	Normativa relevante a la problemática
19	Brecha de inversiones	DL 1208 DS 023-2016-EM
20	Incertidumbre e incapacidad para predecir los cargos de red	Ley N° 27133 Ley N° 29970 DLEG N° 1041 DU N° 049-2008 DLEG N° 1002 Ley N° 29852 DU N° 037-2008 DS N° 044-2014-EM DS N° 035-2013-EM
21	Empresas públicas ineficientes	DLEG N° 1031 DS N° 176-2010-EF Ley N° 27293 DS N° 102-2007-EF Ley N° 27170 Ley N° 27785 D N° 008-2014-EF
22	Proceso de privatización incompleto	DLEG N° 674 DLEG N° 1224
23	El gobierno restringe la capacidad de sus empresas públicas para financiarse y efectuar inversiones y gastos, lo que afecta su desempeño	Ley N° 28563 Ley N° 27293 DS 102-2007-EF

2.3. Descripción de los problemas finales

Los problemas que se describen en esta sección, a los que hemos denominado “problemas finales” se relacionan directamente con los objetivos económicos y sociales que se esperan de la industria eléctrica. En otras palabras, los problemas que se describen a continuación implican que los objetivos de la industria no se han cumplido.

Los objetivos de la industria fueron analizados e incorporados en los criterios para evaluar los casos de estudio y los modelos de desarrollo (sección 3). Los primeros cinco ítems de los criterios de evaluación corresponden a los principales objetivos de la industria. Consecuentemente, hemos utilizado estos criterios para la definición de los problemas finales.

24) Alza de tarifas para el Mercado regulado

Las tarifas para los clientes regulados más que duplican las tarifas del mercado libre y son más elevados de lo que serían si es que el Estado hubiera intervenido de manera apropiada. Esto impacta directamente en uno de los objetivos de la industria: la eficiencia económica. Esta problemática se desarrolla en el Anexo 10. Problema D4: Migración de la demanda regulada al mercado libre.

25) Baja calidad del servicio eléctrico

Un amplio porcentaje de los clientes finales tiene una muy baja calidad de servicio eléctrico, especialmente en comparación con los estándares de calidad del servicio eléctrico de la capital (Lima). La baja calidad de servicio eléctrico impacta de manera negativa con otro objetivo de la industria eléctrica: la seguridad y confiabilidad de la oferta. Esta problemática se desarrolla en el Anexo 10. Problema D1. Gestión ineficiente de las empresas de distribución a cargo del Estado.

26) Riesgo de sostenibilidad económica de empresas de red

La sostenibilidad económica supone que la actuación del Estado, en todos sus roles, posibilita que las empresas obtengan los ingresos suficientes para cubrir sus gastos de operación y de inversiones. Por el contrario, la falta de inversión y el éxodo de los clientes regulados, además de los otros varios problemas identificados, ponen en riesgo otro objetivo de la industria eléctrico, como es el de sostenibilidad económica de las empresas, en particular las de distribución.

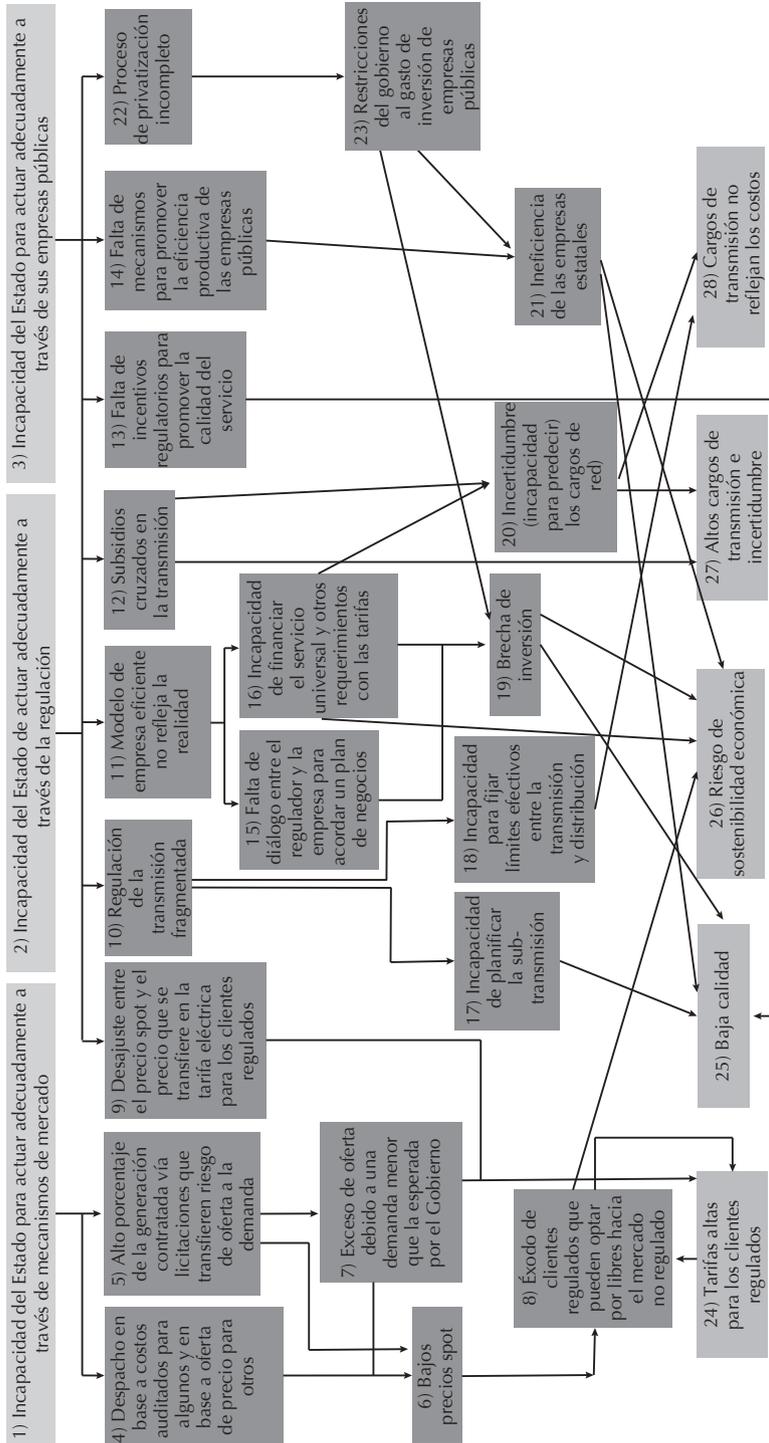
27) Cargos de conexión altos e inciertos

Los cargos de conexión a los clientes finales son más elevados de lo que serían si el Estado hubiera intervenido de manera más apropiada en el mercado. Los cargos de transmisión han sido utilizados como un mecanismo de recaudación, afectando su predictibilidad. Esta incertidumbre afecta negativamente a los consumidores, especialmente a aquellos cuyo costo de producción depende de manera significativa del costo del suministro eléctrico.

28) Los cargos de red no reflejan los costos del servicio

Los cargos de la red para los clientes finales no reflejan el costo real de la red (más bien reflejan en gran medida los subsidios que se requieren para asegurar los proyectos convocados por el Estado). Esto impacta negativa en la consecución de otro objetivo clave de la industria eléctrica, que es la eficiencia asignativa (precios que estén alineados a los costos).

Figura 2.1: Vínculos entre problemas del sector eléctrico



3. El objetivo a futuro: Modelo de desarrollo del sector

En esta sección presentamos los resultados de la Etapa 2 del proyecto, en la cual se establece un modelo que pueda ser utilizado como objetivo a futuro para orientar una reforma del sector eléctrico peruano.

Para establecer dicho modelo hemos seguido una metodología acordada con OSINERGMIN, la cual consiste en crear tres posibles modelos y evaluarlos en base a, entre otras cosas, un criterio pre-establecido de evaluación que refleje de forma comprensiva los objetivos del sector.

Los resultados que hemos obtenido al aplicar esta metodología, discutidos más adelante en esta sección, y presentados en detalle en el Anexo 9, nos indican que, en principio, los tres modelos analizados podrían ser utilizados con éxito en el Perú.

Sin embargo, CEPA-NEGLI tiene una leve preferencia por uno de los modelos. Pero dicha preferencia se basa más en un alineamiento intelectual, o filosófico, con el modelo preferido, que en los resultados obtenidos en la evaluación en sí.

En esta sección comenzamos por presentar una breve introducción a los tres modelos analizados. Luego describimos en mayor detalle el modelo preferido por CEPA-NEGLI. A continuación describimos los otros dos modelos alternativos, los cuales potencialmente también podrían ser implementados. Y finalmente resumimos el proceso de diseño y evaluación de los modelos considerados y el resultado de dicha evaluación.

3.1. Presentación general de los tres modelos de desarrollo

Los tres modelos han sido creados con la idea de mostrar (1) un enfoque que incorpore más mercados; (2) un enfoque que conserve gran parte del sistema actual, y (3) un enfoque que proporcione una mayor institucionalización de la planificación coordinada. En correspondencia con estos tres enfoques, los tres modelos son:

- Modelo 1: Mayor uso de mercados;
- Modelo 2: Competencia con límites; y
- Modelo 3: Mayor uso de reglas y planeamiento.

Para describir brevemente estos modelos, debajo presentamos como cada uno de ellos operaría en tres partes fundamentales de la industria:

- mercado mayorista y desarrollo de nueva capacidad;
- operación de la regulación de las redes de transmisión y distribución; y
- operación del mercado minorista.

Notamos que esta descripción intenta ilustrar como los enfoques generales en los que se basa cada modelo podrían ser implementados. Los detalles concretos de implementación, sin embargo, pueden ser diferentes a la breve descripción que proporcionamos debajo.

Mercado mayorista y desarrollo de nueva capacidad

El Modelo 1 probablemente podría ser implementado con una bolsa mayorista de energía (wholesale energy pool) en la que los generadores venderían y los compradores a granel comprarían. La bolsa no restringiría las ofertas de generadores a los niveles de costos (como en el pool de energía del COES de hoy), sino que en su lugar tendrían algún tipo de tope (razonablemente alto) relativo a las ofertas del generador. Esta bolsa estaría acompañada de un mercado de capacidad a través del cual los compradores a granel (minoristas y grandes clientes) podrían cumplir con sus obligaciones de cobertura de la capacidad. Este mercado mayorista probablemente podría resultar en mayores “picos de precio” durante tiempos de escasez de generación que el mercado más regulado que existe hoy, y es esta característica la que sería el principal impulsor para la entrada de nueva generación cuando sea necesario. El monitoreo del mercado será importante (más que hoy) en cuestiones de competencia. El Gobierno todavía podría actuar como un “backup” en caso de que el mercado falle (es decir, cuando el mercado sea incapaz de producir nueva entrada de capacidad cuando sea necesario). Aunque para dicha intervención se le requeriría al Gobierno al correspondiente análisis que justifique la necesidad de la intervención (probablemente por parte del COES), y una estimación de los potenciales costos de tomar una decisión incorrecta (probablemente por parte de OSINERGMIN).

El Modelo 2 se basaría en el diseño del mercado existente, probablemente (aunque no necesariamente) conserve la idea existente de un “pool de generadores”, en vez de un pool mayorista como el del Modelo 1. Se tendría que clarificar el tema de las ofertas que reflejen costos para para ciertas tecnologías o tipos de contratos (e.g. generadores con gas o con contratos *take or pay*). El enfoque actual para remunerar capacidad podría ser levemente

modificado (e.g. quizás tomando en cuenta los resultados de recientes subastas de capacidad de reserva fría); o hasta quizás sustituido por un mercado de capacidad en el que a todos los compradores de energía se les exija participar. La entrada de nueva generación sería en gran medida en respuesta a los precios de la capacidad (ya que los precios de la energía están limitados a los costos). Al igual que en el Modelo 1, el Gobierno actuaría como backup.

El Modelo 3 retendría las mismas estructuras generales de los mercados de energía y capacidad del Modelo 2, pero reconocería explícitamente la posibilidad de que “los picos de precios” no sean suficientes para fomentar la entrada en generación. Por lo tanto, debería haber un proceso regular (anual o bianual) de evaluación coordinada de las necesidades de compra de mediano plazo de los compradores al por mayor (en base a sus propias estimaciones e intenciones de contratar). La nueva capacidad se licitaría en base a los resultados de dichos procesos (con quizás algún tipo de entidad de coordinación determinando la opción más eficiente de incremento de capacidad para un grupo de compradores). Este enfoque, en efecto, institucionalizaría la función de backup del gobierno y (se espera) la regularizaría para que responda a la necesidad de los compradores (en lugar de a los deseos del gobierno). El modelo se podría entender como un movimiento desde el enfoque de competencia de corto plazo del Modelo 1 hacia un enfoque de competitividad de más largo plazo.

Regulación de red

Creemos que la regulación actual de la red tiene algunos puntos débiles que pueden ser resueltos a través de la introducción de un nuevo enfoque regulatorio a ser aplicado tanto en transmisión como en distribución. También creemos que este nuevo enfoque debería adoptarse con cada uno de los tres modelos.

En este nuevo enfoque el uso actual del método de la empresa modelo sería reemplazado por un método más “tradicional” que utiliza la base de activos regulados (RAB, por sus siglas en inglés), junto con el costo de capital, para determinar los ingresos permitidos relacionados con el uso de capital de la empresa de red. A pesar de que pueden ser mantenidos algunos aspectos del régimen existente (por ejemplo, algunas extensiones de transmisión específicas podrían todavía realizarse mediante licitaciones y regularse con contratos a largo plazo), la introducción de un régimen estándar en toda la red va a homogeneizar la regulación y reducir las posibilidades de regímenes que puedan entrar en conflicto en la práctica.

Con el fin de hacer que los incentivos regulatorios sean más efectivos, debería haber un conjunto explícito de “principios” de regulación que se ocupen de la asignación de riesgos y de la remuneración de las empresas (incluyendo penalidades y recompensas por la calidad del servicio). Además, se debe considerar la posibilidad de introducir incentivos más efectivos para la gestión de las empresas de distribución de propiedad estatal. Idealmente, esto implicaría trasladar la operación y propiedad (preferentemente) de los activos de entidades del sector público al sector privado, ya sea a través de la privatización, formas de contratación a largo plazo, o mejoras al régimen de incentivos a los managers.

En los tres modelos futuros prevemos una única autoridad de planificación responsable de tomar decisiones de planificación tanto para la red de transmisión como de sub-transmisión. El COES es el organismo lógico para asumir esta responsabilidad en virtud de una serie de razones, entre las que se incluyen las siguientes:

- El organismo no es titular de activos de transmisión o generación, lo cual reduce todo tipo de imparcialidad al momento de tomar decisiones de planificación.
- El organismo actualmente tiene a su cargo la planificación de la red central de transmisión de alta tensión y, conforme a sus capacidades técnicas, debería ser capaz de expandir esa tarea a la planificación de la sub-transmisión.
- En carácter de Operador de Sistema, el organismo tiene profundo conocimiento de la demanda a corto plazo y los recursos del sistema. Como planificador del sistema (de la red central), también debería tener un conocimiento detallado de la demanda a largo plazo (quizá impulsada por pronósticos *bottom-up* de los distribuidores o sus propios recursos) y los desarrollos de la generación que incluyen aplicaciones de planificación como asimismo información sobre desarrollos de la generación distribuida informados por los distribuidores. En caso de no tener un proceso de consulta actualmente vigente para obtener esta información “*bottom up*”, el COES debería desarrollarlo.

Notamos sin embargo, que existen algunas preocupaciones con respecto al COES como planificador del sistema de transmisión. En primer lugar, recomendamos que se lleve a cabo una revisión de la gobernanza de la organización para asegurar que, en su papel de planificador de la transmisión, los intereses de los generadores, los distribuidores, minoristas y el Estado se

tomen en cuenta de manera equilibrada. En segundo lugar, se debe determinar si COES cuenta con recursos presupuestarios, técnicos y de personal adecuados para asumir plenamente la responsabilidad de la planificación de la red de transmisión. Esto debería ser revisado (probablemente por el Ministerio junto con el Regulador) para asegurar que existan los recursos adecuados.

Como se puede apreciar, los detalles del proceso de planificación de la transmisión en sí son importantes y merecen un estudio separado más allá del alcance de este informe. A modo de referencia incluimos en el recuadro debajo los puntos clave que creemos que se deben tener en cuenta a medida que se desarrollen los procesos formales correspondientes.

Recuadro 3.1: Planificación de la transmisión - Puntos claves

Definición de los activos de transmisión, sub-transmisión y distribución

En la actualidad es necesario (y probablemente lo seguirá siendo en el futuro) hacer distinciones entre estas tres categorías de activos porque las responsabilidades para la planificación son diferentes entre ellos (transmisión / subtransmisión versus distribución) y los cálculos tarifarios requieren tal separación. También puede haber en el futuro diferencias en las tasas de remuneración de algunos de estos activos.

En general, creemos que las fronteras entre estos segmentos deben definirse sobre una base funcional, probablemente con alguna “guía aproximada” proporcionada por distinciones de nivel de voltaje nocional. El planificador de la transmisión debe ser responsable de desarrollar una declaración (si ésta ya no existiese) sobre en base a que principios se establece dicha separación funcional, así como una declaración que establezca los objetivos de planificación (por ejemplo, minimización a largo plazo de los costos totales del sistema, etc.) y También una declaración de procedimientos de planificación y métodos analíticos.

Aprobación de los planes de transmisión / subtransmisión

Las autoridades aprobatorias del plan ciertamente incluirían al regulador del sector (ya que los planes tendrán impactos en las tarifas) y posiblemente también el Gobierno (probablemente a través del Ministerio de Energía) en la medida en que los planes se guíen por consideraciones políticas.

Responsabilidades de ejecución de los planes

Las empresas con responsabilidades (o concesiones) para redes en áreas geográficas individuales tendrán responsabilidades para ejecutar los planes dentro de un calendario acordado (negociado). Este proceso debe vincularse estrechamente con el nuevo enfoque en base al RAB que proponemos para la regulación de las redes,⁵ lo que debería permitir una mayor capacidad de las empresas para financiar sus obligaciones de inversión en expansiones de red en base a los ingresos resultantes del proceso de fijación de tarifas.

Hemos escuchado que algunos propietarios de activos de transmisión han sido reacios o financieramente incapaces de cumplir con los planes de expansión de la red de transmisión (o subtransmisión). Esto parece ser el resultado de varios problemas diferentes, todos los cuales son potencialmente corregibles en el futuro.

En el caso de las empresas -normalmente distribuidoras de propiedad estatal- que son financieramente incapaces de asumir compromisos de inversión pluri-anales, recomendamos (en otras partes de este informe) que estas entidades adquieran alguna forma de participación del sector privado (e.g. privatización, acuerdo de concesión de largo plazo, financiación de activos específicos por parte de terceros) para financiar las inversiones necesarias.

También entendemos que algunas compañías propietarias de activos de transmisión⁶ financieramente sólidas simplemente no desean participar en el proceso de planificación. Esto se relaciona más probablemente con un problema en los términos y condiciones establecidos en los documentos que rigen la propiedad de activos (por ejemplo, contratos de concesión o licencias). En el futuro, por supuesto, todos estos documentos deben vincular las obligaciones de propiedad de los activos con los derechos del propietario del activo. Hasta que esto ocurra, podría ser necesario renegociar los términos de los documentos existentes, u obligar a algún tipo de transferencia de activos, o utilizar cualquier otro medio disponible para llegar a una situación en la que los propietarios finales de los activos acuerden asumir las obligaciones asociadas con ellos.

- 4 Entendemos que algunos o todos los activos básicos de transmisión (y, posiblemente, activos de subtransmisión) operan bajo un esquema de remuneración basado en contratos de largo plazo. Los contratos tendrán que ser renegociados para ajustarse al Nuevo marco regulatorio o (quizá más probable) reemplazados por nuevos contratos compatibles con el Nuevo método regulatorio a medida que caduquen sus plazos.
- 5 Por estos activos entendemos a los activos que forman parte de la red mallada y compartida, no los activos de conexión de usuarios únicos.

Se prevé, finalmente, algún tipo de simplificación en el entramado regulatorio contractual actualmente existente, sobre todo en transmisión. Por ejemplo, actualmente hay diferentes formas de contrato de transmisión que tienen diferentes términos y condiciones. Lo ideal sería que todos los contratos futuros siguieran un formato estándar con obligaciones consistentes para que los concesionarios cumplieran con los procedimientos de planificación, acceso abierto, informes y contabilidad regulatoria. Este contrato estándar debe desarrollarse e idealmente debería implementarse antes de que se realicen nuevos contratos.

Operación del mercado minorista

En el Modelo 1, el enfoque de “más mercados” podría extenderse mediante la introducción de la plena competencia al por menor, aunque es probable que se necesite un período de transición hasta que esto se logre. Bajo este enfoque, todos los consumidores podrían elegir su proveedor. Será importante establecer los límites entre los roles del regulador y de la agencia de competencia. El rol de OSINERGMIN sería asegurarse que los consumidores más vulnerables están protegidos y que los oferentes se adhieran a los códigos de conducta especificados. El rol de INDECOPI sería el monitoreo de la existencia de competencia efectiva. Notamos que, si bien proponemos la plena competencia al por menor como objetivo, el diseño del mercado mayorista de Modelo 1 también podría funcionar eficazmente con un mercado minorista similar al actual (sujeto a los comentarios que hacemos más abajo).

Los modelos 2 y 3 prevén un cambio mucho menor en el segmento minorista de la industria. El cambio clave sería asegurar que se solucione el problema del éxodo de clientes que pueden optar entre ser regulados o libres, el cual genera costos “stranded” para los distribuidores. Esto se podría solucionar haciendo coincidir el período de “aviso de salida” de los clientes con el tiempo de cobertura de los contratos de los distribuidores, y (análogamente) haciendo coincidir el período de “aviso de re-entrada” con el tiempo correspondiente necesario para la conexión de las cargas de este tipo de clientes.

Como hemos señalado anteriormente, estas descripciones tienen la intención de mostrar ejemplos de formas en que los diferentes modelos pueden ser implementados. El detalle real de implementación (y la sintonía fina sobre el enfoque preciso a utilizar) deberán ser considerados en otras consultorías futuras.

En las subsecciones que siguen, presentamos en formato tabular, en primer lugar las características del modelo preferido (Modelo 1), seguido de los otros

dos modelos. Luego, resumimos el proceso de diseño y evaluación de los modelos. En el anexo 9 del presente informe, damos más detalles sobre el proceso de diseño y evaluación de los modelos, incluyendo un resumen de cómo cada modelo podría ser capaz de hacer frente a los diversos “problemas” identificados dentro del sector.

3.2. El modelo de desarrollo preferido

Las características principales del modelo preferido por CEPA-NEGLI se presentan en el Recuadro 3.1.

Recuadro 3.1: Modelo 1 (preferido) – Mayor uso de mercados

En el Modelo 1 imaginamos un sector eléctrico peruano reformado que es mucho más abierto a la competencia y el uso de los mercados, en ambos niveles mayorista y minorista. Esto significa una mayor libertad para la forma en que los generadores y otros usuarios, inclusive la misma demanda a través de la gestión de su propio consumo, son capaces de entrar en el mercado al por mayor. Este modelo podría necesitar estar apoyado en un nuevo mercado de capacidad. Notamos que la forma precisa de dicho mercado puede quedar abierta a un proceso de consulta con los actores interesados. A nivel minorista todos los clientes estarían libres de elegir a su proveedor. Estos cambios necesitarían estar apoyados por algún tipo de reestructuración de la industria para maximizar la competencia y requerirían de monitoreo por parte de OSINERGMIN.

Más detalles sobre este modelo son presentados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Características detalladas del Modelo 1 – Mayor uso de mercados

Segmento	Características
Gobernanza	Mayor enfoque en los mercados donde sea posible (generación y retail), para lo cual se necesitan nuevas estructuras de gobernanza.
	Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado.
	Mejorar la transparencia del proceso de planificación y coordinación.
	Proporcionar la responsabilidad de aplicar las decisiones de política del gobierno en materia de seguridad del suministro de forma explícita a un tercero, por ejemplo PROINVERSION. Dar un claro mandato a OSINERGMIN para supervisar esta aplicación de políticas. Proporcionar a ambas instituciones con los poderes y competencias necesarios para garantizar que se cumplan los objetivos buscados.
Estructura de la industria	Separación vertical para proporcionar una mayor transparencia y oportunidades para una competencia efectiva. Notamos que la solución parcial de unidades de negocio separadas verticalmente dentro de una misma sociedad sería un sustituto poco efectivo, ya que requiere un cumplimiento operativo significativo para asegurar que la separación del trabajo es efectiva. En consecuencia la separación vertical real es preferible, ya sea por separación de la propiedad o, al menos, la separación en compañías separadas independientes pero en co-propiedad.
	En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.
	Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectiva. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de estar la obtener fondos para invertir en sub-transmisión.

Segmento	Características
<p>Generación / Mercado mayorista</p>	<p>El mercado actual podría ser reformado a través de la eliminación de las limitaciones existentes para ofertar precios de energía libremente. De esta forma los generadores podrían ofertar el precio de energía que ellos consideren adecuado, no necesariamente el costo marginal de corto plazo. Esto podría fomentar un uso más eficiente de la capacidad existente y las señales para el desarrollo de nuevas capacidades cuando esto sea necesario (a través de señales de precios altas).</p>
	<p>Incluso un mercado de energía liberalizado puede no generar ingresos suficientes para mantener la base de activos cubriendo tanto los costos tanto fijos como los variables, sobre todo cuando hay un exceso de oferta. Por lo tanto, el desarrollo de un mercado de capacidad para señalar que costos adicionales es preciso recuperar ayudará a asegurar la sostenibilidad a largo plazo de los activos de generación.</p>
	<p>La demanda (a través de la gestión de su consumo) debe ser capaz de participar en los mercados como una forma de proporcionar opciones alternativas para el desarrollo de la capacidad de generación.</p>
<p>Regulación de redes</p>	<p>Reemplazar los enfoques existentes para regulación de precios (Empresa modelo y regulación por contrato) por un enfoque más tradicional denominado RAB x WACC, determinando la base de activos (RAB) mediante las inversiones efectivamente realizadas (sujeto a revisiones regulatorias con pruebas explícitas como por ejemplo pruebas de prudencia ex ante o de eficacia ex-post) en lugar de mediante un concepto ingenieril de la eficiencia. Si la provisión competitiva a través de 3ros sigue siendo una necesidad, asegurar que el enfoque usado para las licitaciones y la contratación es coherente con los elementos más tradicionalmente regulados y que las diferencias de enfoque no provoque distorsiones en los cargos.</p>
	<p>Utilice una tasa de rentabilidad de mercado basada en el Weighted Average Cost of Capital (WACC) para fomentar la inversión y si se necesitan inversiones críticas considerar el uso de adiciones limitadas pero explícitas al WACC (por ejemplo una prima adicional del 1%).</p>
	<p>Desarrollar una mayor concentración en un pequeño número de resultados (outcomes o outputs) clave que valoran los consumidores e incentivar a las empresas para lograr ofrecer estos resultados de manera eficiente.</p>
	<p>Redefinir el límite entre la transmisión y la distribución, especialmente en relación a la sub-transmisión, y si es necesario, para facilitar la inversión en tiempo y forma, emprender un ejercicio de transferencia de activos entre los diferentes actores.</p>

Segmento	Características
Transmisión	Reformar la planificación y coordinación a través de una mejora en la provisión de información y apoyo para la conexión a tiempo y mínimo costo de la nueva generación.
	Reformar el proceso de planificación y coordinación para que exista una mayor transparencia. Esto debería implicar un proceso coordinado de planes de mediano plazo publicados periódicamente, por ejemplo cada año, por el COES, que establezcan las proyecciones de oferta y demanda, así como los planes de inversión de transmisión necesarios para facilitar la conexión y evacuación de nueva capacidad de generación.
	Proporcionar poderes a OSINERGMIN para que pueda evitar el retraso de una empresa de red en invertir evitando así retrasos innecesarios en conexiones de nueva carga o generación. Esto podría incluir reglas para la prestación de servicios por terceros si el titular está limitado en su capacidad de prestar el servicio (por ejemplo, como en el caso de los distribuidores estatales que no pueden invertir en sub-transmisión).
Retail / Mercado minorista	Proporcionar incentivos para que las empresas consideren opciones alternativas como contratos interrumpibles, y permitirles participar en los mercados al por mayor.
	Implementar competencia completa en el mercado minorista (full retail Access). En el período intermedio, reformar las normas para la posibilidad de cambio de régimen de los clientes de MT se aproxime más a la capacidad / requisitos de contratación de los distribuidores.

3.3. Los otros dos modelos posibles

Las características principales que definen los otros dos modelos posibles se presentan en los recuadros 3.2 y 3.3 debajo.

Como se mencionó anteriormente notamos que estos dos modelos resultan satisfactorios en base a la evaluación realizada, por lo tanto representan alternativas viables para el Perú.

Recuadro 3.2: Modelo 2 – Competencia con límites

El Modelo 2 es más que nada un desarrollo del modelo actual, reforzando algunos aspectos de la competencia que ya existen. Este modelo reconoce al mismo tiempo las limitaciones que pueden surgir con mercados imperfectos y permite las intervenciones apropiadas para corregir dichas fallas del mercado. En el Modelo 2 los mercados de capacidad establecidos administrativamente continuarían, aunque en una forma mejorada. La competencia minorista todavía estaría limitada con algunos clientes en un mercado regulado, pero esto también podría ser reformado para que las empresas de suministro no se enfrenten al riesgo de que los clientes puedan cambiar entre los mercados dejándolas desprotegidas ante la existencia de costos hundidos en forma de generación contratada. En este modelo, al igual que en el Modelo 1, sería necesario un cambio a nivel de gobernanza y una reestructuración de la industria.

Modelo 3.3: Modelo 3 – Mayor uso de reglas y planeamiento

En el modelo 3 nos movemos hacia un sector mucho más planificado y controlado. La nueva capacidad es desarrollado por una agencia central de compras en base a la demanda prevista de las empresas de distribución / suministro. Reformas de gobernanza serían también necesarias en este modelo, pero más que nada para garantizar que la información necesaria para que el modelo funcione fluya de una manera oportuna y apropiada.

Notamos que estos dos modelos poseen ciertas características similares al Modelo 1, sobre todo en lo que se refiere a la regulación de las redes. La Tabla 3.2 y Tabla 3.3 debajo presentan en más detalle los elementos que diferencian a los modelos 2 y 3 del Modelo 1. La Tabla A9.3 y la Tabla A9.4 en el Anexo 9 proveen una visión general comparando los tres modelos analizados y el modelo actual (status-quo) que permite identificar sus semejanzas y diferencias.

Tabla 3.2: Características detalladas del Modelo 2 – Competencia con límites

Segmento	Características
Gobernanza	Mayor enfoque en los mercados donde sea posible (generación y retail), para lo cual se necesitan nuevas estructuras de gobernanza.
	Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado.
	Proporcionar una mayor claridad acerca de cuándo y cómo el Ministerio de Energía u OSINERGMIN pueden y deben intervenir en los mercados para asegurar una operación sin sobresaltos y lograr un suministro de energía sostenible en el largo plazo.
Estructura de la industria	<p>Mantener el estatus quo en términos del grado de separación de la industria.</p> <p>En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.</p>
	<p>Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectiva. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de estar la obtener fondos para invertir en sub-transmisión.</p>

Segmento	Características
Generación / Mercado mayorista	<p>Reformar el mercado existente para fomentar respuestas apropiadas. La atención se pone más en garantizar un funcionamiento eficiente de la generación existente, y menos en el desarrollo de nuevos recursos de generación.</p> <p>Esto podría requerir una reforma de algunas de las normas existentes, pero conservando el enfoque global de que las empresas tienen que competir mediante costos marginales de corto plazo. Los pagos por potencia se pueden fijar administrativamente, aunque esto aumente el riesgo de que los clientes paguen precios más altos que los necesarios, debido a la mayor probabilidad de sobre-contratación de capacidad.</p> <p>Donde se esperan fallas del mercado, utilizar intervenciones basadas en políticas para apoyar el mercado, posiblemente a través de subastas u otros enfoques prescritos. Pero no basarse en los propios mercados para hacer frente a estos problemas.</p>
Transmisión	<p>Reformar las estructuras de las tarifas para proporcionar una mayor orientación a los consumidores y a la nueva capacidad de generación en cuanto a donde es más eficiente emplazarse. Eliminar las distorsiones existentes en los cargos para que la señal sea lo más clara posible.</p>
Retail / Mercado minorista	<p>Reforma limitada para fomentar una mayor competencia. Protección de la posibilidad de cambio de régimen de los clientes de MT, sujeto a revisiones que aseguren que dicha movilidad se aproxime más a la capacidad / requisitos de contratación de los distribuidores.</p>

Tabla 3.3: Características detalladas del Modelo 3 – Mayor uso de reglas y planeamiento

Segmento	Características
Gobernancia	Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado e intervenir cuando sea necesario.
	Proporcionar una mayor claridad acerca de cuándo y cómo el Ministerio de Energía u OSINERGMIN pueden y deben intervenir en los mercados para asegurar una operación sin sobresaltos y lograr un suministro de energía sostenible en el largo plazo.
Estructura de la industria	Mantener el estatus quo en términos del grado de separación de la industria. En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.
	Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectivo. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de estar la obtener fondos para invertir en sub-transmisión.
Generación / Mercado mayorista	Reformar el mercado existente para fomentar respuestas apropiadas. La atención se pone más en garantizar un funcionamiento eficiente de la generación existente, y menos en el desarrollo de nuevos recursos de generación. Esto podría requerir una reforma de algunas de las normas existentes, pero conservando el enfoque global de que las empresas tienen que competir mediante costos marginales de corto plazo. Los pagos por potencia se pueden fijar administrativamente, aunque esto aumente el riesgo de que los clientes paguen precios más altos que los necesarios, debido a la mayor probabilidad de sobre-contratación de capacidad.

Segmento	Características
	<p>Utilizar el régimen de planificación / concesiones para garantizar que el desarrollo de nuevas capacidades sólo se produce en las zonas deseadas y por medio de las formas deseadas de generación. Este es un enfoque más prescriptivo para el desarrollo de generación, guiado por una nueva entidad que responda a un plan de capacidad de largo plazo basado en las necesidades indicadas por las empresas de distribución. Este enfoque no pretende desarrollar la generación mediante tratar de que el mercado funcione tan bien como sea posible.</p> <p>PROINVERSION ejecutaría la adquisición de nuevas capacidades y todo el proceso estaría sujeto a la supervisión de OSINERGMIN. Esto es clave ya que el costo de la nueva generación tendría que ser recuperado de los consumidores de distribución.</p>
Transmisión	Reformar las estructuras de las tarifas para proporcionar una mayor orientación a los consumidores y a la nueva capacidad de generación en cuanto a donde es más eficiente emplazarse. Eliminar las distorsiones existentes en los cargos para que la señal sea lo más clara posible.
Retail / Mercado minorista	Reforma limitada para fomentar la competencia protegiendo a la opción existente del mercado regulado.

3.4. ¿Cómo diseñamos y evaluamos los modelos?

Los modelos han sido diseñados tomando en cuenta las principales opciones que el gobierno tiene para intervenir en el sector. Nos hemos focalizado en definir una serie de características de los modelos puntuales que creemos son las fundamentales para que un modelo quede delineado. Más detalle sobre la forma en que diseñamos los modelos se encuentra disponible en el Anexo 9.

La evaluación de los modelos se llevó a cabo analizando, separadamente, su eficacia para:

- resolver los problemas actuales del sector; y
- alcanzar los objetivos del sector.

Para entender la eficacia de los modelos para resolver los problemas del sector se analizó como cada modelo respondería a cada uno de los problemas identificados en la Sección 2 de este reporte. Este análisis se presenta en la Tabla A9.7.

Para entender la eficacia de los modelos para alcanzar los objetivos del sector se evaluaron los tres modelos (más un modelo de referencia representando el statu-quo) siguiendo un criterio pre-establecido de evaluación que refleja de forma comprensiva los objetivos del sector. Esta evaluación podría entenderse como una evaluación de impacto regulatorio (*Regulatory Impact Assessment* o RIA) cualitativa que analiza los beneficios (en forma de “Fortalezas”) y los costos (en forma de “Debilidades”) para una serie de opciones de reforma, incluyendo el statu quo (u opción de no cambio). Notamos que no se ha evaluado el impacto regulatorio de las reformas posibles de forma cuantitativa debido a que no se encontró información cuantitativa disponible, y a que el alcance de este estudio no incluyó la creación de modelos para cuantificar los costos y los beneficios. El criterio de evaluación, y una explicación de como éste fue construido, se describen en el Anexo A.7. La evaluación de los tres modelos (más el modelo status quo) en base al criterio pre-establecido de evaluación se presenta en la Sección A9.9 en una serie de tablas.

3.5. Resultados de la evaluación

Los resultados del análisis de la eficacia de los modelos en lo que se refiere a resolver los problemas del sector sugieren que los tres modelos evaluados tendrían la suficiente capacidad de resolver efectivamente dichos problemas.

Los resultados del análisis de la eficacia de los modelos en base al criterio de evaluación pre-establecido, sugieren que los tres modelos evaluados tendrían la capacidad de alcanzar efectivamente los objetivos del sector. Este análisis también demuestra que el statu-quo no alcanza satisfactoriamente los objetivos del sector.

En resumen, los resultados de la evaluación, presentados en detalle en el Anexo 9, nos indican que, en principio, los tres modelos analizados podrían ser utilizados con éxito en el Perú.

Sin embargo, CEPA-NEGLI tiene una leve preferencia por el Modelo 1 – Mayor uso de mercados. Pero dicha preferencia se basa más en un alineamiento intelectual, o filosófico, con este modelo, que en los resultados obtenidos

en la evaluación en sí. CEPA-NEGLI cree que, siempre que sea posible, es conveniente utilizar las fuerzas del mercado para determinar las variables relevantes de la economía, por sobre utilizar a un planeador centralizado. CEPA-NEGLI entiende, no obstante, que OSINERGMIN podría beneficiarse en retrasar por un tiempo la decisión final sobre ciertos aspectos del modelo a implementar. De hecho, nuestras recomendaciones de reforma, presentadas en detalle en la próxima sección, están basadas en la idea fundamental de una reforma “paso por paso”, la cuál le brindaría a OSINERGMIN un margen de tiempo para considerar en más detalle algunos elementos de la reforma.

4. El camino hacia el objetivo: Recomendaciones

Esta sección incluye las recomendaciones finales del Proyecto, las cuales se dividen en dos componentes principales: el plan de implementación, y la propuesta legislativa.

4.1. Plan de implementación

Esta sección describe la metodología conceptual sugerida para la implementación de la reforma del sector. En gran parte se basa en los principales aspectos técnicos de la estructura recomendada del Modelo 1, aunque las consideraciones respecto de cómo comenzar el desarrollo, por ejemplo, de los mercados mayoristas reformados podrían aplicarse igualmente a los otros Modelos.

Su contenido se divide en los siguientes siete incisos:

1. **Resumen y metodología conceptual:** Aquí describimos de qué manera se organizan ciertas características específicas de la posible dirección de la reforma en Perú para sugerir una “metodología por fases” del proceso de implementación.
2. **Principios:** En este inciso definimos más específicamente los “principios” que impulsan la metodología por fases de implementación que se recomienda.
3. **Fases de la implementación:** Este es el contenido central de las consideraciones sobre la implementación. Aquí describimos las principales etapas técnicas de implementación, según la “fase” del proceso de implementación.

4. **Necesidades de implementación adicionales y paralelas:** Además de las principales etapas técnicas de implementación, también es necesario llevar a cabo una serie de etapas paralelas. Aunque no constituyen el eje central de este informe, delineamos brevemente algunas de ellas.
5. **Efectividad de la reforma propuesta:** En este inciso describimos en formato de cuadro cuándo y cómo se espera que la reforma propuesta resuelva los problemas del sector identificados en la Sección 2 de este informe.
6. **La potencial escala del proceso de la reforma:** Es necesario comprender que una reforma a gran escala (además de los pocos cambios técnicos más simples) es un proceso extenso que exige una organización proactiva, planificación y, por lo general, una cantidad significativa de recursos. En este apartado incluimos algunos breves ejemplos de la experiencia internacional para establecer un patrón de referencia (*benchmark*) del plazo de las actividades.
7. **Temas adicionales para consideración:** En este último inciso describimos en formato de cuadro una serie de “temas para consideración” adicionales que se relacionan principalmente con las etapas de implementación técnica del inciso 3. Será necesario continuar desarrollando estos temas (a través de consultas, servicios de consultoría y asesoramiento, o decisiones de política del gobierno) para transformar la descripción general de los “Modelos” descritos en este informe en planes y acciones ejecutables.

4.1.1. Resumen y metodología conceptual

En general, un proceso de reforma sectorial standard en cualquier país comprende cuatro etapas:

1. Un período de consultas, identificación de problemas y desarrollo de propuestas;
2. una declaración, generalmente efectuada por el Gobierno, que describe los objetivos convenidos de la reforma y una descripción “de alto nivel” de la futura industria, y la organización y responsabilidad del proceso de reforma. Por lo general, a ello le sigue la implementación de legislación;
3. un período para el desarrollo y refinamiento de la descripción “de alto nivel” de la futura industria, que conduce a la legislación secundaria final u otros documentos de la industria, y otros resultados (*outputs*) ejecutables; y
4. las acciones de implementar y ejecutar los resultados de implementación detallados a fin de “lanzar” las reformas de la industria.

Actualmente en Perú nos encontramos aún en la primera de estas etapas, donde este informe aporta el tipo de descripciones “de alto nivel” de la futura industria

que podrían adoptarse (y esperamos que así sea) como parte de una futura declaración de política (es decir, la segunda etapa anteriormente mencionada).

A fin de considerar cómo podría avanzar la “implementación” (es decir, etapas 3 y 4) específicamente en Perú (en lugar de serlo en términos generales), es útil reconocer la realidad de las decisiones de la reforma que deban adoptarse (y, supuestamente adoptadas por el Gobierno como política) y tener en cuenta de qué manera su carácter podría afectar el curso de la implementación. A tal fin, debemos reconocer dos puntos principales:

- En primer lugar, seguramente los legisladores tendrán que tomar decisiones difíciles. En orden de dificultad, las cuestiones del diseño del mercado mayorista y las opciones de competencia minorista seguramente sean las más controvertidas, ya que las decisiones sobre una nueva metodología de la regulación de la red en cierta medida son más fáciles y claras. Al mismo tiempo, los legisladores también deberán tomar decisiones más simples, que corregirían problemas inmediatos y, en algunos casos, también podrían ser sólidas decisiones para cambios futuros.
- En segundo lugar, además de esta jerarquía de “dificultad de decisiones”, debemos reconocer que algunas decisiones son levemente menos urgentes que otras. Ello se explica en virtud de dos razones. Primero, en nuestras recomendaciones de “tres modelos”, existen similitudes en todos los modelos con respecto a la metodología general de la regulación de la red. Ello significa que la decisión de adoptar (o no) nuestra metodología recomendada de regulación de la red debe separarse de la cuestión de adoptar (o no) nuestra metodología recomendada de mercado mayorista / minorista⁶, o alguna de las metodologías de mercado mayorista / minorista de los modelos. Esta separación de la red versus los temas “del mercado” es un beneficio: decidir la cuestión “qué tipo de mercado mayorista” probablemente sea el tema más controvertido al que se enfrentan Osinergmin y los legisladores del Gobierno. Sin embargo, dada la situación de la actual capacidad, es probable que los legisladores tengan entre 5 e incluso 10 años antes de que “tenga que funcionar” un nuevo mercado (e incluso en ese momento, el modelo existente puede seguir

6 La cuestión del diseño del mercado minorista en sí misma debe separarse, al menos parcialmente, del diseño del mercado mayorista. Es decir, sería posible implementar un nuevo mercado mayorista (es decir, el “Modelo 1”) hasta que en otro momento se tome la decisión de introducir o no la plena competencia minorista.

“funcionando” como lo hacía antes, probablemente con intervención). Por lo tanto, los legisladores seguramente tengan un año o más para continuar desarrollando las opciones de mercado mayorista y tomar decisiones de política.

Estos dos puntos, en conjunto, sugieren una metodología de implementación por fases (no confundir estas “fases” con las etapas genéricas de reforma discutidas más arriba). Las decisiones “más fáciles” pueden ser implementadas (con buen efecto) relativamente rápido, y en primer lugar se realizan los “arreglos” más rápidos y más obvios. La mayoría de ellos, aunque no todos, serían en la parte de la red. Actualmente es necesario seguir analizando y considerando las decisiones más difíciles, y las decisiones finales se tomarán pronto (dentro de uno o dos años) aunque no de inmediato.

Notamos que mientras que en el modelo genérico de un proceso de reforma descrito anteriormente el Gobierno emite una única directiva de política, es posible que en Perú sea posible emitir directivas de política en dos etapas. El Gobierno y los legisladores (y asimismo el equipo de asesores) desde ya pueden considerar preferible emitir una única declaración de política integral, que quizá sea implementada por fases. Esta metodología de “declaración de política única” tendrá mayor probabilidad de conservar el “impulso” del proceso de reforma. Sin embargo, en esta sección hemos descrito la implementación asumiendo que, independientemente del proceso de declaraciones de política del Gobierno, se utilizará una metodología por fases.

4.1.2. Principios

Según la idea de una metodología de implementación por fases descrita anteriormente, podemos fijar los principios que llevan a la determinación de las fases (y las actividades relacionadas):

- Efectuar mejoras inmediatas con cambios sólidos respecto del “Modelo” elegido (o, incluso, si no se elige ninguno).
- Asumimos (luego de mantener conversaciones con Osinergmin) que se aceptaría adoptar la nueva metodología de regulación llamada “*building blocks*” para reemplazar al actual régimen (que se basa en el método de empresa modelo eficiente) para la distribución⁷ y, a su debido tiempo,

⁷ Entendemos que la próxima reconfiguración del VAD ocurrirá en 2017, para cubrir el período 2018-2021. Parece improbable contar con suficiente tiempo de espera (*lead time*) para

otros regímenes para la transmisión. En el muy corto plazo, existe una nueva actividad (relacionada con la determinación de tasas de retorno del capital) que podría marcar el comienzo del desarrollo del futuro régimen “*building blocks*”, seguido de más actividades en esta área.

- Reconocemos que la decisión sobre las posibles modificaciones al diseño del mercado mayorista probablemente sea la más difícil. Los legisladores deberían aprovechar el hecho de que la actual situación de exceso de capacidad les permite contar con algo más de tiempo (quizá entre 1 y 2 años, o incluso más) para seguir desarrollando opciones y tomando decisiones. Ello no significa simplemente ignorar la decisión durante un año o dos, sino estudiarla en detalle durante ese tiempo a fin de lograr un claro apoyo de legisladores y partes interesadas al momento de tomarla. Por lo tanto, en el corto plazo, el foco está puesto en desarrollar los conceptos y tomar decisiones. El desarrollo e implementación en detalle pueden comenzar en uno o dos años.
- Además del “arreglo” en el corto plazo, las decisiones relacionadas con tener o no una mayor competencia minorista probablemente sean las más postergables y, dado que ya existe acceso al mercado para clientes medianos y grandes, menos vitales que otras decisiones.

4.1.3. Principales etapas de la implementación

En la Tabla 4.1 a continuación se describen las fases sugeridas, por segmento de la industria (Regulación de red, Mercado mayorista, Minorista), y los plazos. Asimismo se enumera cada una de las principales intervenciones, detalladas en los siguientes párrafos. Por separado, el inciso 6 a continuación incluye la Tabla 4.3 donde establecemos una serie de “Temas Adicionales para Consideración” específicos relacionados con cada una de estas etapas. Estos “Temas Adicionales” deberían resultarles útiles a Osinergmin y los legisladores para comenzar a diseñar los estudios (presumiblemente por combinaciones de asesores y, probablemente, grupos de trabajo de la industria) que sean necesarios en primer lugar para definir acciones/políticas/programas, y luego para desarrollar documentación y efectivamente implementar las reformas.

desarrollar e implementar la nueva metodología en este período, por lo que probablemente se continúe con el actual régimen de empresa modelo eficiente. Sin embargo, se debe considerar la posibilidad de reducir el plazo, de ser posible, a fin de permitir que el control cubra quizá el período 2018-2020, lo cual permitiría implementar antes el nuevo régimen.

Tabla 4.1: Cronograma de las principales intervenciones, por segmento de industria

Período	Regulación de la red	Mercado mayorista	Minorista
Inmediato (dentro de 1 año)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Desarrollar la metodología de la tasa de retorno 2. Desarrollar métricas de calidad del servicio (Inicio) 3. Revisar los cargos de transmisión 4. Considerar opciones "Similares a la privatización" 		<ol style="list-style-type: none"> 5. Revisar las reglas de traspaso de clientes de media tensión
Corto plazo (1 a 3 años)	<ol style="list-style-type: none"> 6. Implementar la metodología "Building blocks" 	<ol style="list-style-type: none"> 7. Desarrollar la información del mercado mayorista elegido 	<ol style="list-style-type: none"> 8. Considerar las opciones minoristas
Mediano- Largo plazo (más de 3 años)	<ol style="list-style-type: none"> 9. Implementar las opciones similares a la privatización si corresponde 	<ol style="list-style-type: none"> 10. Definir e implementar las reglas del mercado 	<ol style="list-style-type: none"> 11. Implementación minorista

Necesidades inmediatas

1. **Desarrollar la metodología de la tasa de retorno:** La futura metodología "building blocks" de la regulación de la red requerirá un método formal para calcular las tasas de retorno permitidas (es decir, el promedio ponderado del costo del capital). El desarrollo de este método puede comenzar de inmediato, sin necesidad de modificaciones legales o de otra índole. Este método debe incluir, según corresponda, los costos de la deuda y el capital, considerando el segmento de la industria (es decir, distribución vs. transmisión), cuestiones de propiedad, y demás factores relevantes.
2. **Empezar a desarrollar métricas de calidad del servicio:** Además de la metodología "building blocks" de regulación de la red, probablemente sea necesario implementar un ajuste de calidad explícito a fin de incentivar

adecuadamente a las empresas de la red. Este régimen de calidad bien podría ser similar a los parámetros de los “estándares de servicio garantizados” del Reino Unido o bien tener otro formato. Independientemente del formato, el régimen debe estar combinado con otros componentes de la determinación del ingreso permitido para las actividades de red.

3. **Revisar los cargos de transmisión:** Actualmente, el cargo de transmisión incluye una serie de “recargos”, algunos de ellos se relacionan con el mercado eléctrico y otros no, o al menos no directamente (a saber, subsidios al gas licuado del petróleo, o GLP). Unos pocos se relacionan con el “uso de capacidad”. Con respecto a los cargos que se relacionan directamente con la industria eléctrica y con el uso de la energía (por ejemplo, subsidios renovables), es necesario establecer un mecanismo para recuperar el subsidio requerido de (todas) las operaciones con energía⁸. Los cargos que no se relacionan directamente con la energía eléctrica deben ser totalmente eliminados y recuperados de alguna otra manera, o, en su lugar, se debe revisar la forma de recuperarlos a través de operaciones con energía. La lógica de este último punto consiste en que al incluir esos cargos en la tarifa de transmisión, aquellos que pueden evitar el periodo de facturación durante un pico de transmisión podrán evitar, adecuadamente, los cargos de transmisión y, asimismo podrán evitar, inadecuadamente, hacer aportes a los subsidios no relacionados con la transmisión. Cabe mencionar que el Anexo 14 de este informe incluye una tabla con el resumen de nuestros comentarios sobre los diferentes recargos.
4. **Considerar opciones de mayor participación privada:** Parece claro que varias de las cuestiones identificadas en la Sección 2 con respecto a las empresas de distribución de propiedad estatal provienen de la falta de acceso adecuado al capital a largo plazo y también de incentivos insuficientes para mejorar la gestión comercial. Creemos que estas cuestiones podrían abordarse (al menos en parte) fomentando una mayor participación en el capital y la gestión del sector privado en las empresas estatales. Este tipo

8 Si el “pool” de energía mayorista en Perú fuera tanto para todos los compradores como para todos los vendedores, una solución simple sería aplicar una “suba” a los precios del *pool* abonados por los compradores, lo cual efectivamente lo convertiría en un cargo para todas las operaciones con energía. Pero de hecho actualmente el *pool* en Perú está estructurado como un *pool* “solo para generadores”, y esta metodología (que se usa en otros mercados “pool”) no es adecuada. En su lugar, será necesario desarrollar algún tipo de carga a las compras de energía a través de un PPA.

de participación podría incluir la privatización total, aunque reconocemos que esa opción puede no ser factible por razones políticas. Las opciones para mayor participación privada podrían ser, por ejemplo, la concesión de activos a largo plazo, o un contrato de administración a mediano plazo, y / o contratos de incentivos perfeccionados para los actuales administradores. Aunque estas opciones podrían entenderse como un “segundo mejor” representarían igualmente una mejora a la situación actual. Creemos que es conveniente comenzar ahora a considerar las posibilidades (incluyendo la investigación del “mercado” de participantes privado), que van desde la privatización completa hasta estas otras opciones. Es posible que sea el Gobierno, con el respaldo de Osinergmin, quien deba dirigir el desarrollo de esta consideración/política.

5. **Revisar las reglas de traspaso de clientes:** Es necesario revisar en el corto plazo las actuales normas que regulan el traspaso de clientes entre los mercados de la energía regulados y no regulados. Con respecto a la notificación de salida enviada a sus distribuidores, el período debe coincidir con los requisitos del período contractual del distribuidor. En términos de la notificación de reingreso (al mercado regulado), el período debe incrementarse con respecto al actual período actual y llevarlo a un período que coincida con el plazo esperado que le toma al distribuidor conectar y comenzar a prestarle el servicio a un cliente completamente nuevo (nueva construcción). Observamos que actualmente sólo los clientes de media tensión (MT) tienen esta capacidad para cambiar entre ser atendidos por un minorista regulado (es decir, el minorista / distribuidor local) o por el acceso al mercado libre. Algunos participantes del sector eléctrico Peruano han señalado que es algo arbitrario limitar esta capacidad sólo a los clientes MT. Nuestra opinión es que cuando los mercados se encuentran en etapas de “transición”, donde algunos clientes tienen acceso completo al mercado minorista (es decir, son “libres”) y otros no (es decir, son “cautivos”), las líneas divisorias suelen estar basadas en algún tipo de razón (Por ejemplo, capacidades de medición y de transferencia de datos), pero también suelen mantener cierto grado de arbitrariedad. En este sentido, la situación en Perú no es muy inusual. Sin embargo, la situación en el Perú es algo inusual en términos de dar a un grupo de clientes (clientes MT) la capacidad de “moverse hacia adelante y hacia atrás” entre las dos formas de servicio. En el futuro, si se adoptara la “competencia total al por menor” (es decir, si todos los clientes se vuelven “libres”), esta característica inusual desaparecería. Notamos que

hemos recomendado considerar la posibilidad de acabar con la movilidad ilimitada entre regímenes ya que por muchas razones podría ser mejor simplemente tener un límite fijo y no permitir ninguna movilidad.

Necesidades en el corto plazo

6. **Implementar la metodología “Building blocks”:** La implementación de la metodología “building blocks” consta de varios pasos. Algunos de ellos incluyen el desarrollo de estimaciones de la tasa de retorno permitida (ver punto 1 anterior) y la capacidad de evaluar la base de activos regulados (RAB, por sus siglas en inglés) y los costos operativos (opex). El primer paso consiste en decidir entre los diferentes “conceptos regulatorios” disponibles qué reglas de asignación de riesgos deben ser adoptadas. Las opciones incluyen: (i) “inversión prudente” ex ante, tradicionalmente usada en Reino Unido, Nueva Zelandia, Australia, etc.; (ii) “inversión efectivamente útil” ex post, tradicionalmente usada en Estados Unidos y más recientemente en países como Brasil. En segundo lugar, es necesario determinar cómo proceder con la “negociación” con los titulares de la red. Las opciones en este caso incluyen: (i) una metodología topdown, donde el regulador toma información de las empresas pero no consulta con ellas; (ii) una metodología consultiva, donde los planes de negocios de las empresas son evaluados por el regulador y sus asesores y luego las empresas pueden revisar estos planes para resolver las observaciones que se les hayan hecho; (iii) una negociación focalizada en “Outputs o Outcomes” de tipo RIIO, donde el regulador fomenta que las empresas definan junto a sus clientes los output o outcomes que se deben alcanzar y luego el regulador evalúa dicho proceso y en base al resultado de esta evaluación decide si se detiene a analizar en detalle los planes de negocio presentados o no. Este es un enfoque recientemente creado en el Reino Unido. Este enfoque es discutido en detalle en la Sección A8.5 del Anexo 8.

Todos estos principios y procesos deben ser desarrollados en primer lugar en documentos regulatorios y luego ser sometidos a debate / análisis. Esto requiere de varios procesos de consulta mientras el régimen general y subsiguientes detalles se van definiendo. La parte más general y algunos detalles se definen previamente al proceso de revisión tarifaria, y el resto de los detalles se pueden definir durante el proceso de revisión tarifaria. Aclaremos que el hecho de que parte de los detalles se definan durante la revisión tarifaria no significa que no hay que hacer un trabajo previo que requiere recursos y esfuerzo significativos. También destacamos que

aparentemente existe una necesidad práctica de desarrollar estándares contables regulatorios a los fines del reporte de costos con el objeto de respaldar la determinación futura del RAB. Éste es un requisito básico que casi todos los reguladores han tenido que abordar en algún momento de su desarrollo; las reglas son necesarias para asegurar que la información apropiada esté disponible en la revisión de precios para hacer la determinación y luego asegurar que el monitoreo y la aplicación del control de precios pueda tener lugar. Los elementos claves de las normas o estándares de contabilidad regulatoria estarán en torno a la asignación de costos, la determinación de lo que es capex u opex, la determinación del RAB, etc. Asegurando que cualquier desviación de las cuentas estatutarias es importante. Osinergmin debe recordar que tiene la capacidad de pedir los tipos de contabilidad que quiera. Las empresas tendrán que completar múltiples juegos de libros (estatutarios, regulatorios, fiscales, etc) y ser capaces de reconciliar los datos dentro de dichos juegos.

7. **Desarrollar la información del mercado mayorista elegido:** Los 3 modelos presentados en la Sección 3 tienen distintos diseños de mercado mayorista (aunque probablemente el diseño de los modelos 2 y 3 sean similares). Es necesario explicar en detalle la decisión del diseño que se adoptará y de qué manera el “mecanismo de respaldo” podría funcionar para la nueva capacidad. Una parte importante de esa decisión final será revisar y analizar la actual organización industrial mayorista a fin de evaluar si hoy en día es compatible con un mercado mayorista totalmente competitivo (es decir, el Modelo 1) o si es necesario incluir desde el principio medidas de mitigación del poder de mercado como parte del diseño de mercado. La Tabla 4.3 a continuación incluye una serie de temas adicionales a tratar presumiendo que se elegirá el Modelo 1 en última instancia. Sin embargo, también entendemos que Osinergmin ya ha contratado asesores para trabajar en algunas de las cuestiones más relevantes (por ejemplo, mercados de capacidad; y posiblemente se hayan realizado otros estudios) y, por lo tanto, es probable que haya efectuado avances parciales en esta área. Las recomendaciones surgidas de esos informes deben ser consideradas en conjunto con los temas que nosotros sugerimos para consideración en este informe.
8. **Considerar las opciones minoristas:** Pareciera muy improbable que se modifique la actual metodología de libertad del cliente de alta tensión, y quizá el ejercicio de aclarar el movimiento del cliente de media tensión (ver el punto 5 anterior) pueda hacer que el sistema sea en realidad menos “flexible” (lo cual probablemente sea algo bueno). Por lo tanto, la única

pregunta importante que probablemente quede pendiente es si también se debe dar “libertad” a los pequeños clientes (baja tensión). Es posible que esta pregunta sea postergada durante un largo tiempo debido a que cualquiera de los 3 modelos puede funcionar correctamente con la actual base de clientes “cautivos”, en la medida en que se trate correctamente la cuestión del traspaso de los clientes de media tensión. La Tabla 4.3 a continuación incluye varios de los temas a tratar en caso de adoptar un mayor nivel de “libertad” para los clientes (en comparación con el nivel actual).

Necesidades de mediano y largo plazo

9. **Implementar opciones de mayor participación privada:** Si se tomaran medidas con respecto a la administración de los distribuidores estatales (punto 4 anterior), Osinergmin posiblemente deba aportar su análisis o experiencia técnica (por ejemplo, si se adopta la privatización o concesión, será necesario establecer valores del RAB inicial y de la tasa de retorno permitida, etc.)
10. **Desarrollar reglas del mercado mayorista e implementación:** Este punto es la continuación del punto 7 una vez elegido el modelo de mercado.
11. **Implementar el mercado minorista:** Este punto es la continuación del punto 8 una vez tomadas las decisiones sobre el acceso minorista.

4.1.4. Necesidades de implementación adicionales y paralelas

Los puntos que anteceden describen los principales cambios del mercado / regulatorios que deben efectuarse y la secuencia general de los tiempos lógicos. Sin embargo, existe una serie de actividades (que no han sido individualizadas en este informe) que también es necesario realizar casi en simultáneo y de forma coordinada con los cambios antes mencionados, entre las que se incluyen lo siguiente:

- **Temas legales:** Será necesario identificar las etapas (revisiones; nueva legislación o regulación, etc.) que permitirán implementar los cambios antes mencionados, y posteriormente ejecutar tales etapas. Asimismo, casi seguro exista la necesidad de garantizar que el regulador (Osinergmin) tenga plena independencia y que sus facultades estén claramente definidas, que exista un procedimiento formal inequívoco para la resolución de conflictos, que se defina y limite el rol del Ministerio de Economía (especialmente en términos de sus acciones como “red de contención” ante fallas del

mercado, pero también en términos de política energética) y que se lo restrinja mediante un sistema de equilibrio de poderes. La Sección 4.2 de este informe resume las principales modificaciones legales que podrían ser exigidas a fin de implementar los cambios más importantes que se describen en este informe.

- **Incremento de la capacidad institucional:** Es posible que algunos de los cambios propuestos requieran aumentar la capacidad institucional de Osinergmin (en particular, en el área de control de mercado si se elige el Modelo 1 para el mercado mayorista), y quizá también de otras instituciones de la industria / del gobierno. Una parte de la etapa inicial de preparación del “proceso” de implementación (nos referimos a la organización y estructuración de funciones y responsabilidades en contraposición a los cambios técnicos descritos en los “Modelos” de este informe) debería ser la evaluación de esas necesidades.
- **Organización industrial:** Nuevamente, en caso de optar por el Modelo 1 para el mercado mayorista, será realmente necesario revisar el estado actual de concentración del mercado de la generación para garantizar una justa competencia. Asimismo (nuevamente, especialmente en el Modelo 1) será necesario realizar pruebas regulatorias claras para garantizar que las organizaciones verticalmente integradas (en la medida en que no se dividan y continúen vigentes) no les cobren precios “demasiado altos” a su base de clientes cautivos. En los casos en que esas pruebas o análisis indiquen problemas de competencia, será necesario tomar medidas de mitigación (que pueden variar, por ejemplo, desde exigirles a los generadores “dominantes” realizar licitaciones que aseguren que sus costos sean reflejo del costo de mercado, prohibir la autocontratación, e incluso exigir la separación de la titularidad o de las actividades comerciales de las empresas verticalmente integradas) para resolver los problemas identificados. Cabe destacar que en la mayoría de los países esto puede tornarse oneroso y potencialmente litigioso.
- **Acuerdos de transición:** Casi no hay duda acerca de que Osinergmin y el Gobierno desean respetar los derechos de titularidad y los valores económicos establecidos en los acuerdos de titularidad de activos actuales y en los regímenes regulatorios a largo plazo (por ejemplo, contratos de concesión) o contratos a largo plazo. Por lo general, existen mecanismos tendientes a respetar tales derechos y valores en el contexto de una “reestructuración de mercado”, aunque algunos de estos mecanismos pueden ser “fáciles” y otros “complejos”. En cualquier caso, es necesario

adoptar acuerdos de transición, probablemente subsector por subsector (por ejemplo, para distribuidores, luego por organismos de transmisión, finalmente por generadores, y posiblemente nuevamente distribuidores si se contemplan cambios minoristas) a medida que avanza el proceso de implementación.

- **Temas adicionales de política energética:** El Gobierno podrá decidir ser proactivo en una cantidad de áreas en el futuro, que seguramente incluyan interconexiones internacionales, acuerdos de importación / exportación, nuevas metodologías para la energía renovable, etc. Entendemos que en este momento el Gobierno se encuentra en proceso de mejorar la forma en que planea la política energética. Para esto por ejemplo, el gobierno ha contratado un equipo de consultores internacionales a los se les encomendó específicamente proponer e implementar metodologías y herramientas para la planificación energética considerando recomendaciones de estudios anteriores desarrollados por el MEM. Osinergmin naturalmente deberá respaldar estos esfuerzos cuando corresponda, aunque seguramente deberá revisarlos a fin de garantizar que cumplan (o puedan hacerlo fácilmente) con la visión futura de la estructura de la industria y los acuerdos comerciales.

4.1.5. Efectividad de la reforma propuesta

Tal como advertimos en la introducción de la Sección 3 de este informe, los detalles precisos de la implementación del modelo de reforma deberán desarrollarse con el transcurso del tiempo. De hecho, la tarea de desarrollar esa información se incluye en las etapas mencionadas anteriormente, y en la Tabla 4.3 de este Capítulo se identifican varias de esas cuestiones de detalles de implementación. Ello significa que la forma precisa en que el modelo de reforma resuelve o no los “problemas” indicados en la Sección 2 de este informe solo se conocerán una vez finalizada la implementación detallada.

Sin embargo, en la Tabla 4.2 se indica, desde un punto de vista general, cómo y cuándo se prevé que la reforma propuesta resolverá los problemas del sector.

Tabla 4.2: Cómo y cuándo la reforma resuelve los problemas identificados

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
4) Diferencias en el tratamiento del despacho según tipo de generación	Largo Plazo	<p>Problema resuelto mediante la liberalización de las reglas de licitación. Esperamos que se implemente el Modelo 1 con un pool de energía que no imponga ningún tipo de restricciones (salvo un tope general superior al costo de las licitaciones aplicable a todos los generadores) a las licitaciones de los generadores, excepto las medidas de mitigación del poder de mercado. Por supuesto, los generadores (y minoristas) desearán cubrir los riesgos de volatilidad de precios en el mercado de energía (y tal vez también en el mercado de capacidad paralelo). Esto lo podrán hacer a través de contratos financieros de cobertura que serían algo análogo (aunque no exactamente lo mismo) a los PPA actuales. Los contratos de cobertura financiera podrán negociarse bilateralmente o subastarse de manera similar a cómo se hace hoy con los PPA. Este punto se analiza en la Nota de trabajo “Acerca del Rol de los Contratos a Largo Plazo en el Futuro Sector Eléctrico”, la cual ha sido entregada a Osinergmin como información adicional a este informe (véase la Sección 3.1). En esta nota se describe también la forma en que en el futuro podrían convertirse los “PPA” a largo plazo en contratos de cobertura financiera (véase la Sección 3.3). La Nota de Trabajo “Acerca del Gas Natural”, la cual ha sido entregada a Osinergmin como información adicional a este informe, incluye nuestras consideraciones en detalle sobre las licitaciones de gas, tema íntimamente relacionado con el Problema 4. Las medidas de mitigación del poder de mercado son comunes en los mercados de electricidad al por mayor liberalizados. En general, dichas medidas sólo se deben tomar tras un análisis de las pruebas y un adecuado proceso de consulta. Las medidas dependen, al menos en parte, de la estructura del mercado mayorista al que se aplican. Algunos ejemplos pueden ser:</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
		<ul style="list-style-type: none"> • Requisitos de que las ofertas en el mercado o los contratos ofrecidos por generadores con poder de mercado demostrado sean auditados y reflejen costos (ejemplos de esta medida pueden encontrarse en PJM en los Estados Unidos y en la República de Irlanda). • Precios tope puestos sobre ofertas de mercado o precios de mercado observados (Inglaterra y Gales, a mediados de la década de 1990). • Venta forzada de activos por parte de las empresas con el fin de reducir la concentración de la industria (Inglaterra y Gales, finales de los años noventa y varias partes de Estados Unidos).
<p>5) Un alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de largo plazo de OSINERGMIN y/o PROINVERSION lo que genera una transferencia de riesgo de demanda del generador a la propia demanda (consumidores)</p>	<p>Largo Plazo</p>	<p>Una vez resuelto el riesgo de sobreoferta de los contratos de baja tensión vigentes (o controlado a través contratos de transición), los compradores mayoristas tomarán sus propias decisiones contractuales y utilizarán contratos financieros en un mercado mayorista liberalizado. Para los minoristas con carga cautiva (no “libre”), estas decisiones quedarán sujetas a revisión regulatoria. Es posible que en el futuro, ya sea en respuesta a las “irregularidades del mercado” junto a acciones relacionadas que serán adoptadas por el Gobierno, o por decisiones comerciales tomadas por minoristas o clientes, persista o resurja una cierta cantidad de contratos a largo plazo. Ya hemos observado cuando discutimos los problemas actuales del Perú, que las decisiones de contratación de largo plazo que se han tomado en años anteriores han dado lugar a que los clientes cautivos hoy se tengan que hacer cargo de excesivos costos de capacidad de generación. Por supuesto en el momento en que esas decisiones fueron tomadas, existía la percepción de que si no se tomaban esas decisiones los clientes cautivos corrían riesgo de terminar en una posición de déficit de energía / capacidad en el futuro. Es con respecto a esta diferencia entre cómo se maneja el riesgo de tener “demasiada” capacidad de generación o “muy poca” y con respecto a quién “paga” los errores, que se distinguen claramente los modelos 1 y 3 de este informe.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
		<p>En general, el Modelo 1 es un intento de confiar en las señales del mercado para atraer la entrada de generación, con la característica de que si se produce “demasiada” entrada, entonces son los generadores comerciales (no los consumidores) los que pagan el costo. Habrá un mecanismo de “respaldo” (mencionado en el Punto 7 de la Sección 4.1.3 y también en otras partes de este informe) para proteger contra la “poca capacidad” que se está presentando. En contraste, el Modelo 3 se basa en la planificación institucionalizada central (o coordinada) para proporcionar nuevos contratos de largo plazo para la nueva generación. En este modelo, los riesgos y los costos de las malas decisiones de planificación se pasan a los clientes, en lugar de quedar en gran parte con generadores comerciales. Entender estas diferencias será parte importante de tomar las decisiones finales con respecto al diseño del mercado mayorista.</p> <p>La Nota de Trabajo “Acerca del Rol de los Contratos a Largo Plazo en el Futuro Sector Eléctrico”, la cual ha sido entregada a Osinergmin como información adicional a este informe, incluye nuestras consideraciones en detalle sobre las opciones de contratación, tema íntimamente relacionado con el Problema 5.</p>
6) Presiones a la baja en el precio spot	Largo Plazo	<p>Es poco probable que sea resuelto en el corto plazo ya que muy posiblemente continúe el exceso de capacidad. En el largo plazo, el mercado spot determinará el precio spot y los costos generales (totales) de la energía se determinarán por una combinación del mercado spot de la energía y el mercado de capacidad. Es importante señalar que, aunque la situación actual de exceso de capacidad se “resuelve” a medida que la demanda crece a lo largo del tiempo, seguirán existiendo al menos algunas presiones de los costos marginales a la baja (en horas en que los generadores térmicos no funcionan) procedentes de generadores de gas con contratos <i>take or pay</i>, o de recursos renovables (por ejemplo, eólica o solar). Esta presión es una de las razones por las que se recomienda un “mercado de la capacidad” paralelo asociado al “mercado de la energía” en el Modelo 1.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
7) Exceso de capacidad de generación debido a una menor demanda que la esperada por el Gobierno	Largo Plazo	<p>En general, esperamos que el exceso de capacidad se reduzca con el transcurso del tiempo como resultado del aumento de carga y el retiro de plantas (o retiro de operaciones comerciales, <i>mothballing</i>), o ambos. En el largo plazo, creemos que las señales de precios perfeccionadas del Modelo 1 (mayor precio cuando la capacidad es limitada, en comparación con el modelo actual) deberían resultar en el nivel correcto de capacidad. El Gobierno de todas formas deberá brindar una “red de contención” ante posibles fallas del mercado (como lo hacen todos los Gobiernos del mundo en casi todos los mercados liberalizados de la energía), aunque antes de actuar deberán obtener datos analíticos del operador del sistema y del regulador. La Nota de Trabajo “Acerca del Rol de los Contratos a Largo Plazo en el Futuro Sector Eléctrico” incluye nuestras consideraciones en detalle sobre este punto.</p> <p>Observamos que la estructura y la operación de un sistema de “respaldo” o “contención” incluye todas (o casi todas) las características de un sistema de planificación centralizado bien diseñado. Este sistema debería basarse en las capacidades institucionales existentes (por ejemplo, el regulador del sector y, probablemente, el operador del sistema) tanto como sea posible (es decir, hay poca necesidad de duplicar las capacidades existentes en un nuevo planificador centralizado). En particular, es necesario contar con controles de gobernanza y asesoramiento adecuados sobre el sistema. Esto debería cubrir las cuestiones relacionadas con la necesidad, los riesgos, los costos y la extensión de los nuevos contratos otorgados para corregir los fallos del mercado.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
8) Éxodo de usuarios optativos hacia el mercado de clientes libres	<p>Solución temporal: Inmediata</p> <p>Solución definitiva: Largo Plazo</p>	<p>Hoy es posible tomar una medida inmediata tendiente a armonizar las reglas de entrada / salida que se alinee con los compromisos contractuales minoristas. En el futuro, esta regla puede permanecer vigente o bien tornarse irrelevante en caso de adoptar la competencia minorista total.</p> <p>A corto plazo, el criterio utilizado por Osinergmin para armonizar las reglas de entrada / salida deben asegurarse que las reglas de entrada / salida sean consistentes con el tiempo de contratación requerido por los distribuidores / minoristas. Esto se indica en el punto 5 de la Sección 4.1.3.</p>
9) El precio spot del COES no guarda relación con el precio de la energía para los clientes regulados	Largo Plazo	<p>En todas las industrias con mercado spot y mercado contractual paralelos (mediano y largo plazo), existe y siempre existirá divergencia entre el precio spot y el precio contractual a menos que los contratos estén redactados de forma tal que cubran cantidades solo con el traslado (<i>pass-through</i>) de precios spot. En el Modelo 1 esperamos que los minoristas elijan mantener un portafolio de contratos de cobertura financiera a distintos plazos (o que el regulador se los exija en caso de cobertura de carga cautiva). Algunos de ellos inevitablemente serán más altos o más bajos que los actuales precios spot.</p> <p>Por un “portafolio” de contratos, queremos decir que esperaríamos que los minoristas celebraran una variedad de contratos que colectivamente cubran su demanda esperada (más las reservas requeridas). Estos contratos tendrían diferentes términos (y duraciones), aunque probablemente con una fuerte inclinación hacia contratos de uno a dos años. También deberían ser diversos en términos de tipo de combustible, fuente de generación y cualquier otro factor relevante.</p> <p>Cabe destacar que parte de este problema de la actual divergencia radica en que las acciones más importantes del Gobierno (en términos de cantidad) para implementar contratos a largo plazo (1) han introducido una mayor proporción de energía contratada que puede diferir de los precios de mercado en el corto plazo, y (2) probablemente han contribuido a bajar los precios del mercado a corto plazo creando un exceso de capacidad.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
10) La regulación de la transmisión está fragmentada	Corto Plazo	<p>Será resuelto a través de la reforma de la regulación de la red, con el objetivo de introducir la metodología “building blocks” para todos los segmentos de la regulación de la red. Asimismo, la planificación de la transmisión y de la subtransmisión debería estar coordinada a nivel central (COES).</p> <p>Los contratos a largo plazo actuales (posiblemente en el sector de la transmisión) pueden continuar en vigencia junto a la metodología building blocks en la medida en que los precios de la red se fijen como resultado de todos los requisitos de ingresos de la empresa, aunque algunos de ellos hayan sido determinados individualmente por otros medios. La Nota de Trabajo “Acerca del Rol de los Contratos a Largo Plazo en el Futuro Sector Eléctrico” incluye nuestras consideraciones en detalle sobre el uso de contratos en la transmisión y en otras partes de la industria de la electricidad.</p>
11) El modelo de empresa eficiente no representa la realidad	Corto Plazo	<p>Será resuelto a través de la reforma de la regulación de la red, con transición hacia la metodología “building blocks”. Observamos que para las distribuidoras del estado, la reforma de la regulación de la red puede traer algunos beneficios positivos, pero para lograr el máximo efecto, debe ir acompañada de esfuerzos y acciones para incorporar más capital del sector privado a los negocios y tener más incentivos de gestión comercial. Algunas de estas cuestiones se describen en el punto 4 de la Sección 4.1.3. El Anexo 11 incluye más detalles sobre la comparación entre la metodología “building blocks” y el modelo de empresa eficiente.</p>
12) Subsidios cruzados en el peaje de transmisión principal	Inmediata	<p>Los recargos actuales que se relacionan más correctamente con la energía deben eliminarse del peaje de transmisión y, de ser posible, deben gravar las operaciones con energía. Para más detalles sobre este punto, ver el Anexo 14.</p> <p>En el futuro a largo plazo, se debe considerar respecto de todos los modelos la posibilidad de incluir señales de precios geográficos en las tarifas de transmisión de alta tensión, en la medida en que la Generación pague los peajes de alta tensión.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
13) No existen incentivos financieros para la mejora de la calidad	Corto Plazo	<p>Será resuelto a través de la reforma de la regulación de la red, con el objetivo de introducir la metodología “bulding blocks” que permita incentivar determinadas inversiones.</p> <p>La determinación de medidas claves de calidad, la valoración que los consumidores tienen de esas medidas de calidad y los incentivos para las empresas (que incluyen acuerdos de tope máximo y mínimo en caso de ser necesario) contribuirán a crear un entorno en el cual las empresas correctamente gestionadas podrán responder a los incentivos.</p> <p>Observamos que para las distribuidoras del estado, la reforma de la regulación de la red puede traer algunos beneficios positivos, pero para lograr el máximo efecto, debe ir acompañada de esfuerzos y acciones para incorporar más capital del sector privado a los negocios. Algunas de estas cuestiones se describen en el punto 4 de la Sección 4.1.3.</p>
14) No existen incentivos a la eficiencia productiva, específicamente diseñados para empresas estatales	Inmediata - -Media- no – Largo Plazo	<p>Se trata de un tema general a ser resuelto en todos los modelos. La experiencia internacional indica que el incentivo a las empresas estatales es difícil en el largo plazo si no hay un cambio significativo de gestión. Idealmente, la privatización total, aunque también otras formas más limitadas de participación privada (concesiones a largo plazo, contratos de gestión en el corto o medio plazo), puede ofrecer beneficios, tal como las campañas de información pública que describen los aspectos diferenciales de la calidad del servicio y las penalizaciones abonadas. Esto se discute también en el Punto 4 de la Sección 4.1.3.</p>
15) No existe un diálogo entre las empresas y el regulador con relación a un plan de negocio a futuro	Corto Plazo	<p>Será resuelto a través de la reforma de la regulación de la red.</p> <p>El diálogo debería mejorar con el establecimiento de un claro proceso de intercambio de información, procesos de consulta e instrucciones claras de parte de Osinergmin.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
16) Falta de capacidad para financiar el acceso universal y otros gastos ad-hoc a través de la regulación actual	Corto Plazo	<p>Será resuelto a través de la reforma de la regulación de la red a través de la metodología building blocks. El Anexo 11 discute como se lograría esto en mayor detalle.</p> <p>Notamos que este enfoque debería, en términos conceptuales, incentivar las inversiones igualmente bien dentro de las distribuidoras privadas y las distribuidoras públicas. Sin embargo, las distribuidoras estatales pueden encontrarse con limitaciones adicionales sobre la inversión que emanan de los controles estatales a la inversión y que son descriptas en detalle en la Sección 3.</p> <p>Cabe destacar que, según el tipo de obligación de acceso universal o necesidad ad-hoc, puede seguir siendo correcto depender del peaje de transmisión para recaudar esos ingresos.</p>
17) Falta de capacidad para planificar de manera efectiva la sub-transmisión	Corto Plazo	<p>Habrá un único planificador para transmisión de alta tensión y el nivel de sub-transmisión que se considere adecuado según el asesoramiento del mencionado planificador, sujeto a aprobación regulatoria. Actualmente el COES, en carácter de operador del sistema de transmisión sin titularidad de activos, se desempeña como planificador neutral de la transmisión de alta tensión y la sub-transmisión. A menos que exista alguna razón para crear una nueva agencia de planificación, parece probable que se amplíe el alcance de la responsabilidad del COES para incluir la planificación de la sub-transmisión.</p>
18) Falta de capacidad para establecer límites entre la transmisión y distribución	Corto Plazo	<p>El uso de distinciones arbitrarias es común en casi todos los mercados, y la mayoría de ellos tienen ejemplos de líneas de determinados niveles de tensión que en ciertos casos actúan como líneas de distribución, y en algunos otros como líneas de formación de sistema (sub-transmisión). El planificador de la transmisión debe ser responsable de definir las líneas de formación de sistema y asumir la responsabilidad por dicha planificación.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
19) Brecha de inversiones	Mediano – Largo Plazo	<p>Se debe analizar la opción de la privatización o la concesión en distribución (asumiendo la responsabilidad de realizar inversiones), como se ha descrito en el Punto 4 de la Sección 4.1.3. A falta de ello, será necesario desarrollar un sistema que permita el financiamiento y mantenimiento de activos por parte de terceros (un sistema que, de ser posible, evite, a través de un diseño de contrato y compras (<i>procurement</i>) perfeccionados, los actuales problemas de falta de coordinación de las operaciones entre los diferentes titulares de activos). Se deben fijar reglas comunes de regulación de inversiones de terceros con foco en determinar los ingresos dentro de un marco más amplio de regulación integrada.</p> <p>Las diferencias entre los estándares de calidad de terceros proveedores y titulares solo deberían estar permitidas en aquellos casos donde exista una clara justificación y voluntad de pago de los usuarios finales.</p>
20) Incertidumbre e incapacidad para predecir los cargos de red	Inmediata	<p>Tal como se mencionó en el punto 12 anterior, los cargos que se relacionan con la energía deben trasladarse a las operaciones con energía, en la medida en que lo permitan las mediciones y las liquidaciones. La modificación de otros cargos en muchos casos queda sujeta a la decisión de los legisladores.</p>
21) Empresas públicas ineficientes	Inmediata – Mediano – Largo Plazo	<p>Se trata de un tema general a ser resuelto en todos los modelos. La experiencia internacional indica que el incentivo a las empresas estatales es difícil en el largo plazo si no hay un cambio significativo de gestión. Idealmente, la privatización total, aunque también otras formas más limitadas de participación privada (concesiones a largo plazo, contratos de gestión en el corto o medio plazo), puede ofrecer beneficios, tal como las campañas de información pública que describen los aspectos diferenciales de la calidad del servicio y las penalizaciones abonadas. Este punto se relaciona con el punto 19 anterior, y es también mencionado en el Punto 4 de la Sección 4.1.3.</p>

Problema	Plazo de resolución	Cómo lo resolverá
22) El proceso de privatización está incompleto, por lo que existe todavía un amplio porcentaje de empresas públicas en el mercado	Inmediata - -Mediano – Largo Plazo	Este es un tema para el Gobierno. Este punto se relaciona con los puntos 19 y 21 anteriores, y es también mencionado en el Punto 4 de la Sección 4.1.3
23) El gobierno restringe la capacidad de sus empresas públicas para financiarse y efectuar inversiones y gastos, lo que afecta su desempeño	Inmediata - -Mediano – Largo Plazo	Se debe analizar la opción de la privatización o la concesión en distribución (asumiendo la responsabilidad de realizar inversiones). Esto se relaciona con los puntos 19, 21 y 22 anteriores, y es también mencionado en el Punto 4 de la Sección 4.1.3. A falta de ello, será necesario desarrollar un sistema que permita el financiamiento y mantenimiento de activos por parte de terceros (un sistema que, de ser posible, evite, a través de un diseño de contrato y compras (<i>procurement</i>) perfeccionados, los actuales problemas de falta de coordinación de las operaciones entre los diferentes titulares de activos).

4.1.6. La potencial magnitud del proceso de reforma

Tal como mencionamos en el inciso 4.1.1, un proceso de reforma de gran envergadura generalmente comienza con el desarrollo de propuestas de alto nivel, lo cual puede llevar varios años. En algún punto, si se va a avanzar con una reforma significativa, por lo general es necesario que las autoridades, es decir, el Gobierno, emitan una declaración de política e intención, luego de lo cual será posible desarrollar en mayor detalle las propuestas de reforma elegidas (y, en última instancia, con todo el detalle correspondiente). Una vez desarrolladas de manera suficiente, comienza el proceso de elaboración y ejecución de la legislación de implementación necesaria (u otros instrumentos).

Desde ya, el cronograma final de la reforma desde la decisión de la política hasta la “plena implementación” podrá variar. Entre las variables clave se incluyen, por supuesto, la magnitud del trabajo a implementarse (por ejemplo, ¿se trata de una “simple” modificación, es decir, solo la metodología de regulación de la red? ¿O también incluye un nuevo mercado mayorista? ¿Incluye reorganización industrial y/ o quizá privatización?) Y también el hecho de si

las entidades industriales afectadas son todas públicas o mixtas, si las reformas introducen potencialmente grandes cambios de los valores económicos a las entidades del sector privado, y cuán engorroso es el proceso de consulta local y/o, incluso, la posibilidad de litigio.

La complejidad de estas variables hace que las comparaciones con experiencias de reformas pasadas sean muy difíciles. La situación de Perú tiene su propia naturaleza y características específicas. Aunque al menos se deberían tomar en cuenta al menos dos “lecciones aprendidas”.

En primer lugar, el cronograma de la reforma, especialmente si incluye el diseño y la implementación del mercado mayorista, se mide en años, no meses. Algunos ejemplos incluyen lo siguiente:

- **Inglaterra y Gales, 1988 – 1996:** Esta reforma incluyó una combinación de desagregación de la actual empresa de transmisión/generación, y la implementación de un nuevo mercado mayorista competitivo, nuevas metodologías de regulación de la red, y (posteriormente) la privatización principalmente de todos los activos de la industria. El plazo desde la emisión de la declaración de política del Gobierno hasta la fecha de “lanzamiento” del nuevo mercado mayorista fue de un poco más de dos años. La privatización de las anteriores empresas públicas ocurrió con posterioridad, la cual finalizó luego de aproximadamente otros 6 años.
- **Inglaterra y Gales, 1998 – 2001:** El primer cambio significativo a los acuerdos de comercialización mayoristas en Inglaterra y Gales fue el programa “NETA” (Nuevos Acuerdos de Comercialización de Electricidad, NETA, por sus siglas en inglés) que cambió el “Pool” inicial del mercado mayorista a un sistema de contratación bilateral con un mecanismo de balance independiente para las diferencias contractuales. A diferencia de la implementación inicial descrita anteriormente, esta modificación fue mucho más pequeña en términos de alcance, con un foco más limitado al diseño del mercado mayorista. El proceso tomó aproximadamente 3 años y medio desde la publicación de la declaración de política oficial del Gobierno hasta la implementación de la nueva organización del mercado.
- **Texas, 2003 – 2010:** La implementación de un mercado mayorista público con precios spot nodales (que abarca 8.000 nodos y un mercado adicional de servicios auxiliares) tomó 7 años a partir de la instrucción del regulador de comenzar con el proceso hasta su finalización.

La segunda lección se relaciona con la magnitud del esfuerzo, que incluye no solo consultores y asesores externos (de especialidad técnica, económica

/ regulatoria, y legal, entre otras) sino también compromisos internos de la industria (y del Gobierno) a través de grupos de trabajo y de implementación. Un cambio significativo no es cuestión simplemente de contratar a un equipo de consultores para que hagan un estudio y quizá elaboren algunas herramientas de software. Sino que por lo general se requieren diseños detallados de diferentes aspectos de la reforma y se debe confeccionar la documentación necesaria. En caso de que sean necesarios nuevos sistemas informáticos y la adquisición de datos, los costos pueden ser muy altos.

A modo de ejemplo, se ha estimado que una reforma relativamente “simple” tal como la NETA mencionada anteriormente, en la cual el mercado mayorista actual (el Pool) fue reemplazado por un sistema de contratación bilateral y un mercado con mecanismo de balance, tiene costos directos aproximados de £39 millones (la mayoría por el diseño y software del mercado de balance), aunque los costos indirectos (en gran medida debido a la necesidad de la industria de adaptarse a la organización de comercialización “bilateral”) son de caso £580 millones, y £30 millones aproximadamente representan costos extra adicionales anuales en curso de allí en adelante. En los EE.UU., la implementación de los mercados mayoristas con precios spot nodales a gran escala a nivel del Operador de Transmisión Regional (RTO, por sus siglas en inglés) puede tener costos directos que oscilan entre los US\$200 y los US\$500 millones, e incluyen costos de asesoramiento, técnicos y de otra índole.

4.1.7. Temas adicionales para consideración en el posterior desarrollo de todas las etapas

Este informe ha brindado una descripción de alto nivel de las principales áreas de la reforma recomendada y ha sugerido de qué manera pueden estructurarse las reformas. En la medida en que se adopten estas recomendaciones, una de las siguientes necesidades consiste en especificar con mayor detalle cada reforma y garantizar que cada reforma por separado encaje correctamente con el resto de ellas.

A fin de brindar nuestra asistencia en el inicio de ese proceso, hemos enumerado en la siguiente tabla los “temas adicionales para consideración” que deben atenderse al momento de detallar cada una de las recomendaciones. La expectativa es que gran parte del trabajo que implica desarrollar tales detalles recaiga en asesores externos y grupos de trabajo de la industria; esperamos que los puntos detallados a continuación puedan ayudar a comenzar a definir los “términos de referencia” de estos esfuerzos.

Tabla 4.3: Temas adicionales para consideración por etapa

Etapa de Implementación	Temas
<p>1. Desarrollo de Metodología de Tasa de Retorno (el caso de estudio de la Tasa de Retorno explora éste y otros temas con mayor detalle)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar la metodología general: ¿Sobre la base de una empresa óptima/eficiente o la estructura real de capital? Asimismo determinar el período dentro del cual se estima el retorno. • Considerar la metodología del retorno de capital y la prima de riesgo de capital. ¿Existen diferencias entre los segmentos de la industria (es decir, transmisión vs. distribución) o la estructura de titularidad? • ¿El costo de la deuda debería ser <i>backward-looking</i> (según el costo real) o <i>forward-looking</i>? En caso de ser <i>forward looking</i>, ¿se debe aplicar una metodología dinámica o fija? • ¿Cómo se tratarán los préstamos entre empresas? • ¿La deuda actual (también identificada como deuda implícita) debe estar incluida en la estimación (es decir, una combinación de deuda actual y futura o solamente deuda futura)? ¿Cómo debería estimarse la deuda implícita y qué presunciones se han hecho sobre su reemplazo? • ¿Qué estructura de capital debe asumirse y de qué manera ello se ha modificado durante el transcurso del control? • ¿Con qué frecuencia debería actualizarse el retorno de capital? • ¿Cuál es la calificación de riesgo implícita o explícita esperada/exigida por Osinergmin? • ¿Qué comparadores deben utilizarse para aportar datos a la estimación? • ¿De qué forma debe medirse la financiabilidad y qué medidas deben tomarse en caso de existir un problema de financiabilidad?

Etapa de Implementación	Temas
2. Desarrollar Métricas de Calidad del Servicio	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar, en la medida en que aún no se haya hecho, un conjunto de estándares (en gran medida centrados en la distribución) que: <ul style="list-style-type: none"> o Sean medibles y auditables o Sean relevantes para el consumidor final y los organismos conectados a la red o Reflejen problemas operativos, como asimismo problemas de atención al cliente y de conexión o Puedan ser implementados en la práctica con aplicación de incentivos / penalidades • Establecen niveles de base (baseline) de todas las métricas. • Considerar, en el contexto de los problemas anteriormente mencionados, y evaluar los estándares y las directivas propuestas en la legislación preexistente y en la legislación secundaria reciente; desarrollar modificaciones propuestas en la medida de lo necesario. • Considerar si se deben aplicar incentivos / penalidades durante la revisión periódica de precios o en tiempo real, o si es adecuado un sistema híbrido (según la métrica). • Considerar la trayectoria temporal adecuada para mejorar las métricas respecto del nivel actual, incluso vínculos con necesidades de inversión futuras.
3. Revisar los Cargos de Transmisión	<ul style="list-style-type: none"> • Como parte de la declaración de política del Gobierno, garantizar que se defina qué subsidios actuales, de existir tales, deben ser completamente eliminados de los cargos de la industria de la energía eléctrica. • Respecto de cada uno de los cargos remanentes, determinar: <ul style="list-style-type: none"> o Si el cargo está adecuadamente relacionado con el consumo de energía o el uso de capacidad de la red. o Si el cargo ha sido correctamente asignado sólo a los compradores de energía o sólo a los generadores, o a ambos según la división definida. En la medida en que los generadores paguen una porción del recargo, determinar si es adecuado solamente para los generadores conectados a alta tensión o también para la generación distribuida.

Etapa de Implementación	Temas
	<ul style="list-style-type: none"> • Implementar cambios a las estructuras de cargos según las evaluaciones descritas anteriormente (además de otros factores relevantes).
<p>4. Considerar las Opciones “Similares a la Privatización”</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar cuestiones legales que incluyen las responsabilidades respecto de los activos, potencialmente privatizados u otorgados en concesión. • Contratar asesores financieros para determinar: <ul style="list-style-type: none"> o Candidatos elegidos para acciones potenciales (según consideraciones legales, magnitud, condiciones financieras y operativas, etc.) o calificación de todos los candidatos. o Opciones posibles (privatización directa, contrato de concesión a largo plazo, concesiones “continuas” de mediano plazo, contratos de gestión con o sin obligaciones de inversión). o Posibles inversiones en el corto plazo para los candidatos elegidos, según los requisitos de mejora observados en las métricas de desempeño (ver punto 2). o Encuesta del potencial mercado, incluso una primera evaluación del interés y grado de confianza en los actuales y futuros regímenes regulatorios de la red (nótese que ello podría sugerir aplazar esta actividad hasta una mejor documentación de los nuevos acuerdos regulatorios de la red (punto 6)). o Cabe advertir que la interacción con la metodología de regulación de la red (punto 6 a continuación) y el posible impacto sobre el precio de venta depende del valor inicial de la RAB que se establece y la limitación de los objetivos de eficiencia.
<p>5. Revisar las Reglas de Traspaso de Clientes de media tensión</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar las reglas preliminares de traspaso conforme a los requisitos de contratación del actual distribuidor y los nuevos tiempos de espera (lead time) de conexión “normales”. • Encuestar distribuidores y clientes. • Revisar propuestas e implementarlas según corresponda.

Etapa de Implementación	Temas
<p>6. Implementar la Metodología “Building blocks”</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Determinar los objetivos de alto nivel para la regulación de la red y los trade-offs entre objetivos. • Establecer si se debe seguir una metodología con pruebas piloto, donde las empresas públicas sean las primeras en utilizarse, con la posterior aplicación gradual o directa de la nueva metodología a todas las empresas. • Determinar la tasa de retorno permitida (ver punto 1 anterior). • Determinar el valor inicial de la RAB. • Determinar el proceso de actualización de la RAB. • Determinar la vida útil del activo y el perfil de depreciación. • Establecer los procesos y requisitos regulatorios (como análisis de costo-beneficio, el rol de los consumidores, etc.) con los que debe cumplir una empresa regulada al momento de confeccionar un plan de negocios y los procesos con los que debe cumplir Osinergmin para la revisión del plan de negocios. • Establecer la metodología para establecer un patrón de referencia (benchmarking) a fin de determinar los costos eficientes: ¿Se deben revisar por separado los opex y capex o se debe aplicar una metodología basada en los totex? • Evaluar las áreas de prioridad para los incentivos y relacionarlas con la calidad del servicio (QoS, por sus siglas en inglés) (ver punto 2 anterior). • Determinar el modelo financiero a ser aplicado y si es un modelo contable o de Valor Actual Neto (NPV, por sus siglas en inglés). • Establecer un organismo, proceso y reglas de apelación. • Incrementar la capacidad en todo el sector a fin de respaldar la implementación de la metodología <i>building blocks</i>.

Etapa de Implementación	Temas
7. Desarrollar la Información del Mercado Elegido	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué nivel, alcance y herramientas de “control de mercado” por parte del regulador se requieren? <ul style="list-style-type: none"> o ¿Cuál es la actual situación competitiva en el sector de la generación? ¿Hay dominio en alguna porción de la curva de la carga? ¿Se deben implementar desde el inicio medidas de mitigación del poder de mercado (desinversión; requisitos de licitación que reflejen los costos)? • ¿Cuál es el plazo actual de los actuales contratos PPA (a fin de contribuir a definir una fecha meta para la conversión con el objeto de minimizar la cantidad de PPA heredados con los que haya que lidiar como parte de los problemas de la transición)? • ¿El mercado será mercado comprador / vendedor (probablemente la opción preferida) en lugar del actual mercado “generador”? • Todos los mercados requerirán el estudio de las actuales capacidades informáticas de transferencia de datos a fin de garantizar la implementación con los sistemas actuales o la identificación de los requisitos necesarios para los nuevos sistemas. • Mercado de la Energía: <ul style="list-style-type: none"> o ¿Es adecuada la forma actual de oferta de generación (tiempo, parámetros técnicos)? o Si se permite que las ofertas de precio no reflejen los costos, ¿de todas formas deberían tener un tope en algún nivel (relativamente alto)? o ¿Cómo se tratará a los actuales generadores con contratos PPA a largo plazo (por ejemplo, generadores de “reserva fría”)? o ¿Los generadores recibirán el precio <i>clearing</i> total de mercado sin restricciones a la capacidad de suministro (<i>unconstrained</i>) o las restricciones a la transmisión son suficientemente importantes como para que deban considerarse los precios nodales o zonales?

Etapa de Implementación	Temas
	<ul style="list-style-type: none"> o ¿Cómo se compensará a los generadores con respecto al redespacho (si experimentan un incremento en el suministro ("<i>constrained on</i>")/una limitación en el suministro ("<i>constrained off</i>")? ¿Será sobre la base del margen perdido (licitación vs. precio de mercado) para la limitación en el suministro y el precio de licitación para el incremento? o ¿Los pagos por restricciones a la capacidad de suministro (<i>constraint payments</i>) serán trasladados a los compradores como una "suba" uniforme del precio <i>clearing</i> del mercado? ¿Qué otros componentes de la suba serán necesarios (por ejemplo, servicios auxiliares, pagos ISO, etc.)? o ¿Se exigirán cambios con respecto a la metodología actual para la contratación de servicios auxiliares (además de que se podrá considerar a la limitación en el suministro para brindar capacidad de reserva disponible (<i>spinning reserve</i>) como un pago por restricciones a la capacidad de suministro)? o ¿Qué forma tendrá el contrato de cobertura "estándar" de energía (por ejemplo, Contratos por Diferencia (CfD, por sus siglas en inglés))? ¿Una organización central subastará los contratos de cobertura estándar (por ejemplo, Osinergmin), serán celebrados bilateralmente o ambas opciones? o ¿Las capacidades técnicas actuales (transferencia de datos, sistemas de liquidación, etc.) son suficientes para adaptarse a las nuevas reglas de mercado o será necesario realizar mejoras? o Si las energías renovables continúan siendo adquiridas como lo son actualmente bajo precios garantizados para energía "<i>must take</i>", ¿sus costos serán tratados como parte de la suba del mercado de la energía?

Etapa de Implementación	Temas
	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado de Capacidad: <ul style="list-style-type: none"> o ¿Habrá un mercado de capacidad independiente, o es preferible tener un mercado de la energía con un mecanismo VLL (Valor de la Energía No Suministrada, por sus siglas en inglés)/LOLP (Probabilidad de Energía No Suministrada, por sus siglas en inglés) que brinde señales de capacidad? o Si existe un mercado de capacidad independiente: <ul style="list-style-type: none"> ▪ ¿Será un mercado con subastas, licitaciones libres para proveedores de capacidad? ▪ ¿Todos los <i>offtakers</i> (distribuidor / minoristas y clientes “libres”) deberán cumplir con un requisito de capacidad mínima? De ser así, ¿será similar al nivel actual (aproximadamente 120% - 130% de la carga)? ▪ ¿La curva de la demanda de capacidad tendrá un “tope” en algún precio máximo de la capacidad? De ser así, ¿se fijará en este precio una penalidad por deficiencia de capacidad para los compradores de energía que estén subcontratados por capacidad? ▪ ¿El mercado estará adelantado uno o varios años o habrá mercados continuos (<i>rolling</i>) en el tiempo? ¿Los “propietarios” de la capacidad (es decir, compradores en subastas de capacidad) podrán ingresar su propia capacidad a estas subastas o revenderla de forma bilateral si así lo decidieran? ▪ ¿Cuáles son las obligaciones de los vendedores de capacidad (es decir, aquellos que vendan exitosamente capacidad en una subasta)? ¿Será simple licitar en el pool en cualquier momento o en determinados momentos de demanda pico? ¿Cómo se manejará la falta de disponibilidad?

Etapa de Implementación	Temas
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ¿La demanda (posiblemente solo a nivel de media y baja tensión) podrá licitar en el mercado de capacidad? • ¿Cómo se regularán (o controlarán) los montos trasladados a los costos de la energía con respecto a los consumidores cautivos? <ul style="list-style-type: none"> o ¿Habrán definiciones de traslado en “puerto seguro”, por ejemplo, precio de venta pool promedio más precio de capacidad de mercado? o ¿Los portafolios de contratos estarán sujetos a control regulatorio a fin de detectar decisiones contractuales “prudentes” tanto en términos de precios (en relación con otros precios de contrato de plazo equivalente) como de estructuración del plazo? o ¿Se permitirá la autocontratación para las entidades verticalmente integradas? ¿Habrán límites a la proporción del portafolio de la empresa que puedan ser entregado a través de recursos internos?
8. Considerar las Opciones Minoristas	<ul style="list-style-type: none"> • Decidir si se buscará una mayor contestabilidad minorista, y de ser así, si se hará según un “proyecto piloto” geográfico o a nivel nacional. • Definir las necesidades del sistema (mediciones / perfil de clientes, transferencia de datos, y liquidación) para diferentes niveles propuestos de contestabilidad de clientes (por ejemplo, un pequeño incremento definido quizá sea un nivel de tensión inferior a la definición actual de media tensión, y una mayor incremento quizá vaya a la total contestabilidad).
9. Implementar las Opciones “Similares a la Privatización” si corresponde	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar planes de implementación (que incluyan la definición de responsabilidades, cronogramas y necesidad de asesoramiento) luego del análisis del punto 4 anterior; proceder a la ejecución según corresponda.

Etapa de Implementación	Temas
10. Definir e Implementar las Reglas del Mercado	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar planes de implementación (que incluyan la definición de responsabilidades, cronogramas y necesidad de asesoramiento) luego del análisis del punto 7 anterior; proceder a la ejecución según corresponda.
11. Implementación Minorista	<ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar planes de implementación (que incluyan la definición de responsabilidades, cronogramas y necesidad de asesoramiento) luego del análisis del punto 8 anterior; proceder a la ejecución según corresponda.

4.2. Propuesta legislativa

4.2.1. Normas a reformar

Tal como se expuso en las secciones previas del presente informe, la implementación del Modelo 1 propuesto implicará, principalmente, lo siguiente: (i) respecto al mercado mayorista, el desarrollo de mercado de capacidad y la implementación de un modelo de bolsa mayorista de energía (wholesale energy pool); (ii) respecto de la regulación de redes de transmisión y distribución la adopción de la metodología RAB; y, (iii) respecto del mercado minorista el alcance de la plena competencia al por menor por etapas.

Considerando ello, la implementación del Modelo 1 requerirá evaluar una serie de modificaciones en las normas que actualmente regulan el sector eléctrico peruano. Para efectos de la reforma legislativa a ser presentada en el Informe 4, en esta etapa se han identificado y evaluado las principales normas con rango de ley y sus normas de desarrollo reglamentario para identificar aquellas secciones que requerirán ser evaluadas para futuras modificaciones a través de una nueva ley marco del sector. El detalle de las normas y el articulado específico que debe ser materia de evaluación están incluidos en el Anexo 15, dividido en Ítems que representan grupos de normas que regulan materias relacionadas entre sí y que son identificados en esta sección para mejor referencia a lo detallado en el cuadro incluido en el Anexo 15.

Si bien las normas incluidas en el Anexo 15 son aquellas de mayor jerarquía y que, por ende, condicionan el contenido de las normas secundarias de desarrollo, para una reforma integral deberán también emitirse los reglamentos

de menor jerarquía de entidades con competencias en el sector, especialmente las resoluciones emitidas por el OSINERGMIN en ejercicio de su función normativa.

A continuación, a modo de explicación del Anexo 15 presentamos el detalle de aquellos aspectos cuya modificación debe ser evaluada por Ítem normativo, considerado los segmentos regulados en cada norma y los conceptos del modelo que justifican cómo tendrían que modificarse las normas.

Ley de Concesiones Eléctricas aprobada por Decreto Ley N° 25844 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93 (Ítem 1)

Tal como puede verificarse en el Ítem N° 1 del Anexo, la LCE y su Reglamento, constituyen las normas cuyas modificaciones a evaluar para la implementación del modelo de reforma propuesto comprenden el más amplio espectro. En efecto, estas normas regulan aspectos de todos los segmentos del sector eléctrico peruano como lo son: el diseño institucional (governance), la estructura de la industria, la generación y mercado mayorista, la regulación de redes y el mercado minorista (retail).

Diseño Institucional: la definición de la organización y funciones de la Gerencia de Regulación de Tarifas y del COES deberá adaptarse para la aplicación del método RAB para regulación de redes y el nuevo modelo de mercado mayorista (bolsa mayorista de energía). De modo similar, las funciones de sanción y fiscalización del OSINERGMIN se fortalecerán considerando que se optará por un modelo de menor regulación ex ante que privilegiará controles posteriores. Asimismo se deberán reevaluar los mecanismos de cuestionamiento de las decisiones de OSINERGMIN (en sede administrativa y judicial). En la misma línea, se deberán considerar las reformas respectivas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores de Inversión Privada en los Servicios Públicos aprobada por Ley N° 27332 y sus normas reglamentarias aprobadas por Decreto Supremo N° 042-2005-EM y Decreto Supremo N° 054-2011-PCM (Ítem 12) en las secciones que regulan los principios de actuación y las funciones del OSINERGMIN, incluyendo la introducción de mayor transparencia en temas tarifarios y de planificación y coordinación.

Estructura de la industria: en la medida que el modelo propuesto considera la separación vertical para promover transparencia y oportunidades de competencia efectiva deberán ser materia de revisión las reglas de separación vertical y horizontal adoptadas. Esto incluye, además, la revisión de lo dispuesto

en Ley Antimonopolio y Antioligopolio del Sector Eléctrico aprobada por Ley N° 26876 y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 017-98-ITINCI (Ítem 2) que son las normas que desarrollan el concepto de concentración materia de revisión y los límites establecidos para que una concentración deba obtener autorización previa por parte de la autoridad de competencia.

Generación/Mercado Mayorista: en cuanto a este segmento, la adopción de un nuevo modelo en el mercado mayorista requerirá de la revisión del sistema de precios en dicho mercado, incluyendo lo actualmente regulado respecto del despacho económico, los pagos por potencia, el mercado de corto plazo, la valorización de transferencias, remuneración por potencia y funciones del COES asociadas a ello. Asimismo, respecto a la planificación de nueva generación y conexiones, como se puede verificar no existe un régimen general que determine este proceso, incluyendo las limitaciones y procedimientos de consulta a los que se somete, en línea con lo propuesto en el Modelo 1 deberán incluirse las disposiciones respectivas sobre responsabilidad de aplicar estas decisiones incluyendo a OSINERGMIN como fiscalizador y supervisor de su ejecución.

Regulación de redes de transmisión y distribución: este segmento será considerablemente reformado por aplicación de la metodología RAB que impactará principalmente la regulación actual sobre planificación de redes (incluyendo las reglas de libre acceso a redes – open access) y la determinación de tarifas de transmisión y distribución, incluyendo una redefinición de la frontera entre una y otra actividad. Asimismo, los estándares de calidad y servicios deberán revisarse considerando el nuevo esquema remunerativo y de responsabilidad de operación sobre las redes adoptado.

En el mismo sentido la modificación de la metodología para remunerar las instalaciones de distribución y el límite entre las mismas y las instalaciones de transmisión, involucra la modificación de la Ley de Electrificación Rural y su reglamento detallados en el Ítem 13.

Mercado minorista: finalmente, en cuanto al segmento de mercado minorista, las normas actuales de determinación del precio del suministro eléctrico para el mercado regulado (hoy el Precio a Nivel Generación) deberán adaptarse para considerar la modificación del sistema de precios mayorista.

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica aprobada por Ley N° 28832 y sus reglamentos asociados (ítem 4)

La Ley N° 28832 (LGE) publicada en el 2006, involucró un nuevo cambio sustancial en la estructura del sector eléctrico, principalmente en lo referido a: (i) el mercado mayorista de electricidad, con la introducción del mecanismo de licitaciones de largo plazo y el marco general del mercado de corto plazo; (ii) la planificación en la actividad de transmisión, mediante la creación de dos nuevas categorías correspondientes al Sistema Garantizado de Transmisión – SGT y Sistema Complementario de Transmisión – SCT; y (iii) en las facultades asignadas al COES como operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional – SEIN.

Tal como se puede verificar del Anexo 15, la LGE ha sido posteriormente complementada por normas reglamentarias que desarrollan a detalle los aspectos antes mencionados y que se encuentran listadas en el ítem 4. Dada la amplitud de los temas regulados por la LGE y sus reglamentos asociados, las modificaciones propuestas involucran más de un segmento, como se puede apreciar a continuación.

Diseño Institucional: Los aspectos referidos a las facultades del COES, desarrolladas tanto por la LGE como por el propio Reglamento del COES, involucran una modificación de las facultades del operador respecto a la planificación en sub-transmisión y a su interrelación con los agentes para mejorar la transparencia y coordinación a lo largo de dicha planificación.

Generación/Mercado Mayorista: Dada la propuesta de reforma hacia un mercado con mayor libertad de oferta, que involucra una separación del mercado físico y de despacho del mercado financiero; uno de los principales aspectos materia de modificación será el referido al mecanismo de licitaciones de largo desarrollado por tanto por la LGE como por el Reglamento de Licitaciones y el Reglamento del Mecanismo de Compensación entre Usuarios Regulados señalados en el ítem 4. De igual manera, se propone la revisión del Reglamento de Usuarios Libres en cuanto a su participación mediante la suscripción de contratos en el mercado mayorista.

Por otro lado, a causa de la creación e implementación de un mercado de capacidad y de la posibilidad de ofertar precios de energía que no necesariamente coincidan con el costo marginal de corto plazo, será necesaria la revisión del recientemente aprobado Reglamento del Mercado Mayorista, en cuanto a los agentes que participan del mismo, así como a las condiciones aplicables a la potencia firme y su remuneración, tanto para el régimen general como para los regímenes especiales como el de cogeneración.

Regulación Redes de Transmisión: El modelo de mayor competencia contiene una propuesta de reforma de las reglas aplicables a las instalaciones de transmisión, tales como la aplicación de una nueva regulación de precios, y la reorganización de la planificación en transmisión, a efectos de incentivar inversiones eficientes eficiencia; razón por la cual se hace necesaria la revisión de las disposiciones de la LGE y del Reglamento de Transmisión referidas a la clasificación de las instalaciones de transmisión, su remuneración y compensaciones aplicables, así como del desarrollo de su planificación.

Mercado Minorista – Retail: En cuanto a la configuración del mercado minorista o retail la propuesta involucra una mayor apertura a la participación de los usuarios e inclusive la gestión de su demanda, por lo cual involucran modificaciones en las disposiciones de la LGE, el Reglamento de Licitaciones y del Mecanismo de Compensación y Reglamento de Usuarios Libres en cuanto al precio en barra aplicable a los usuarios regulados, las condiciones establecidas para la contratación con usuarios libres y para la migración de un régimen a otro.

Decreto de Urgencia que Asegura la Continuidad en la Prestación del Servicio Eléctrico aprobado por Decreto de Urgencia N° 049-2008 y Ley N° 29179 (Ítems 5 y 7)

Esta norma excepcional cuya vigencia se ha prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2016 deberá cerrarse con la implementación de las reformas en mercado mayorista planteadas en el Modelo 1. En efecto, en línea con lo planteado en dicho modelo, la norma no sólo introduce distorsiones al sistema de precios, sino que no corresponde con el modelo de bolsa mayorista de energía a ser adoptado.

Generación/Mercado Mayorista: el tope para los costos marginales de corto plazo y el régimen de retiros sin contrato deberá modificarse considerando la reforma de mercado mayorista del modelo propuesto. En ese mismo sentido, deberá entenderse lo dispuesto por la Ley N° 29179 que establece el mecanismo de retiros sin contratos.

Regulación de redes de transmisión y distribución: tal como se indica respecto de las normas que crean cargos asociados a los peajes SPT/SGT, en la medida que la norma establece dos cargos asociados al peaje de transmisión (el Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos Variables de Operación Adicional y los Costos Marginales y el Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos

Variables de Operación Adicional y los Retiros sin Contrato) estos deberán ser materia de revisión.

Diversas normas sobre cargos asociados a los peajes SPT/SGT (Ítems 3, 6, 7, 8, 9, 10 y 11).

Se prevé que los cargos que no remuneran el servicio de transmisión y que están asociados al peaje de conexión SPT/SGT se asignen donde tengan un menor impacto distorsionador por lo que se procurará eliminar la posibilidad de creación de nuevos cargos. Esto último implicará la modificación para el cierre de los regímenes de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria de Gas Natural aprobada por Ley N° 27133 (Ítem 3) y de la Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, aprobada por Ley N° 29970 (Ítem 10).

Asimismo respecto a los cargos vigentes, se revisarán las normas que sustentan cada uno de dichos cargos (Ítems 6 y 8 al 11), para concretar su asignación a los sujetos e hipótesis de incidencia en dónde se genere menor distorsión al sistema de precios del sector.

Regulación de redes de transmisión: de acuerdo a ello deberán revisarse las siguientes normas en sus secciones referidas a los cargos actuales incluidos en los peajes de transmisión:

- Cargo Unitario por Seguridad de Suministro (reservas frías, Decreto Legislativo N° 1041);
- Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos Variables de Operación Adicional y los Costos Marginales (Decreto de Urgencia N° 049-2008);
- Cargo Unitario por la diferencia entre los Costos Variables de Operación Adicional y los Retiros sin Contrato (Decreto de Urgencia N° 049-2008);
- Cargo por Prima RER (recursos energéticos renovables, Decreto Legislativo N° 1002 y su Reglamento, Decreto Supremo N° 012-2011-EM);
- Cargo Unitario por FISE (Fondo de inclusión social energético, Ley N° 29852 y su Reglamento, Decreto Supremo N° 021-2012-EM);
- Cargo por CASE (ingresos garantizados del Sistema integrado de transporte de hidrocarburos y sistema de seguridad de transporte de gas natural, Ley N° 29970 y sus Reglamentos, Decretos Supremos N° 038-2013-EM y 005-2014-EM);
- Cargo Unitario por Generación Adicional (Decreto de Urgencia N° 037-2008);

- Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (Decreto Supremo N° 044-2014-EM);
- Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (Nodo Energético del Sur, Ley N° 29970); y
- Decreto Supremo N° 035-2013-EM que creó un Mecanismo de Compensación para generadores eléctricos que transfieran ductos de uso propio al concesionario de distribución de gas natural que es recaudado de aquellas áreas de demanda que concentran más del 30% del consumo de energía del SEIN denominado “Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP” que se adiciona a los peajes respectivos.

Los cargos con mayor participación en la tarifa (cargo RER y cargo CASE) corresponden a compromisos contractuales asumidos por el Estado Peruano frente a inversionistas privados los cuales no pueden desconocerse a través de una reforma legislativa.

4.2.2. Propuestas normativas para la implementación de las acciones inmediatas asociadas al modelo preferido

Conforme a lo señalado en la Tabla 4.1, los alcances del modelo preferido prevén intervenciones mayores en los segmentos de la industria a ser desarrolladas de forma inmediata, en el corto plazo y en el largo plazo. Anexos al presente informe encontrarán tres propuestas normativas concretas que recogen las acciones necesarias para implementar las intervenciones de carácter inmediato y aquellos estudios y propuestas requeridos para definir los alcances de las intervenciones de corto plazo.

Las propuestas normativas concretas recogen fundamentalmente los aspectos de la regulación referidos a: (i) la regulación de redes, en relación con el desarrollo de la metodología de remuneración de la inversión en base a costos reales; (ii) el mercado mayorista de capacidad y el mercado mayorista de energía, para promover el uso eficiente de la capacidad instalada y eliminar limitaciones a la oferta de precios de energía y; (iii) el mercado minorista de electricidad diseñado como uno abierto a la competencia.

De acuerdo a ello, se han propuesto las siguientes medidas normativas para hacer efectivas las intervenciones requeridas para la implementación del modelo preferido (Modelo 1):

Norma con rango de ley que establece medidas extraordinarias para garantizar el servicio público de electricidad a nivel nacional:

Este proyecto es una norma con fuerza de ley (decreto de urgencia o ley del Congreso de la República) que tiene como objetivo introducir medidas temporales hasta la definición e introducción de las medidas definitivas de reforma del sector eléctrico. La alternativa de emisión de un decreto de urgencia, se sustenta en la situación excepcional asociada a temas económicos y financieros en la que debe sustentarse esta norma, de acuerdo a lo previsto en la Constitución, está constituida por la problemática del sector eléctrico expuesta en el presente informe.

Las medidas adoptadas en el artículo 1° del proyecto tiene por finalidad atender a la problemática de los subsidios cruzados en la transmisión (Problema N° 12) al reasignar los cargos que estaban asociados a la potencia a la energía a través de un mecanismo único de recaudación administrado por el COES. Por su parte, el artículo 2° crea un cargo por costos fijos de generación asociado a la energía consumida que tiene por finalidad atender a la problemática de la migración de clientes regulados al mercado libre y las consecuencias en el aumento de tarifas para los clientes regulados (Problemas N° 8 y 24) obligando a los clientes libres a asumir parte de los sobrecostos por sobrecontratación de las distribuidoras asociados exclusivamente a aquellos compromisos contractuales asumidos mediante licitaciones reguladas en la Ley N° 28832.

Esta medida es la que ha sido considerada como óptima respecto de la posibilidad de mantener el statu quo pues resulta necesario introducir una medida que atienda a la problemática identificada de lo contrario el cliente regulado seguirá asumiendo los costos asociados a la situación de sobrecontratación de las distribuidoras lo que constituye en los hechos un subsidio indirecto al mercado libre.

En la misma línea, la posibilidad de limitar la migración de clientes temporalmente fue descartada por dos razones: (i) muy probablemente tendría una fuerte oposición por parte de generadores y clientes que ven en este mercado una alternativa con precios considerablemente menores a aquellos del mercado regulado; y, más importante, (ii) se “encapsularía” la magnitud de los problemas asociados a la migración de demanda regulada al mercado libre pero los sobrecostos ya generados que conllevan a la problemática señalada en el párrafo previo no serían atendidos.

Asimismo, regular los plazos y condiciones de migración es una alternativa menos intrusiva que limita la especulación respecto de los precios en el mercado en comparación con otras alternativas como regular los plazos de los contratos en el mercado libre.

Cabe mencionar que se optó por incluir en la propuesta legislativa un cargo que socializa los sobrecostos en el total de la demanda pues otras opciones como que el cargo sea asumido: (i) por la generadora que suscribe el contrato con el usuario libre que migró del mercado regulado de modo que se internalice el costo asociado a la migración respectiva; o, (ii) sólo por la demanda libre pues ambas alternativas están enfocadas en segmentos específicos de la demanda y podrían generarse cuestionamientos por tratamiento discriminado.

Respecto al análisis cualitativo del impacto de esta medida, si bien se crea formalmente un nuevo cargo, a diferencia de otros cargos existentes (identificados en el Problema 12), el Cargo por Costos Fijos de Generación únicamente redistribuye de manera más equitativa el impacto económico ya existente que actualmente sólo es asumido por los distribuidores y la demanda regulada. Efectivamente, el Cargo por Costos Fijos de Generación resulta necesario por la existencia de una incongruencia en la regulación descrita en el Problema 8 respecto a los plazos de migración, la obligación de cobertura contractual de las distribuidoras y la rigidez de dichos contratos.

Respecto al análisis cuantitativo del impacto de esta medida, un análisis definitivo al respecto no es viable y sería en todo escenario imperfecto pues no se cuenta con la información necesaria. En efecto, en la medida que la magnitud de los sobrecostos es el resultado de la relación entre las potencias fijas mínimas contratadas en los correspondientes contratos resultantes de licitaciones y las potencias coincidentes con la máxima demanda del sistema eléctrico de cada cliente, a la fecha no se cuenta con indicadores que permitan estimar la magnitud de los sobrecostos. Efectivamente, se requeriría registrar por intervalos de cada 15 minutos el comportamiento de cada cliente en relación con el SEIN, cuestión respecto de la cual, a la fecha, se carece de data histórica al no contar todos los usuarios relevantes con los equipos de mediciones requeridos para ello.

Debe reiterarse que la medida propuesta se circunscribe a los contratos resultantes de licitaciones conforme a lo dispuesto en la Ley N° 28832, sin incluir aquellos referidos a licitaciones llevadas a cabo por Proinversión.

En la misma línea, y de forma complementaria a lo establecido en el artículo 2°, el artículo 3° del proyecto limita la asunción de nuevos compromisos contractuales de largo plazo a través de las licitaciones reguladas en la Ley N° 28832 y las circunscribe a la atención de demanda en baja tensión. La limitación a la baja tensión encuentra su razón de ser en que dicha demanda,

salvo casos excepcionales, no está habilitada a migrar al mercado libre, cuestión que es el origen de la problemática antedicha por la medida.

Por otro lado, considerando la recomendación de la Tabla 4.1 de introducir medidas de “privatización” de manera inmediata, el artículo 4° de la norma excluye a las empresas concesionarias de distribución bajo el ámbito del FONAFE de aquellos sistemas administrativos asociados a las limitaciones a la eficiencia de las empresas estatales, y limita la participación en el directorio de dichas empresas de asesores, personal o funcionarios públicos que prestan servicios para otras entidades estatales (Problemas ° 19, 21, 22 y 23).

Resolución Suprema que constituye la Comisión Multisectorial de naturaleza temporal encargada de elaborar la propuesta de reforma del sector eléctrico peruano

Este proyecto crea una comisión multisectorial que forma parte del Poder Ejecutivo y está adscrita al Ministerio de Energía y Minas con la finalidad de ser la entidad encargada de elaborar aquellos estudios y propuestas normativas necesarias para la propuesta concreta de reforma bajo los parámetros del modelo preferido para la solución de la problemática del sector, tal como puede verificarse en los artículos 2° y 3° del proyecto.

En línea con lo señalado en la Tabla 4.1, esta comisión realizará los estudios cuya realización inmediata es requerida para la implementación de la reforma en el sector y, además, la concretizará en los proyectos de norma requeridos según los lineamientos preestablecidos en el artículo 4° del proyecto.

La comisión estará conformada por representantes del Ministerio de Energía y Minas, OSINERGMIN, COES e INDECOPI, y además participarán en calidad de observadores representantes de los agentes públicos y privados. Contará además con una secretaría técnica y con amplias facultades para contar con asesoría interna y externa para la realización de sus labores.

La inclusión del COES encuentra su razón de ser en el hecho que se trata del agente que cuenta con la mayor y más precisa información respecto de la operación real del SEIN y la problemática asociada a la misma. Por otro lado, la inclusión de FONAFE está justificada en el hecho que la problemática identificada en el informe está asociada no sólo a problemas en el marco regulatorio del sector eléctrico, sino también al modelo de gestión empresarial del Estado especialmente en los temas de calidad, eficiencia y cobertura del servicio eléctrico a los usuarios atendidos por distribuidoras estatales

(aproximadamente un 60% del número de clientes finales). En tal sentido, FONAFE en su rol de gestor directo de la actividad empresarial del Estado tiene un rol relevante en aterrizar las reformas y hacerlas viables a nivel de gestión de las empresas estatales.

Cabe señalar que la propuesta de Resolución Suprema que crea esta Comisión Multisectorial se sustenta en las disposiciones aplicables y vigentes de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo aprobada por Ley N° 29158, que establecen que estas comisiones son órganos que se crean especialmente para cumplir con las funciones de seguimiento, fiscalización, propuesta o emisión de informes, que deben servir de base para las decisiones de otras entidades. Asimismo su carácter multisectorial deriva de la variedad de los integrantes que la conforman, que pertenecen a distintos sectores del Poder Ejecutivo.

Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad y establece normas sobre la declaración de precios de combustibles de centrales termoeléctricas que utilizan gas natural:

Este proyecto de norma atiende principalmente a la problemática referida al éxodo de clientes regulados al mercado libre (Problema N° 8) con la finalidad de brindar mayor predictibilidad tanto a las distribuidoras, como al OSINERGMIN respecto de la demanda que migrará en el periodo respectivo. Esto, además, es necesario para una adecuada determinación del cargo por costos fijos de generación creado en el artículo 2° del proyecto del literal a) precedente.

Asimismo, se presentan tres opciones para la declaración de precios de combustibles para las centrales termoeléctricas que operan con gas natural, en atención al Problema N° 4 identificado en la sección 2.2 del Informe, que a su vez fue recogido como un tema de importancia anotado por los *stakeholders* en las reuniones de trabajo sostenidas a lo largo de la Consultoría.

Cabe señalar que una de estas tres opciones propuestas, será la elegida para su aplicación inmediata en el corto plazo pero con una vigencia limitada, en la medida que la declaración de los precios de combustibles será una de las materias a evaluarse como parte de la propuesta para el desarrollo del mercado mayorista de energía, a ser implementado por la Comisión Multisectorial a la que se aludió en el literal b) anterior. Asimismo, las tres opciones propuestas han sido evaluadas conjuntamente con el COES, por lo que cualquiera sea la propuesta finalmente elegida queda garantizado que el COES no tiene limitaciones operativas ni técnicas para su debida implementación.

De esta manera, las tres opciones propuestas a continuación pretenden resolver en el corto plazo la problemática generada por la excepción prevista en el Decreto Supremo N° 016-2000-EM, en virtud del cual las unidades de generación con gas natural están facultadas a declarar sus costos variables y no a presentarlos auditados como sucede para otros tipos de generación. El Consultor recomienda especialmente la opción C para su aplicación inmediata, pues es la que mejor permite reflejar en el mercado SPOT, la realidad económica de la estructura de costos de contratación de suministro de gas natural por generadoras térmicas, esto es cantidades *Take or pay* (TOP) con costo variable combustible igual a cero (son costos fijos) y volúmenes firmes de gas natural a opción del generador *Delivery or Pay* con costos variables iguales a los precios nominales de los respectivos contratos; así como por el efecto que dicha medida tiene en la distribución eficiente del gas contratado a modalidad fija para efectos del despacho económico, según se detalla líneas abajo.

Tal y como ha sido anotado en secciones previas, la excepción aplicable para los generadores a gas tuvo su origen y sustento en el marco de las normas de promoción de la industria del gas natural (Ley N° 27133 y su Reglamento, Decreto Supremo N° 040-99-EM); sin embargo a la fecha se trata de una norma que involucra una planificación sectorial programática, no compatible con los principios establecidos en la LCE y que ha generado distorsiones en la señal de precios del mercado SPOT a consecuencia de una sub declaración de precios de combustibles por las unidades termoeléctricas a gas.

Considerando ello, las tres opciones propuestas pretenden dar una solución inmediata en el corto plazo a la problemática generada por el régimen excepcional de declaración de precios de combustibles por las generadoras a gas, a efectos de optimizar el despacho económico del sistema y permitir que el mercado SPOT refleje los costos reales de generación. Asimismo, todas las opciones presentadas tienen por efecto reducir la presión a la migración de los usuarios regulados a usuarios libres a consecuencia del posible incremento de los costos marginales (CMg) de corto plazo.

Las opciones son las siguientes:

- En la primera opción (A) se ha establecido que cuando opere una central térmica a gas, el costo marginal (CMg) no podrá ser inferior al costo de generación modelado en base a una unidad de generación teórica de ciclo combinado con características específicas mínimas de potencia, de eficiencia neta y *heat rate*.

Esta primera propuesta mantiene un despacho por eficiencia, que sin embargo considera el cálculo de un costo variable de operación “base” o “piso” modelado con una central teórica con requerimientos mínimos. El efecto de esta medida sería que el CMg del mercado SPOT tendería a incrementarse al tener un precio “piso”, lo que a su vez desencadena otros efectos positivos como: (i) la reducción de los subsidios incorporados en el Peaje de Conexión que se liquidan por comparación con el CMg (como el RER); (ii) la reducción del monto total de la tarifa al usuario final (sobre todo el de baja tensión); (iii) la eliminación de los incentivos de los generadores a cubrir la diferencia de sus costos de operación (no cubierta por un CMg deprimido), mediante la captura por contrato de los usuarios regulados que migran a usuarios libres; y (iv) se reduce la migración de usuarios regulados a libres.

La racionalidad tras de esta medida es brindarle sostenibilidad al mercado, para que el precio de la energía en el mercado SPOT no sea menor al costo unitario de producción, de tal manera que con este costo variable de operación “base” o “piso” se proporcionarían los incentivos necesarios para que el generador declare sus costos variables reales.

- En la segunda opción (B), se ha establecido la obligación de reporte anual de precios nominales de suministro, transporte y distribución de gas, con los que se calcula un precio único nominal del gas y se despacha por eficiencia considerando dicho precio único nominal. En esta alternativa es el COES el que establece un precio único que refleja los precios nominales (reales) de las generadoras a gas y con ello se calcula el costo marginal del mercado SPOT, de tal manera que se reflejarían los costos. El despacho de las centrales en función de un único precio nominal (calculado a partir de los reportes de precios nominales anuales) permite que las unidades de generación más eficientes sean despachadas primero. De igual manera el CMg del mercado SPOT tendería a incrementarse debido a que el mercado lo fijará en función del costo de operación y las eficiencias de las unidades. Este incremento del CMg tendría los mismos efectos que los detallados en la primera opción (A).
- En la tercera opción (C), se ha establecido una obligación de reporte anual de precios nominales de los contratos de gas (suministro, transporte y distribución) y sus respectivas cantidades diarias contratadas fijas, que determinan el nivel de capacidad (*output*) a costo cero de gas de la unidad. De esta manera, se despacha primero toda la capacidad a costo cero (TOP) y luego se despacha la capacidad que presenta costos variables (por eficiencia).

Con esta opción se busca revisar en detalle los volúmenes de gas contratados en modalidad *take or pay* (TOP) por los generadores a gas (que en ningún caso equivalen al 100% de las cantidades contratadas totales), con lo cual se pretende despachar por eficiencia y en primer lugar las capacidades contratadas en TOP (con un costo cero) para posteriormente despachar las capacidades con costo variable a sus costos reales y, de esta manera evitar la distorsión existente a la fecha que permite el despacho de las máquinas menos eficientes.

Esta es la opción recomendada por el Consultor pues permite reconocer el costo real de los volúmenes de gas contratados a costo fijo y costo variable. Igual que en las opciones anteriores, el costo marginal tiende a incrementarse pero lo hará con mayor fundamento en la realidad económica de la estructura de costos de los contratos de gas y los costos operativos de las centrales térmicas a despacharse; pues involucra primero despachar las cantidades contratadas a fijo (TOP con un costo cero, despacho por eficiencia) para posteriormente despachar los volúmenes variables contratados por costo variable de operación.

A continuación, un cuadro que detalla los efectos en el costo marginal y en la eficiencia del despacho económico de cada una de estas opciones:

Opción	Despacho del gas	Efecto en el costo marginal	Eficiencia en el despacho económico
A	<p>Despacho en función de precios declarados.</p> <p>Se llega a consumir gas con costo variable real antes que gas de costo fijo -es decir de costo variable cero- de volumen (TOP).</p>	Incremento (el precio piso de la central ideal sube el precio base del Cmg)	No cambia situación actual donde eventualmente centrales a ciclo abierto despachan antes que ciclos combinados.
B	<p>Despacho por eficiencia considerando precio nominal real de gas (no más declaración de precio).</p> <p>Se llega a consumir gas con costo variable real antes que gas de costo fijo -es decir de costo variable cero- de volumen (TOP)</p>	Incremento (por que refleja costos medio combustible de operación)	Las centrales a ciclo combinado despacharán siempre antes que las de ciclo abierto.
C (Opción Recomendada por el Consultor)	<p>Despacho optimizado por costos fijos y variables.</p> <p>Se consume el gas de costo fijo o costo cero (volumen TOP), antes que el gas de costo variable.</p>	Incremento (menor que anteriores opciones por gradualidad al ser progresivo reflejo del costo variable real de la operación).	Las centrales a ciclo combinado despacharán primero que las de ciclo abierto (tanto por la parte fija de costo combustible cero como por la variable)

Anexo 9. Creación y evaluación de modelos de desarrollo (complementa Sección 3)

En este anexo se presentan los posibles modelos de desarrollo futuro del sector eléctrico en Perú. Estos modelos se evalúan en base a los problemas identificados en la Sección 2 y en base al criterio específico de evaluación desarrollado en el Anexo 7.

A9.1. Nuestro enfoque

Nuestro enfoque para la creación y la evaluación de los modelos consiste en:

- delinear las características clave para poder definir los modelos;
- considerar las opciones con respecto a direcciones de cambio;
- tomar en cuenta la situación existente en el sector;
- proponer tres modelos para su desarrollo futuro mediante la definición de las características clave;
- evaluar cómo cada uno de los modelos podría ser capaz de hacer frente a los problemas del sector que se describen en la Sección 2; y
- evaluar cada uno de los modelos, y también un modelo base (statu-quo) en base al criterio de evaluación establecido en el Anexo 7 del presente informe.

A9.2. Características para definir modelos

La Tabla A9.1 delinea las características clave para poder definir los modelos.

Tabla A9.1: Características claves para definir modelos

Segmento	Características
Gobernanza	Arreglos institucionales para regulación económica, planeamiento, monitoreo e implementación de políticas
	Responsabilidades del regulador económico y fortaleza / profundidad institucional
	Mecanismos de apelación
	Forma de regulación económica / incentivos
Estructura de la industria	Propiedad
	Separación vertical y horizontal
	Entrada y salida

Segmento	Características
Generación / mercado mayorista	Planeamiento de nueva generación y conexiones asociadas
	Diseño de mercado(s) – energía, capacidad, etc
	Uso de contratos
	Criterios de elegibilidad para actuar en los mercados
Transmisión	Forma de regulación económica
	Calidad de servicio y estándares técnicos
	Expansiones de red y planeamiento
	Tarifas
	Nuevos entrantes / otros proveedores
Distribución	Forma de regulación económica
	Calidad de servicio y estándares técnicos
	Expansiones de red y planeamiento
	Tarifas
	Electrificación rural
Retail / mercado minorista	Existencia de mercado regulado / definición del mercado / elegibilidad para el mercado competitivo
	Forma de regulación económica
	Tarifas
	Mercado rural

Opciones principales

Los gobiernos alcanzan sus objetivos sectoriales usando diferentes herramientas. Las principales herramientas, a las que nosotros llamamos “opciones con respecto a direcciones de cambio”, son:

- **Competencia:** Permitir que los mercados determinen las principales variables del sector.
- **Planeamiento:** Usar las visiones de una o más agencias del gobierno para determinar las principales variables del sector.
- **Reglas:** Usar reglas detalladas pre-establecidas (tanto en legislación, determinaciones regulatorias o contratos) para determinar las principales variables del sector.

Notamos que estas herramientas no son mutuamente excluyentes, aunque haya trade-offs. También notamos que estas herramientas pueden ser utilizadas de forma diferente en los diferentes elementos de la cadena de valor de la industria eléctrica.

A9.4. La situación actual del sector eléctrico en Perú

Antes de considerar los posibles modelos que podrían desarrollarse en el Perú tenemos que entender nuestro punto de partida. Nuestra comprensión de la situación actual (o lo que también podemos llamar Modelo Base o Statu-quo) del sector se presenta en la Tabla A9.2. Una descripción más detallada de las características del sector eléctrico Peruano se proporciona en la Sección 2 de este informe. Y una descripción de los problemas que el sector enfrenta se presenta en la Sección 2 y en el Anexo 10.

Tabla A9.2: Definición de características del sector eléctrico Peruano actual

Segmento	Características del sector eléctrico Peruano
General	Reformas recientes han introducido fuertes características de planeamiento centralizado y reglas, las cuales parecerían entrar en conflicto con las características basadas en competencia
Gobernanza	Instituciones clave se han establecido con una lógica de competencia, pero en la práctica éstas trabajan siguiendo una lógica de planificación central. Hay una gran cantidad de reglas y prescripción en la toma de decisiones, tanto a través de una legislación y marco regulatorio muy detallados, como por medio de una extensa regulación por contrato.
	Existen múltiples agencias con roles de planeamiento que no siempre trabajan efectivamente en la práctica.
	El regulador económico en la práctica no parece ser tan independiente del poder político como se desearía, y sus decisiones están muy limitadas por una legislación muy prescriptiva y por la existencia de múltiples tipos de contratos.
Estructura de la industria	Características acordes con fomentar competencia (e.g. separación y participación privada) no se han logrado desarrollar al máximo en la práctica.
	La reforma inicial del sector contempló la separación vertical y horizontal con estrictas restricciones a la integración. Luego la integración pasó a estar limitada por la ley de competencia y a lo largo del tiempo se ha venido permitiendo un cierto grado de integración.
	Hay empresas de propiedad pública y empresas de propiedad privada.
Generación / Mercado mayorista	Características basadas en competencia (e.g. Mercado mayorista) en conflicto con planificación centralizada y prescripción de reglas (e.g. proyectos Pro-inversión / contratos).
	Requerimiento de cubrir la totalidad de la demanda regulada con contratos en la práctica transfiere el riesgo de demanda de los productores a los consumidores.
	El gobierno planea centralmente la inversión en generación mediante procesos de subasta de proyectos diseñados por éste.
	Existe un mercado mayorista de energía que opera limitado por una serie de reglas (e.g. sólo ciertas tecnologías tienen libertad con respecto al precio ofrecido).

Segmento	Características del sector eléctrico Peruano
Transmisión	Regulación por reglas prescriptivas. Existe planeamiento centralizado (e.g. expansiones de red) pero funciona de manera inefectiva.
	Regulación con reglas muy prescriptivas y heterogéneas para diferentes tipos de red o diferentes inversores.
	Planeamiento centralizado de expansiones de red realizado de manera poco coordinada entre los diferentes actores.
	Existen subsidios cruzados muy significativos en el peaje de transmisión que generan efectos distorsivos en las tarifas.
Distribución	Regulación por reglas prescriptivas y falta de foco en calidad de servicio.
	La propiedad estatal y privada y la falta de mecanismos de incentivo a la calidad en el modelo regulatorio de empresa modelo parecen haber llevado a problemas significativos de calidad.
Retail	Algunas características de competencia, pero limitadas.
	Existe un mercado competitivo para los clientes de alta tensión, posibilidad de optar por dicho mercado para los de media, y obligación de permanecer en el mercado regulado para los de baja.

Descripción general de los tres modelos de desarrollo

En base a nuestro entendimiento de la situación actual de la industria, y de las principales opciones con respecto a direcciones del cambio, definimos y evaluamos los siguientes tres modelos:

- Modelo 1 – Mayor uso de mercados;
- Modelo 2 – Competencia con límites; y
- Modelo 3 – Mayor uso de reglas y planeamiento.

Notamos antes que nada que en lo que se refiere a la regulación de redes, los tres modelos se configuran de forma igual o muy similar, mediante la introducción del método regulatorio del RAB x WACC.

En el Modelo 1 imaginamos un sector eléctrico peruano reformado que es mucho más abierto a la competencia y el uso de los mercados, en ambos niveles mayorista y minorista. Esto significa una mayor libertad para la forma en que los generadores y otros usuarios, inclusive la misma demanda a través de la gestión de su propio consumo, son capaces de entrar en el mercado al por mayor. Este modelo podría necesitar estar apoyado en un nuevo mercado de capacidad. Notamos que la forma precisa de dicho mercado puede quedar abierta a un proceso de consulta con los actores interesados. A nivel minorista todos los clientes estarían libres de elegir a su proveedor. Estos cambios necesitarían estar apoyados por algún tipo de reestructuración de la industria para maximizar la competencia y requerirían de monitoreo por parte de OSINERGMIN.

El Modelo 2 es más que nada una versión evolucionada del modelo actual, reforzando algunos aspectos de la competencia que ya existen. Este modelo reconoce al mismo tiempo las limitaciones que pueden surgir con mercados imperfectos y permite las intervenciones apropiadas para corregir dichas fallas del mercado. En el Modelo 2 los mercados de capacidad establecidos administrativamente continuarían, aunque en una forma mejorada. La competencia minorista todavía estaría limitada con algunos clientes en un mercado regulado, pero esto también podría ser reformado para que las empresas de suministro no se enfrenten al riesgo de que los clientes puedan cambiar entre los mercados dejándolas desprotegidas ante la existencia de costos hundidos en forma de generación contratada. En este modelo, al igual que en el Modelo 1, sería necesario un cambio a nivel gobernanza y una reestructuración de la industria.

En el modelo 3 nos movemos hacia un sector mucho más planificado y controlado. La nueva capacidad es desarrollada por una agencia central de compras en base a la demanda prevista de las empresas de distribución/suministro. Reformas de gobernanza serían también necesarias en este modelo, pero más que nada para garantizar que la información necesaria para que el modelo funcione fluya de una manera oportuna y apropiada.

La Tabla A9.3 define de manera general los tres modelos, los cuales son presentados junto con el modelo actual (Statu-quo o Modelo 0). La Tabla A9.4 provee más detalles sobre los roles de las principales agencias gubernamentales involucradas en cada uno de los tres modelos. Ambas tablas sirven para entender las similitudes y diferencias de los tres modelos.

Tabla A9.3: Definición general y comparación de los tres modelos

Segmento	Modelo 0 Statu-quo	Modelo 1 Mayor uso de mercados	Modelo 2 Competencia con límites	Modelo 3 Mayor uso de reglas y planeamiento
General	Reformas recientes han introducido fuertes características de planeamiento centralizado y reglas, las cuales parecerían entrar en conflicto con las características basadas en competencia.	Uso más extendido de competencia en segmentos donde esto es posible. Reforma de reglas en los segmentos monopólicos.	Uso de competencia en segmentos donde esto es posible, pero junto con intervención y planeamiento coordinado. Reforma de reglas en los segmentos monopólicos.	Uso de reglas reformadas para reforzar el régimen regulatorio y proveer dirección en el desarrollo de los mercados. Reforma de reglas en los segmentos monopólicos.
Gobernanza	Instituciones clave se han establecido con una lógica de competencia, pero en la práctica éstas trabajan siguiendo una lógica de planificación central. Hay una gran cantidad de reglas y prescripción en la toma de decisiones, tanto a través de una legislación y marco regulatorio muy detallados, como por medio de una extensa regulación por contrato.	Mayor uso de mercados donde sea posible (en particular en generación y retail) que requieren nuevas estructuras de gobernanza. Fortalecimiento de OSINERGMIN, en particular en sus poderes para monitorear el buen desempeño del mercado.	Mayor uso de mercados donde sea posible (en particular en generación y retail) que requieren nuevas estructuras de gobernanza. Fortalecimiento de OSINERGMIN, en particular en sus poderes para monitorear el buen desempeño del mercado e intervenir de ser necesario, por ejemplo a través de diseño y uso de subastas para apoyar en partes donde aparezcan fallas de mercado.	Fortalecimiento de OSINERGMIN y otras instituciones en particular en las áreas de planeamiento. Mejorar la transparencia del proceso de planificación y coordinación - esto incluye hacer al COES responsable de la planificación de la sub-transmisión.

Segmento	Modelo 0 Statu-quo	Modelo 1 Mayor uso de mercados	Modelo 2 Competencia con límites	Modelo 3 Mayor uso de reglas y planeamiento
		Mejorar la transparencia del proceso de planificación y coordinación - esto incluye hacer al COES responsable de la planificación de la sub-transmisión.	Mejorar la transparencia del proceso de planificación y coordinación - esto incluye hacer al COES responsable de la planificación de la sub-transmisión.	
Estructura de la industria	Características acordadas con fomentar competencia (e.g. separación y participación privada) no se han logrado desarrollar al máximo en la práctica.	Asegurar suficiente separación entre generación y retail para facilitar competencia. Mayor participación privada en distribución para crear un ambiente donde la regulación por incentivos sea efectiva. Fomentar el uso de la contratación de gestión u otros mecanismos para eficientizar las empresas estatales, si la privatización no es posible.	Mantener el statu quo con respecto al grado de separación de la industria. Mayor participación privada en distribución para crear un ambiente donde la regulación por incentivos sea efectiva. Fomentar el uso de la contratación de gestión u otros mecanismos para eficientizar las empresas estatales, si la privatización no es posible.	Mantener el statu quo con respecto al grado de separación de la industria. Mayor participación privada en distribución para crear un ambiente donde la regulación por incentivos sea efectiva. Fomentar el uso de la contratación de gestión u otros mecanismos para eficientizar las empresas estatales, si la privatización no es posible.
Generación / Mercado mayorista	Características basadas en competencia (e.g. Mercado mayorista) en conflicto con planificación centralizada y prescripción de reglas (e.g. proyectos Pro-inversión / contratos).	Reforma de los mercados existentes y creación de nuevos mercados (e.g. mercado de capacidad) para asegurar respuestas apropiadas.	Reforma de los mercados existentes (i.e. mejorar las reglas de mercado si fuera necesario) para incentivar respuestas apropiadas.	Cambios limitados principalmente mediante mejora de las reglas para la operación del mercado focalizados principalmente en el desarrollo de nueva capacidad.

Segmento	Modelo 0 Statu-quo	Modelo 1 Mayor uso de mercados	Modelo 2 Competencia con límites	Modelo 3 Mayor uso de reglas y planeamiento
		<p>Avanzar hacia un mercado con una mayor libertad de oferta.</p> <p>Separar el mercado físico y despacho de la contratación financiera.</p>	<p>Donde puedan ocurrir fallas de mercado, usar intervenciones de política para apoyar el mercado (e.g. subastas).</p>	<p>Uso del régimen de planeamiento / licencias para asegurar que el desarrollo de nueva capacidad ocurre en las áreas deseadas y con la tecnología deseada.</p>
Transmisión	<p>Regulación por reglas prescriptivas. Existe planeamiento centralizado (e.g. expansiones de red) pero funciona de manera inefectiva.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p> <p>Reforma de la planificación y coordinación a través de una mejora de la provisión de información y apoyo a la conexión de nueva generación.</p> <p>Uso de tarifas diferenciadas geográficamente.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p> <p>Mejorar los procesos e instituciones involucradas en el planeamiento de las inversiones en extensión de red.</p> <p>Mayor uso de señales para las áreas donde es necesario o preferible el desarrollo.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p> <p>Mejorar los procesos e instituciones involucradas en el planeamiento de las inversiones en extensión de red.</p> <p>Mayor uso de señales para las áreas donde es necesario o preferible el desarrollo.</p>
Distribución	<p>Regulación por reglas prescriptivas y falta de foco en calidad de servicio.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p>	<p>Reformar las reglas para incentivar inversión, eficiencia, etc.</p>
Retail	<p>Algunas características de competencia, pero limitadas.</p>	<p>Establecer reglas para incentivar el crecimiento del elemento competitivo del mercado con el objetivo de largo plazo de migrar la totalidad de los clientes a dicho mercado.</p>	<p>Fomentar la competencia en el mercado competitivo pero mantener el mercado regulado.</p> <p>Reformar las reglas de migración de clientes que actualmente pueden elegir si ser parte o no del mercado regulado para proteger a las empresas.</p>	<p>Fomentar la competencia en el mercado competitivo pero mantener el mercado regulado.</p> <p>Reformar las reglas de migración de clientes que actualmente pueden elegir si ser parte o no del mercado regulado para proteger a las empresas.</p>

Tabla A9.4: Roles principales de las agencia gubernamentales involucradas

Agencia	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
MEM	Responsable de la formulación de política, determinación de la seguridad de oferta, dirección a las agencias apropiadas sobre requerimientos de nueva capacidad.		
OSINERGMIN	Regulación de redes. Aconsejar al MEM en los aspectos económicos de políticas. Monitoreo del mercado mayorista y minorista.	Regulación de redes. Aconsejar al MEM en los aspectos económicos de políticas. Monitoreo y regulación del mercado mayorista y minorista.	Regulación de redes. Aconsejar al MEM en los aspectos económicos de políticas. Monitoreo y regulación del mercado mayorista y minorista. Aconsejar al comprador central y regulación de sus operaciones.
COES	Recolección y diseminación de información a stakeholders. Operación del mercado.	Recolección de información para OSINERGMIN y MEM. Operación del mercado.	Recolección de información para el comprador centralizado. Operación del mercado.
OEFA	Enforcement de reglas medioambientales. Aconsejar a OSINERGMIN en aspectos mediambientales de las inversiones, etc.		
Indecopi	Evaluación del grado de competencia en el mercado mayorista y minorista. Interacción con OSINERGMIN.	Rol limitado a asesorar a OSINERGMIN en temas relacionados con la competencia.	

A9.6. Descripción detallada de los tres modelos de desarrollo

En base a la definición general de los modelos (en la Tabla A9.3) podemos ahora describir en más detalle sus características. Dicha descripción se presenta en las siguientes tres tablas.

Tabla A9.5: Características detalladas del Modelo 1 – Mayor uso de mercados

Segmento	Características
Gobernancia	Mayor enfoque en los mercados donde sea posible (generación y retail), para lo cual se necesitan nuevas estructuras de gobernancia.
	Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado.
	Mejorar la transparencia del proceso de planificación y coordinación.
	Proporcionar la responsabilidad de aplicar las decisiones de política del gobierno en materia de seguridad del suministro de forma explícita a un tercero, por ejemplo PROINVERSION. Dar un claro mandato a OSINERGMIN para supervisar esta aplicación de políticas. Proporcionar a ambas instituciones con los poderes y competencias necesarios para garantizar que se cumplan los objetivos buscados.
Estructura de la industria	Separación vertical para proporcionar una mayor transparencia y oportunidades para una competencia efectiva. Notamos que la solución parcial de unidades de negocio separadas verticalmente dentro de una misma sociedad sería un sustituto poco efectivo, ya que requiere un cumplimiento operativo significativo para asegurar que la separación del trabajo es efectiva. En consecuencia la separación vertical real es preferible, ya sea por separación de la propiedad o, al menos, la separación en compañías separadas independientes pero en co-propiedad.
	En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.
	Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectiva. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de estar la obtener fondos para invertir en sub-transmisión.
Generación / Mercado mayorista	El mercado actual podría ser reformado a través de la eliminación de las limitaciones existentes para ofertar precios de energía libremente. De esta forma los generadores podrían ofertar el precio de energía que ellos consideren adecuado, no necesariamente el costo marginal de corto plazo. Esto podría fomentar un uso más eficiente de la capacidad existente y las señales para el desarrollo de nuevas capacidades cuando esto sea necesario (a través de señales de precios altas).
	Incluso un mercado de energía liberalizado puede no generar ingresos suficientes para mantener la base de activos cubriendo tanto los costos tanto fijos como los variables, sobre todo cuando hay un exceso de oferta. Por lo tanto, el desarrollo de un mercado de capacidad para señalar que costos adicionales es preciso recuperar ayudará a asegurar la sostenibilidad a largo plazo de los activos de generación.
	La demanda (a través de la gestión de su consumo) debe ser capaz de participar en los mercados como una forma de proporcionar opciones alternativas para el desarrollo de la capacidad de generación.

Segmento	Características
Regulación de redes	Reemplazar los enfoques existentes para regulación de precios (Empresa modelo y regulación por contrato) por un enfoque más tradicional denominado RAB x WACC, determinando la base de activos (RAB) mediante las inversiones efectivamente realizadas (sujeto a revisiones regulatorias con pruebas explícitas como por ejemplo pruebas de prudencia ex ante o de eficacia ex-post) en lugar de mediante un concepto ingenieril de la eficiencia. Si la provisión competitiva a través de 3ros sigue siendo una necesidad, asegurar que el enfoque usado para las licitaciones y la contratación sean coherentes con los elementos más tradicionalmente regulados y que las diferencias de enfoque no provoquen distorsiones en los cargos.
	Utilice una tasa de rentabilidad de mercado basada en el WACC para fomentar la inversión y si se necesitan inversiones críticas considerar el uso de adiciones limitadas pero explícitas al WACC (por ejemplo una prima adicional del 1%).
	Desarrollar una mayor concentración en un pequeño número de resultados (outcomes o outputs) clave que valoran los consumidores e incentivar a las empresas para lograr ofrecer estos resultados de manera eficiente.
	Redefinir el límite entre la transmisión y la distribución, especialmente en relación a la sub-transmisión, y si es necesario, para facilitar la inversión en tiempo y forma, emprender un ejercicio de transferencia de activos entre los diferentes actores.
Transmisión	Reformar la planificación y coordinación a través de una mejora en la provisión de información y apoyo para la conexión a tiempo y mínimo costo de la nueva generación.
	Reformar el proceso de planificación y coordinación para que exista una mayor transparencia. Esto debería implicar un proceso coordinado de planes de mediano plazo publicados periódicamente, por ejemplo cada año, por el COES, que establezcan las proyecciones de oferta y demanda, así como los planes de inversión de transmisión necesarios para facilitar la conexión y evacuación de nueva capacidad de generación.
	Proporcionar poderes a OSINERGMIN para que pueda evitar el retraso de una empresa de red en invertir evitando así retrasos innecesarios en conexiones de nueva carga o generación. Esto podría incluir reglas para la prestación de servicios por terceros si el titular está limitado en su capacidad de prestar el servicio (por ejemplo, como en el caso de los distribuidores estatales que no pueden invertir en sub-transmisión).
Retail / Mercado minorista	Proporcionar incentivos para que las empresas consideren opciones alternativas como contratos interrumpibles, y permitirles participar en los mercados al por mayor.
	Implementar competencia completa en el mercado minorista (full retail Access). En el período intermedio, reformar las normas para la posibilidad de cambio de régimen de los clientes de MT se aproxime más a la capacidad / requisitos de contratación de los distribuidores.

Como se aprecia en la Tabla A9.3, la definición de los tres modelos es igual o muy similar en ciertos elementos de la cadena de valor, principalmente en transmisión y distribución. Por lo tanto, las tablas A9.6 y A9.7 se focalizan en detallar las principales diferencias con respecto al Modelo 1.

Tabla A9.6: Características detalladas del Modelo 2 – Competencia con límites

Segmento	Características
Gobernanca	<p>Mayor enfoque en los mercados donde sea posible (generación y retail), para lo cual se necesitan nuevas estructuras de gobernanca.</p> <p>Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado.</p> <p>Proporcionar una mayor claridad acerca de cuándo y cómo el Ministerio de Energía u OSINERGMIN pueden y deben intervenir en los mercados para asegurar una operación sin sobresaltos y lograr un suministro de energía sostenible en el largo plazo.</p>
Estructura de la industria	<p>Mantener el estatus quo en términos del grado de separación de la industria.</p> <p>En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.</p> <p>Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectiva. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de obtener fondos para invertir en sub-transmisión.</p>
Generación / Mercado mayorista	<p>Reformar el mercado existente para fomentar respuestas apropiadas. La atención se pone más en garantizar un funcionamiento eficiente de la generación existente, y menos en el desarrollo de nuevos recursos de generación.</p> <p>Esto podría requerir una reforma de algunas de las normas existentes, pero conservando el enfoque global de que las empresas tienen que competir mediante costos marginales de corto plazo. Los pagos por potencia se pueden fijar administrativamente, aunque esto aumenta el riesgo de que los clientes paguen precios más altos que los necesarios, debido a la mayor probabilidad de sobre-contratación de capacidad.</p> <p>Donde se esperan fallas del mercado, utilizar intervenciones basadas en políticas para apoyar el mercado, posiblemente a través de subastas u otros enfoques prescritos. Pero no basarse en los propios mercados para hacer frente a estos problemas.</p>

Segmento	Características
Transmisión	Reformar las estructuras de las tarifas para proporcionar una mayor orientación a los consumidores y a la nueva capacidad de generación en cuanto a donde es más eficiente emplazarse. Eliminar las distorsiones existentes en los cargos para que la señal sea lo más clara posible.
Retail / Mercado minorista	Reforma limitada para fomentar una mayor competencia. Protección de la posibilidad de cambio de régimen de los clientes de MT, sujeto a revisiones que aseguren que dicha movilidad se aproxime más a la capacidad / requisitos de contratación de los distribuidores.

Tabla A9.7: Características detalladas del Modelo 3 – Mayor uso de reglas y planeamiento

Segmento	Características
Gobernanza	Fortalecer a OSINERGMIN, en particular, en relación con sus poderes para monitorear el Mercado e intervenir cuando sea necesario.
	Proporcionar una mayor claridad acerca de cuándo y cómo el Ministerio de Energía u OSINERGMIN pueden y deben intervenir en los mercados para asegurar una operación sin sobresaltos y lograr un suministro de energía sostenible en el largo plazo.
Estructura de la industria	Mantener el status quo en términos del grado de separación de la industria.
	En caso de que continúe un grado de integración vertical a corto y medio plazo, es evidente la necesidad de contar con contabilidad regulatoria separada para facilitar una regulación eficaz.
	Mayor participación privada en la distribución para crear un entorno en el que la regulación por incentivos es efectiva. La evidencia internacional es que incentivar las empresas estatales de una manera sostenible es difícil a menos que algún tipo de participación privada se implemente (esto podría hacerse a través de medios menos extremos que la privatización, como por ejemplo a través de contratos de gestión, a pesar de que la evidencia sugiere que lo óptimo sería que esto se haga como una transición hacia plena participación privada en donde se encuentra el mayor efecto). Esto también ayudará a resolver las preocupaciones acerca de obtener fondos para invertir en sub-transmisión.

Segmento	Características
Generación / Mercado mayorista	<p>Reformar el mercado existente para fomentar respuestas apropiadas. La atención se pone más en garantizar un funcionamiento eficiente de la generación existente, y menos en el desarrollo de nuevos recursos de generación.</p> <p>Esto podría requerir una reforma de algunas de las normas existentes, pero conservando el enfoque global de que las empresas tienen que competir mediante costos marginales de corto plazo. Los pagos por potencia se pueden fijar administrativamente, aunque esto aumente el riesgo de que los clientes paguen precios más altos que los necesarios, debido a la mayor probabilidad de sobre-contratación de capacidad.</p> <p>Utilizar el régimen de planificación / concesiones para garantizar que el desarrollo de nuevas capacidades sólo se produce en las zonas deseadas y por medio de las formas deseadas de generación. Este es un enfoque más prescriptivo para el desarrollo de generación, guiado por una nueva entidad que responda a un plan de capacidad de largo plazo basado en las necesidades indicadas por las empresas de distribución. Este enfoque no pretende desarrollar la generación mediante tratar de que el mercado funcione tan bien como sea posible.</p> <p>PROINVERSION ejecutaría la adquisición de nuevas capacidades y todo el proceso estaría sujeto a la supervisión de OSINERGMIN. Esto es clave ya que el costo de la nueva generación tendría que ser recuperado de los consumidores de distribución.</p>
Transmisión	<p>Reformar las estructuras de las tarifas para proporcionar una mayor orientación a los consumidores y a la nueva capacidad de generación en cuanto a donde es más eficiente emplazarse. Eliminar las distorsiones existentes en los cargos para que la señal sea lo más clara posible.</p>
Retail / Mercado minorista	<p>Reforma limitada para fomentar la competencia protegiendo a la opción existente del mercado regulado.</p>

A9.7. Evaluación de los modelos en base a los problemas del sector

Como se señaló anteriormente, la Sección 2 y el Anexo 10 discuten los problemas que existen en el sector eléctrico peruano. Los modelos han sido elegidos para hacer frente a algunos o a todos los problemas encontrados. La siguiente tabla ofrece un resumen de cómo creemos que los modelos funcionarían para responder dichos problemas.

Notamos que es improbable que se implementen los modelos de forma inmediata. Hay aspectos relevantes del sector que pueden llevar un tiempo cambiar para llegar a implementar alguno de los tres modelos plenamente. En consecuencia, habrá un periodo de transición durante el cual algunos de los problemas continuarán. Por ejemplo, algunos de los principales aspectos que determinarán la duración de la transición podrían ser:

- la cantidad de tiempo necesario para que desaparezcan los PPA a largo plazo en distribución (ya sea a través de que venzan sus plazos o que sean transformados en contratos más cortos);
- la cantidad de tiempo necesario para implementar contratos por diferencias, los cuales transformarían las obligaciones en financieras en lugar de físicas; y
- la cantidad de tiempo necesario para reformar el sistema de remuneración de la potencia.

Tabla A9.8: Cómo cada modelo resolvería los problemas del sector

Problema ¹	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
4) Diferencias en el tratamiento del despacho según tipo de generación	Problema resuelto mediante la liberalización de las reglas de bidding.	Mantener el enfoque actual, a menos que o hasta que un “precio de mercado” benchmark (e.g. el mercado mayorista de gas; uso de gas en otros sectores) se desarrolle. Problema de la “percepción de injusticia” es simplemente un reflejo de la diferencia en las estructuras de adquisición de combustible entre diferentes tipos de generadores.	Mantener el enfoque actual, a menos que o hasta que un “precio de mercado” benchmark (e.g. el mercado mayorista de gas; uso de gas en otros sectores) se desarrolle. Problema de la “percepción de injusticia” es simplemente un reflejo de la diferencia en las estructuras de adquisición de combustible entre diferentes tipos de generadores.
5) Un alto porcentaje de la generación tiene demanda garantizada por licitaciones de largo plazo de OSINERGMIN y/o PROINVERSION lo que genera una transferencia de riesgo de demanda del generador a la propia demanda (consumidores)	Una vez que los contratos de largo plazo caducan (o son reemplazados mediante algún mecanismo de transición), los compradores al por mayor harán sus propias decisiones de contratación mediante contratos financieros en torno a un mercado al por mayor liberalizado.	Una vez que los contratos de largo plazo caducan (o son reemplazados mediante algún mecanismo de transición), los compradores al por mayor utilizarán contratos de corto y medio plazo (1 - 3 año), estructurados ya sea como los PPA actuales, o como contratos por diferencias financieros, dependiendo del diseño del mercado.	Una vez que los contratos de largo plazo caducan (o son reemplazados mediante algún mecanismo de transición), los compradores al por mayor trabajarán directamente con el organismo de contratación para tener la cantidad y tipo de contratos deseados.
6) Presiones a la baja en el precio spot	Poco probable que se resuelva en el corto plazo ya que el exceso de capacidad es probable que continúe por cierto tiempo. En el largo plazo los precios spots serán determinados por el mercado spot.	Poco probable que se resuelva en el corto plazo ya que el exceso de capacidad es probable que continúe por cierto tiempo. A más largo plazo, si la entrada es sensible a las fuerzas del mercado, esto dejará de ser un “problema” y ser simplemente un efecto del mercado.	Poco probable que se resuelva en el corto plazo ya que el exceso de capacidad es probable que continúe por cierto tiempo. A más largo plazo, la entrada debe ser administrado por peticiones específicas de los compradores al por mayor.

Problema¹	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
<p>7) Exceso de capacidad de generación debido a una menor demanda que la esperada por el Gobierno</p>	<p>A largo plazo, las mejores señales de los precios deben conducir a un nivel adecuado de capacidad. El gobierno todavía tendrá que proporcionar un “back up” de última instancia por potenciales fallas del mercado, pero para intervenir se le requiere obtener información analítica del COES y de OSINERGMIN antes de actuar.</p>	<p>En la medida en que el mercado al por mayor, finalmente, proporciona señales de precios adecuadas (incluyendo, posiblemente, las nuevas señales brindadas por la reforma del mecanismo de capacidad administrativo actual), este problema puede ser menos grave. Sin embargo, el gobierno todavía tendrá que proporcionar un “back up” de última instancia por potenciales fallas del mercado, pero para intervenir se le requiere obtener información analítica del COES y de OSINERGMIN antes de actuar.</p>	<p>Menos probabilidades de ser resuelto ya que las adiciones de capacidad todavía serán establecidas administrativamente (en este caso, por los compradores al por mayor para sus clientes) y esto casi siempre conduce a un exceso de capacidad.</p>
<p>8) Éxodo de usuarios optativos hacia el mercado de clientes libres</p>	<p>Ya no será un problema ya que la plena competencia minorista elimina la distinción entre tipos de clientes.</p>	<p>Reforma de los períodos de notificación de salida de clientes para que coincida con los requisitos de contratación de distribuidores y modificación de los períodos de reingreso para reflejar el momento de conectar “nueva” carga.</p>	<p>Reforma de los períodos de notificación de salida de clientes para que coincida con los requisitos de contratación de distribuidores y modificación de los períodos de reingreso para reflejar el momento de conectar “nueva” carga.</p>

Problema ¹	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
9) El precio spot del COES no guarda relación con el precio de la energía para los clientes regulados	Ya no será un problema ya que se espera que el mercado reformado genere convergencia de los precios en el largo plazo.	Rojucir el uso de contratos de larga duración (una vez que los contratos de largo plazo caduquen o sean reemplazados mediante algún mecanismo de transición) por los Distribuidores. la contratación a corto plazo (1 - 3 años) ayudará a reducir la brecha entre los precios spot y regulados.	En la medida en que los distribuidores sigan participando en contratación a largo plazo, la divergencia (positiva o negativa) entre los precios al contado y los precios contratados será casi inevitable.
10) La regulación de la transmisión está fragmentada	Se resolverá a través de la reforma de la regulación de la red. En la medida en que los contratos existentes para ciertas instalaciones de transmisión creen problemas operativos / de coordinación, esos problemas deben o bien ser solucionados individualmente por parte del COES o los contratos deben ser renegociados.		
11) El modelo de empresa eficiente no representa la realidad	Se resolverá a través de la reforma de la regulación de la red. Cambiar a un enfoque en el que se refleja la apreciación / depreciación del capital y se satisface el mantenimiento del capital financiero es importante.		
12) Subsidios cruzados en el peaje de transmisión principal	Los subsidios cruzados y otros cargos serán asignados a donde tengan el menor impacto distorsionador. Se debe considerar en todos los modelos la inclusión de las señales de precios geográficas tarifas de transmisión (en la medida en que los peajes de alta tensión sean pagados por generación).		
13) No existen incentivos financieros para la mejora de la calidad	Se resolverá a través de la reforma de la regulación de la red. La determinación de medidas clave de calidad, valor atribuido a éstas por los consumidores, y mecanismos de incentivos para las empresas (incluyendo pisos y techos cuando sea necesario), ayudarán a crear un entorno donde las empresas reguladas respondan a los incentivos.		
14) No existen incentivos a la eficiencia productiva, específicamente diseñados para empresas estatales	La experiencia internacional indica que incentivar las empresas estatales es difícil en el largo plazo sin un cambio en materia de gobernanza. Lo ideal sería la privatización total, pero otras formas más limitadas de participación privada (e.g. concesiones a largo plazo y contratos de gestión a corto o mediano plazo) también pueden ofrecer beneficios, al igual que las campañas de información pública que ilustran las diferencias de calidad de servicio y sanciones pagadas.		

Problema ¹	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
15) No existe un diálogo entre las empresas y el regulador con relación a un plan de negocio a futuro	<p>Se resolverá a través de la reforma de la regulación de la red.</p> <p>El establecimiento de un claro proceso de intercambio de información, los procesos de consulta e instrucciones claras de OSINERGMIN, deben mejorar el diálogo.</p>		
16) Falta de capacidad para financiar el acceso universal y otros gastos ad-hoc a través de la regulación actual	<p>Se resolverá a través de la reforma de la regulación de la red. Mediante el método de RAB x WACC el regulador puede añadir las obligaciones de acceso universal como parte del ingreso permitido o a través de otros mecanismos.</p> <p>Notamos que en ciertos casos, en función del tipo de obligaciones de acceso universal o necesidad ad-hoc, aún podría ser razonable usar el peaje de transmisión para recolectar dichos ingresos.</p>		
17) Falta de capacidad para planificar de manera efectiva la sub-transmisión	<p>Debe haber un único planificador para la transmisión de alta tensión y de cualquier nivel de subtransmisión que se considere adecuado que dicho planificador tenga a cargo, sujeto a aprobación regulatoria. Actualmente COES, como un gestor sin propiedad de activos de red, está en condiciones de actuar como un planificador neutro tanto de alta tensión como en sub-transmisión. A menos que haya una razón para crear un nuevo organismo de planificación, parece probable que la responsabilidad de COES debería ampliarse para incluir la planificación de los sistemas apropiados de sub-transmisión.</p>		
18) Falta de capacidad para establecer límites entre la transmisión y distribución	<p>El uso de distinciones arbitrarias es común en casi todos los mercados, y casi todos los mercados tiene ejemplos de líneas en ciertos niveles de tensión que actúan en algunos casos como líneas de distribución, y en algunos casos como líneas de formación del sistema. El planificador de la transmisión debe ser responsable de la definición de las líneas de formación del sistema y asumir la responsabilidad de la planificación de dichas líneas.</p>		
19) Brecha de inversiones	<p>Se debe considerar la posibilidad de privatización, o acuerdos de concesión de largo plazo (con la responsabilidad de hacer inversiones). A falta de esto, se debe desarrollar un sistema que permita terceros financiar y mantener activos. Dicho sistema debería, dentro de lo posible, evitar (a través de la mejora del diseño de contratos y procesos de adquisiciones) los problemas actuales de falta de coordinación entre los diferentes propietarios de activos. Se deben establecer reglas comunes para la regulación de cualquier inversión de terceras partes, las cuales deben tener el foco puesto en que la determinación de los ingresos se realice dentro de un marco amplio e integrado de regulación.</p> <p>Diferencias en estándares de calidad entre terceros e incumbentes sólo se autorizará en los casos en que haya una justificación clara y que exista voluntad de pago de los usuarios finales.</p>		

Problema ¹	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
20) Incertidumbre e incapacidad para predecir los cargos de red	Recargos que se aplican más apropiadamente en las transacciones de energía deberían ser trasladados a dichas transacciones, siempre que los sistemas de medición y de clearing lo permitan. Los cambios en otros cargos dependen en muchos casos la voluntad de los policymakers.		
21) Empresas públicas ineficientes	La experiencia internacional indica que incentivar las empresas estatales es difícil en el largo plazo sin un cambio en materia de gobernanza. Lo ideal sería la privatización total, pero otras formas más limitadas de participación privada (e.g. concesiones a largo plazo y contratos de gestión a corto o mediano plazo) también pueden ofrecer beneficios, al igual que las campañas de información pública que ilustran las diferencias de calidad de servicio y sanciones pagadas.		
22) El proceso de privatización está incompleto, por lo que existe todavía un amplio porcentaje de empresas públicas en el mercado	Este es un asunto de gobierno. Los problemas anteriores relacionados con la ineficiencia y la falta de incentivación para los distribuidores de propiedad estatal se relaciona directamente con él.		
23) El gobierno restringe la capacidad de sus empresas públicas para financiarse y efectuar inversiones y gastos, lo que afecta su desempeño	Se debe considerar la posibilidad de privatización, o acuerdos de concesión de largo plazo (con la responsabilidad de hacer inversiones). A falta de esto, se debe desarrollar un sistema que permita terceros financiar y mantener activos. Dicho sistema debería, dentro de lo posible, evitar (a través de la mejora del diseño de contratos y procesos de adquisiciones) los problemas actuales de falta de coordinación entre los diferentes propietarios de activos.		

Nota: ¹Los problemas son presentados siguiendo la numeración utilizada en la Sección 2. Los problemas raíz (del 1 al 3) y los problemas finales (del 24 al 28) no han sido incluidos en esta tabla.

A9.8.

A9.9. Evaluación de los modelos en base al criterio pre-establecido

Como se señaló anteriormente, el grado en que cualquier modelo funcionará como lo esperado depende de los detalles finos de su aplicación, así como también del curso futuro de los acontecimientos.

Sin embargo, en las tablas a continuación evaluamos como esperaríamos que los tres modelos funcionen con respecto al criterio pre-establecido presentado en el Anexo 7. Esta evaluación se presenta en una tabla para cada ítem del criterio y una tabla final que resume los resultados.

Tabla A9.9: Evaluación de modelos en base al Ítem 1 - Seguridad de oferta y confiabilidad

Modelo	Fortalezas	Debilidades	Evaluación
0) Statu-quo	Ha alcanzado la seguridad de oferta y la confiabilidad a través de los contratos de largo plazo en generación.	Coordinación insuficiente de la transmisión para evacuar la energía de manera eficiente. Alto costo ya que la demanda fue sobre-estimada lo que generó que se contrate generación en exceso.	Amarillo
1) Mayor uso de mercados	Teóricamente mejores señales para lograr seguridad de oferta y la confiabilidad, las cuales están basadas en la disponibilidad a pagar de los participantes reales del mercado, en lugar de en un valor de carga perdido (VOLL) asumido o en otras medidas en base a un muestreo específico de algunos tipos de clientes.	Puede existir preocupación con respecto a la velocidad de respuesta, ya que los precios necesitan aumentar lo suficiente antes de que la nueva capacidad sea añadida. Para alcanzar el potencial del modelo teórico resulta clave que se logre una implementación exitosa, lo cuál puede ser laborioso.	Amarillo
2) Competencia con límites	Es similar al Statu-quo, por lo que podría alcanzar la seguridad de oferta y la confiabilidad de una manera oportuna.	Tiene problemas similares al Statu-quo, aunque quizás más atenuados. La participación directa de los planificadores, aunque limitada institucionalmente, significa que la probabilidad de un exceso de oferta es mayor que el riesgo de la falta de oferta, lo cual tiene un costo para los consumidores.	Amarillo
3) Mayor uso de reglas y planeamiento	Una institución única y claramente responsable debe ser capaz de alcanzado la seguridad de oferta y la confiabilidad.	Tiene problemas similares al Statu-quo. La participación directa de los planificadores significa que la probabilidad de un exceso de oferta es mayor que el riesgo de la falta de oferta, lo cual tiene un costo para los consumidores.	Amarillo

Tabla A9.10: Evaluación de modelos en base al Ítem 2 - Eficiencia económica

Modelo	Fortalezas	Debilidades	Evaluación
0) Statu-quo	<p>El diseño del mercado refleja el costo variable de generación y por lo que debe lograr que los generadores más eficientes produzcan logrando eficiencia en el corto plazo.</p> <p>El enfoque de la empresa modelo usado para regular las redes en teoría incentivaría fuertemente la eficiencia.</p>	<p>El mercado de generación tiene varias reglas que llevan a que en la práctica la eficiencia podría estar limitada.</p> <p>Temas de propiedad en las empresas de la red hacen que los incentivos brindados por el enfoque de empresa modelo sean menos eficaces. Además, los problemas de financiación que llevan a ajustes en el modelo de empresa eficiente, debilitan aún más los incentivos.</p>	Rojo
1) Mayor uso de mercados	<p>Un mercado diseñado debería llevar tanto a la eficiencia de corto y de largo plazo.</p> <p>Cambiar a un enfoque RAB x WACC para la regulación de red debería permitir que los incentivos para las empresas estén más focalizados en la eficiencia económica.</p>	<p>Un funcionamiento eficaz del mercado de generación es probable que sea difícil de lograr y por lo tanto puede haber un impacto en el grado de eficiencia alcanzado.</p> <p>Las mejoras de la red dependen de resolver el problema de la propiedad pública.</p>	Amarillo
2) Competencia con límites	<p>El diseño del mercado refleja el costo variable de generación y por lo que debe lograr que los generadores más eficientes produzcan logrando eficiencia en el corto plazo.</p> <p>Cambiar a un enfoque RAB x WACC para la regulación de red debería permitir que los incentivos para las empresas estén más focalizados en la eficiencia económica.</p>	<p>Un sistema planificado de la expansión de capacidad es poco probable que sea eficiente debido a los supuestos que se tienen que hacer en la planificación de las inversiones.</p> <p>Las mejoras de la red dependen de resolver el problema de la propiedad pública.</p>	Amarillo
3) Mayor uso de reglas y planeamiento	<p>El diseño del mercado refleja el costo variable de generación y por lo que debe lograr que los generadores más eficientes produzcan logrando eficiencia en el corto plazo.</p> <p>Cambiar a un enfoque RAB x WACC para la regulación de red debería permitir que los incentivos para las empresas estén más focalizados en la eficiencia económica.</p>	<p>Un sistema planificado de la expansión de capacidad es poco probable que sea eficiente debido a los supuestos que se tienen que hacer en la planificación de las inversiones.</p> <p>Las mejoras de la red dependen de resolver el problema de la propiedad pública.</p>	Amarillo

Tabla A9.11: Evaluación de modelos en base al Ítem 3 - Sustentabilidad económica

Modelo	Fortalezas	Debilidades	Evaluación
0) Statu-quo	El sistema es claro y las remuneraciones sustentan a las empresas del sector.	Demasiada capacidad de generación empujó los precios a un punto alto que poner en riesgo la sustentabilidad económica en el largo plazo.	Rojo
1) Mayor uso de mercados	Las señales de precios y la disposición a pagar deberían asegurar que el sector sea sustentable económicamente a largo plazo.	Las señales de precios para apoyar el desarrollo de capacidad puede requerir puntas extremas que pueden causar la intervención política y así poner en peligro la viabilidad a largo plazo del sistema.	Amarillo
2) Competencia con límites	El sistema está previsto para proporcionar un sector sustentable económicamente a largo plazo.	Riesgo de que los supuestos detrás de la planificación puedan ser demasiado optimistas y en consecuencia puedan llevar a un exceso de capacidad de generación empujando los precios más altos que lo óptimo desde el punto de vista de la sustentabilidad económica de largo plazo.	Amarillo
3) Mayor uso de reglas y planeamiento	El sistema está previsto para proporcionar un sector sustentable económicamente a largo plazo.	Riesgo de que los supuestos detrás de la planificación puedan ser demasiado optimistas y en consecuencia puedan llevar a un exceso de capacidad de generación empujando los precios más altos que lo óptimo desde el punto de vista de la sustentabilidad económica de largo plazo.	Amarillo

Tabla A9.12: Evaluación de modelos en base al Ítem 4 - Sustentabilidad medioambiental

Modelo	Fortalezas	Debilidades	Evaluación
0) Statu-quo		El exceso de capacidad y la debilidad en la planificación y entrega de la red significan que un alto costo ambiental puede ser pagado.	Rojo
1) Mayor uso de mercados	Los participantes del mercado determinan los niveles de capacidad, incorporando elementos sustentabilidad medioambiental.	Externalidades significan que las decisiones de mercado pueden no ser apropiadas o adecuadas.	Verde
2) Competencia con límites	Las decisiones sobre la nueva capacidad se pueden tomar con los costos ambientales en mente.	El deseo de asegurar una capacidad suficiente puede conducir a exceso de capacidad y por lo tanto a un costo ambiental insostenible.	Amarillo
3) Mayor uso de reglas y planeamiento	Las decisiones sobre la nueva capacidad se pueden tomar con los costos ambientales en mente, y por ejemplo, la decisión política de introducir energías renovables se podría llegar a lograr más rápidamente que en otros modelos.	El deseo de asegurar una capacidad suficiente puede conducir a exceso de capacidad y por lo tanto a un costo ambiental insostenible.	Amarillo

Tabla A9.13: Evaluación de modelos en base al Ítem 5 - Equidad social

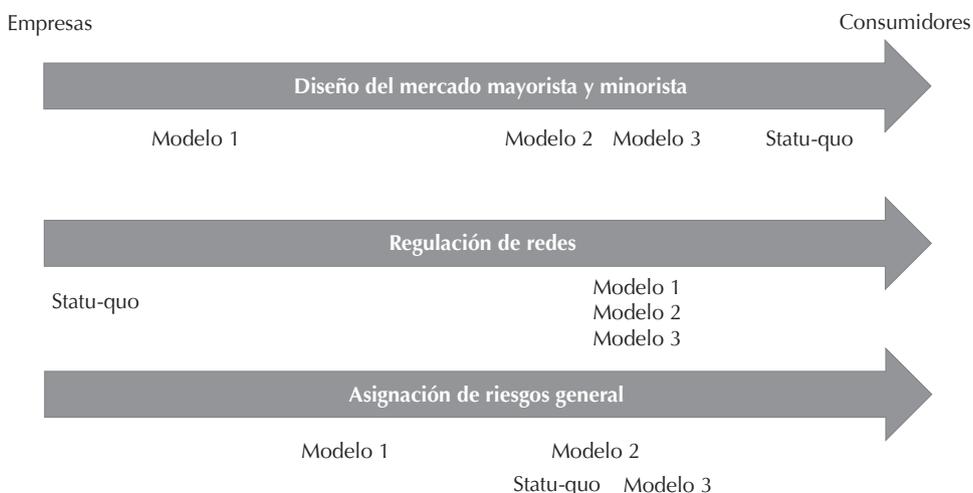
Modelo	Fortalezas	Debilidades	Evaluación
0) Statu-quo	Posibilidad de alcanzar resultados para la totalidad de los consumidores, incluyendo rurales.	Precios altos debido a la ineficiente capacidad y decisiones operativas. Calidad baja debido a la falta de presión sobre las empresas para mejorar los niveles de calidad o interactuar directamente con sus clientes.	Rojo
1) Mayor uso de mercados	Los mercados deben conducir a precios que sean apropiados, con capacidad suficiente, y a presión de la eficiencia operativa. Proceso para la participación de los consumidores debe traducirse en niveles de calidad adecuados.	Picos de precios surgirán debido a la operación de los mercados y la necesidad de enviar señales para el desarrollo de la capacidad nueva. No muy claro cómo se capturará la electrificación rural.	Amarillo
2) Competencia con límites	Proceso para la participación de los consumidores debe traducirse en niveles de calidad adecuados.	Precios demasiado altos debido a la ineficiente capacidad y decisiones operativas.	Rojo
3) Mayor uso de reglas y planeamiento	Mejores precios (más incentivos para reducir costos) que el Modelo 2. Calidad alineada con los requerimientos indicados por los clientes.	Dudas sobre si los requerimientos indicados por los clientes reflejan la disponibilidad a pagar. Potencial para el desarrollo de demasiada capacidad generando precios altos.	Amarillo

Aunque no es parte formal del criterio de evaluación, una manera útil de resumir los diversos elementos de la evaluación es considerar la asignación de riesgo general que el modelo supone. La Figura A9.1 ilustra esto. La figura se basa en el siguiente razonamiento. Para el modelo statu-quo el riesgo es implícitamente asignado de la siguiente manera:

- la mayor parte del riesgo de mercado al por mayor en los consumidores ya que el costo de los contratos de capacidad debe ser recuperada a través de tarifas que ellos pagan;
- gran parte del riesgo regulatorio de la red en las empresas, dada la forma en que se maneja el método de empresa modelo (por ejemplo a través de sus costos “stranded”); y
- parte significativa del riesgo en retail en las empresas, teniendo en cuenta la capacidad de los consumidores para moverse entre los mercados regulados y no regulados, quedándose las empresas con los contratos de compra de energía potencialmente inutilizados en el largo plazo.

Los tres modelos alternativos tienen diferentes asignaciones de riesgo implícitas. Nuestras propuestas de reforma en la regulación de redes, comunes a todos los modelos, reducirían significativamente la asignación de riesgos sobre las empresas, en consecuencia, aumentarían el riesgo que enfrentan los consumidores. Debe ser recordado que una reducción en el riesgo asignado a las empresas debería permitir una reducción en el costo de capital, ya que los consumidores toman un riesgo pero obtienen un menor precio.

Figura A9.1: Visión general de la asignación de riesgo implícita en cada modelo



En la parte de mercados mayoristas y minoristas la reasignación de riesgos es un poco más difusa. Cada uno de los modelos propuestos asigna más riesgo para el lado de las empresas, aunque el grado de cambio, especialmente en los modelos 2 y 3, puede ser bastante limitado.

A9.10. Resumen y conclusiones

En las secciones anteriores hemos diseñado tres modelos de la industria y los hemos evaluado en base a los problemas actuales del sector y en base a un criterio de evaluación pre-establecido.

El principal mensaje de este proceso de evaluación es que los tres modelos parecen ser adecuados para solucionar los problemas existentes, y son igualmente sólidos en términos del criterio pre-establecido.

Esto significa que, basado en la evaluación que llevamos a cabo, ningún modelo surge como claramente mejor que los demás. En otras palabras, el proceso de evaluación llevado a cabo muestra que, en principio, cualquiera de los modelos podría lograr una clara mejoría en el sector, y por lo tanto podría ser recomendado.

Sin embargo, nosotros preferimos ligeramente el Modelo 1. El Modelo 1 sería nuestro modelo elegido si nosotros estuviéramos tomando la decisión en el lugar de OSINERGMIN. Esta elección se basa principalmente en una razón intelectual o filosófica. Preferimos el Modelo 1 porque estamos de acuerdo con la filosofía de que una mayor competencia debería introducirse en la economía siempre que esto sea posible.

Anexo 10. Problemática del sector eléctrico (complementa Sección 2)

A10.1. Metodología para la identificación de los problemas del sector eléctrico

Esta sección complementa la problemática discutida en la Sección 2, presentando argumentos adicionales a los discutidos en dicha sección. A diferencia de la categorización de los problemas de la sección 2, en esta se ha categorizado a los problemas según las actividades del sector: generación, transmisión y distribución y se ha incluido una sección referida a problemas “transversales”; es decir, problemas que afectan a las tres actividades en su conjunto. Finalmente, en cuanto resulte pertinente, se ha indicado también si el problema en cuestión es de naturaleza estructural o coyuntural.

A cada problema identificado se le ha asignado un código (letra y número) que permite su vinculación con los problemas identificados en la sección 2 y se ha procurado responder las siguientes preguntas:

- ¿Por qué es un problema?
- ¿Cuáles son las causas que motivan o explican los problemas?
- ¿Cuáles son los síntomas o repercusiones que originan estos problemas?

A10.2. Problemas en la actividad de Generación

G1: Las fuerzas del mercado son reemplazadas administrativamente

¿Por qué es un problema?

En un mercado competitivo, la señal para el ingreso de nuevos oferentes está dada por el precio. Si en un determinado momento, el precio de mercado se incrementa en respuesta a un incremento de cantidad demanda, esta señal de precios es suficiente para incentivar el ingreso de nueva oferta al mercado. Esta premisa se cumple incluso en mercados como el eléctrico, en donde por sus características económicas y tecnológicas, la inversión en nuevas centrales de generación no ocurre de manera inmediata.

Sin embargo, en el sector eléctrico peruano, las fuerzas del mercado y en particular, el precio como señal para el ingreso de nueva oferta se encuentra distorsionado, en gran medida por la actuación del Estado, en sus distintos roles (ver Sección 2.1).

Cuando las fuerzas del mercado son reemplazadas administrativamente por el Estado, sin una intervención estructurada que establezca cuales son los costos y consecuencias de esta intervención, ni cuando el Estado debe empezar a intervenir y cuando debe dejar de hacerlo, se puede terminar en una situación en la que “el remedio es peor que la enfermedad”; es decir, se da solución a un problema específico, normalmente

de corto plazo, pero se originan nuevos problemas no contemplados o previstos inicialmente.

En el afán de remediar los “nuevos” problemas, el Estado profundiza su intervención y en muchos casos agudiza los problemas estructurales, debiendo luego efectuar enmiendas sucesivas conocidas como “parches”, que no resuelven de manera integral los problemas del sector (ver Anexo 2 para una descripción detallada de los principales cambios legislativos en el sector).

En suma, la principal consecuencia de la intervención estatal que reemplaza al mercado es que el precio deja de ser una señal para la inversión. Los inversionistas entonces buscan otro tipo de señal para desarrollar inversiones, como por ejemplo, contratos promovidos por el Estado, en los que se les garantice una demanda y/o ingreso.

¿Qué causas generaron el problema?

Se identifican las siguientes causas que habrían motivado que se reemplace el mercado como mecanismo para la atracción de inversiones en el sector eléctrico:

- Por el lado de la oferta, la falta de una mayor velocidad y ritmo de inversión por parte de las empresas establecidas. A su vez esta demora se explicaría por:
 - o Factores estructurales que caracterizan la industria eléctrica, como son los costos hundidos de inversión, que pueden convertirse en una barrera estructural al ingreso de nuevos agentes; o la indivisibilidad del activo (centrales, equipos, líneas, transformadores, etc.), que limita la posibilidad de hacer inversiones modulares adaptadas al crecimiento de la demanda.
 - o La relativamente alta concentración horizontal y vertical de la oferta privada y estatal, que puede, bajo ciertas circunstancias, otorgar poder de mercado a una o pocas empresas y permitirles el desarrollo de prácticas anticompetitivas.
 - o La actuación del propio Estado, que estableció barreras legales al ingreso de nueva oferta hidroeléctrica para beneficiar el desarrollo del gas natural. Se incluye en este ámbito a las barreras burocráticas y regulatorias que demoran, sino limitan, las posibilidades de inversión.
- Por el lado de la demanda eléctrica; las altas tasas de crecimiento del PBI, asociadas con un boom mundial de precios de los minerales, sugerían que la demanda por energía y potencia seguiría un ritmo ascendente. Con excepción del año 2009, en donde el PBI se vio afectado por la crisis financiera internacional, entre el 2007 y 2010 el PBI creció a tasas superiores al 8.5% anual y entre el 2011 y el 2013 creció a una tasa promedio anual de 6%.
- Otros factores fuera del mercado, como la presión que podrían haber ejercido grupos de interés de la industria para obtener condiciones contractuales o regulaciones beneficiosas a sus intereses (captura del Estado en sus distintos

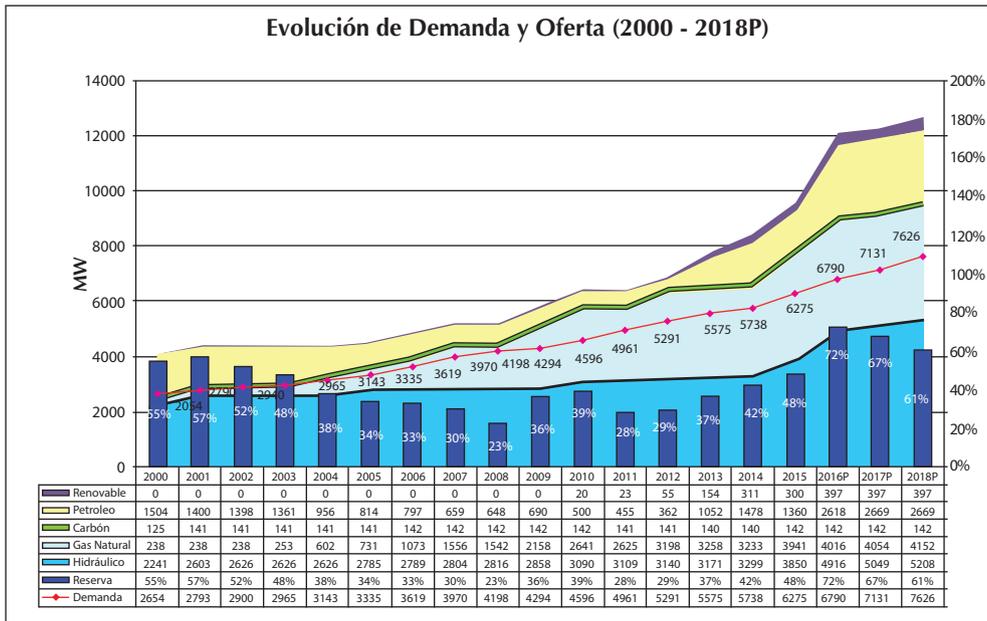
roles), pero también, la posibilidad de politización de los organismos estatales a cargo de la industria.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Síntoma 1. Sobreoferta de generación

Desde el punto de vista teórico, siempre que en un mercado la oferta supere a la demanda se puede afirmar que existe una “sobre oferta” o un “exceso de oferta”. Sin embargo, esto no es necesariamente “malo”. Por el contrario, en el caso de una industria como la eléctrica es evidente que resulta conveniente la existencia de una sobre oferta de generación, que brinde seguridad de abastecimiento. Es más, tal como se desprende de la Figura A10.1 Evolución del Margen de Reserva del SEIN, elaborada con base en información proporcionada por el OSINERGMIN, durante todo el periodo 2000-2016 existió un margen de reserva positivo en el SEIN.

Figura A10.1: Evolución del Margen de Reserva del SEIN



Fuente: OSINERGMIN

Sin perjuicio de lo anterior, la Figura A10.1 también revela que el margen de reserva se incrementó de manera importante, entre su mínimo de 23% en el 2008 hasta su máximo proyectado de 72% en el 2016. Este crecimiento del margen de reserva se originó por la incorporación de nuevos proyectos de generación, impulsados por las licitaciones de largo plazo convocadas por las empresas de distribución en el marco

de la Ley 28832 y por el ingreso de nuevas centrales impulsadas por el MEM a través de PROINVERSION.

El margen de reserva se define como el diferencial sobre la demanda que minimiza el costo de aseguramiento del sistema eléctrico frente a contingencias por salidas de centrales de generación, la falta de suministro del gas natural por rotura del gasoducto e hidrologías extremadamente secas. El costo de aseguramiento está dado por los costos de inversión necesarios para poner mayor oferta en el sistema y por el costo de la energía no suministrada ante un corte de suministro.

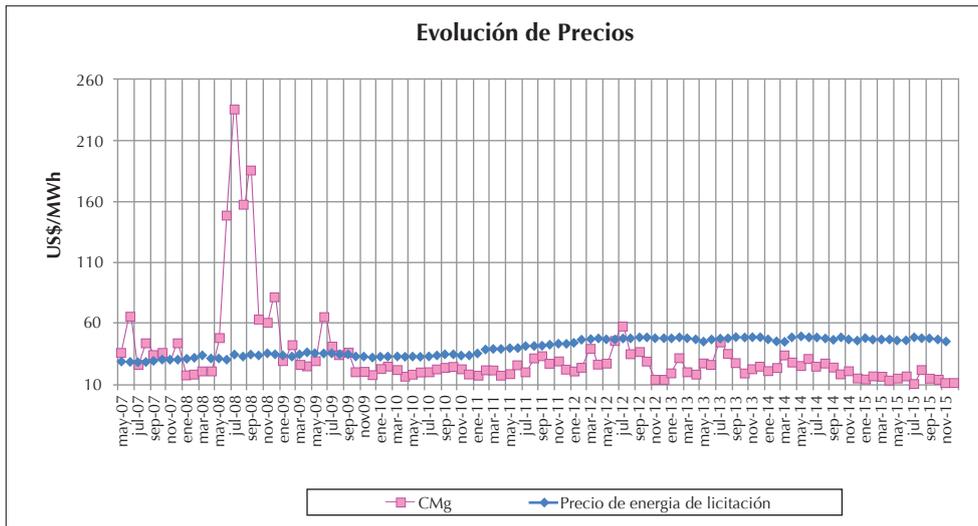
De acuerdo a los últimos cálculos del MEM, el margen de reserva debe ser de 38.9% para este nivel de seguridad. Es claro entonces que la oferta actual de generación casi duplica lo necesario para cumplir con el margen de reserva propuesto por el propio MEM. Tal como lo indicamos líneas arriba, parte de dicho exceso de oferta se debió a la acción del Estado, a través de la Ley 28832 y las licitaciones de PROINVERSION.

Si bien es cierto, la sobreoferta de generación, incluso por encima del margen de reserva sugerido por el MEM, puede ser similar o incluso hasta inferior que la existente en otros países, el punto que este informe quiere evidenciar es que exceso de oferta detectado para el caso peruano es resultado directo de la intervención del Estado en el mercado eléctrico. Puesto de otro modo y para mayor precisión, que otros países o experiencias tengan un margen de reserva mayor no afecta el argumento aquí presentado de que el crecimiento de oferta desde la Ley 28832 estuvo motivado por la intervención del Estado y no por la libre actuación de la oferta y demanda.

Síntoma 2. Precios spot deprimidos e históricamente bajos

Tal como se desprende de la Figura A10.2, Evolución de precios de Energía de Licitación vs. Precios Spot, los precios de energía resultantes de las licitaciones, se mantienen o se incrementan ligeramente, mientras que los costos marginales han ido decreciendo de manera sustantiva, llegando a niveles mínimos históricos. Se puede apreciar que el precio de la energía en las licitaciones está desvinculado del costo marginal, lo cual no se condice con la teoría económica, toda vez que los costos marginales de largo plazo son la envolvente de los costos marginales de corto plazo.

Figura A10.2: Evolución de Precios de Energía de Licitación vs Precios Spot



Fuente: OSINERGMIN

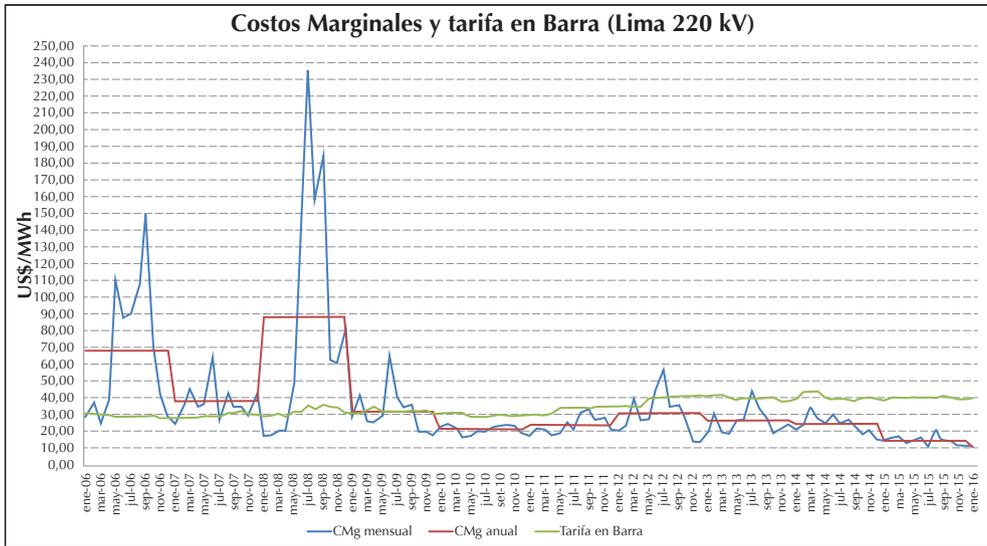
Por otro lado, la reducción de los costos marginales no parece responder, al menos en su integridad, a la vigencia de los costos marginales idealizados (entre 2009 y 2015). En efecto, a partir de un análisis de los costos marginales durante el 2009 y 2015, es posible determinar que los costos marginales mayores a 100 US\$/MWh no superan el 7.6% de las horas anuales. Por ejemplo, en el 2015 se tuvo 450 horas con costos marginales superiores a 100 US\$/MWh y 840 horas (5.1% del total de horas anuales) con costos marginales entre 5 a 15 US\$/MWh, que podrían responder más bien al efecto de la declaración de precios de gas natural.

Tal como se indicó en la Sección 2 de este informe, algunas empresas que tienen contratada toda o gran parte de su capacidad (algunas de ellas resultantes de las licitaciones convocadas por las distribuidoras y por el MEM a través de PROINVERSION) sobre todo aquellas que utilizan gas natural y tienen contratos take or pay, tienen incentivos para declarar precios muy bajos para el despacho, cuyo efecto es presionar a la baja el costo marginal del sistema.

Por otro lado, la Figura A10.3, muestra también que la evolución de los costos marginales esta dissociada de las Tarifas en Barra. Se aprecia que antes del año 2009 los costos marginales (spot) eran notoriamente mayores al precio en barra; y es a partir del año 2009, cuando se suscribieron los principales contratos de licitación, que se aprecia que los costos marginales son menores a los precios en barra. Es más, esta brecha se ha incrementado en los últimos años conforme los contratos entran en operación.

Como las Tarifas en Barra no deben diferir en 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones, y el precio de estas licitaciones, tal como se indicó anteriormente, también está disociado del costo marginal, las tarifas en barras también se encuentran disociadas del costo marginal.

Figura A10.3: Evolución de Costos Marginales de Energía vs Tarifas en Barra



Fuente: OSINERGMIN

Finalmente, cabe destacar que, tal como se desprende de la Figura A10.4, la potencia contratada total por las licitaciones para usuarios regulados en el periodo 2016 a julio del 2031, recién terminarán su vigencia a partir del año 2022, por lo que los precios de las licitaciones seguirán marcando la ruta de los precios de los usuarios regulados, y seguirán disociados del costo marginal, por lo menos hasta el año 2022, fecha en donde empiezan a concluir dichos contratos de suministro.

Figura A10.4: Evolución de Costos Marginales de Energía vs Tarifas en Barra



Fuente: OSINERGMIN

Síntoma 3. Sobrecargos en el precio del suministro, especialmente el asociado al cargo unitario por prima de generación RER⁹ y el cargo por compensación CASE¹⁰.

El Estado ha introducido dos fuentes de sobrecargos en los precios del suministro eléctrico, diseñados en particular para los siguientes objetivos:

- Diversificar las fuentes de energía para producir electricidad. Mediante el DL 1002 del 2008, se obligó al SEIN a incorporar el 5% de la producción de energía eléctrica mediante recursos de energía renovable.
- Incrementar la seguridad energética de hidrocarburos líquidos y de electricidad. Mediante la Ley LASE de 2014 el Estado busca incrementar la seguridad energética, incentivando la inversión en ductos que refuercen los ductos de líquidos y gas natural de Camisea, lleven el gas natural al sur (Gasoducto Sur Peruano) y desarrollen un polo energético en el sur del país (Nodo Energético del Sur).

La Tabla A10.1 muestra que la suma de todos los cargos especiales representa el 62% del total pagado por concepto de peaje de conexión y transmisión. Asimismo los

9 RER: Recursos Energéticos Renovables

10 CASE: Cargo por Aseguramiento del Servicio Eléctrico.

peajes de transmisión eléctrica (Peaje de SPT y SGT) representan sólo el 38%. Es así que los cargos más altos son los siguientes:

- Cargo Unitario de Prima por Generación **RER**, que representa el **22%** del peaje por conexión y transmisión
- Cargo Unitario por compensación de seguridad de suministro (**reserva fría**), representa **12,4%** del peaje por conexión y transmisión
- Cargo Unitario por compensación de **Costo Variable Adicional** que representa casi el **11%** del peaje por conexión y transmisión
- Cargo **CASE** que representa casi el **15%** del peaje por conexión y transmisión

El peaje por conexión y transmisión que incluye los peajes por transmisión eléctrica, así como los diversos cargos especiales asignados, son luego trasladados a los consumidores finales como un pass-through.

Tabla A10.1: Cargos Especiales en el Peaje por Conexión y Transmisión

Peajes por Conexión y Transmisión		S/.kW-mes	(%)
Peaje de SPT		5,526	18
Peaje de SGT		6,235	20
Cargo Unitario de Prima por Generación RER		6,817	62
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	No RF	0,178	
	RF Talara	0,823	
	RF de Ilo	1,857	
	RF de Puerto Eten	0,931	
Cargo Unitario por Compensación de Generación Adicional		0,002	
Cargo Unitario por Compensación de Costo Variable		3,275	
Cargo Unitario por Compensación de Retiros sin Contratos		0,000	
Cargo Unitario por Compensación de FISE		0,590	
Cargo Unitario por Compensación de CASE		4,386	
Cargo Unitario por Compensación de CCSE		0,025	
Total		30,443	100

Fuente: OSINERGMIN

Cabe indicar que el Cargo Unitario de Prima por Generación RER, tiene relación inversa con el precio spot (Costo Marginal). De continuar la tendencia a la baja del precio spot, este cargo se incrementará, aunque en parte contrarresta esta situación que los precios obtenidos en la última subasta de RER hayan sido competitivos.

De mantenerse la tendencia de que los precios de la energía obtenidos en la subasta RER sean competitivos respecto a los precios de energía de las tecnologías convencionales,

sería recomendable analizar la posibilidad de que esas tecnologías RER compitan en igualdad de condiciones con otras tecnologías, sin la necesidad de los cargos especiales. Sin embargo, para aquellas tecnologías RER que no son competitivas con las tecnologías convencionales se mantendría el esquema de subastas especiales.

Es importante considerar que las centrales eléctricas con RER ya están participando en licitaciones de suministro de energía para empresas de distribución eléctrica en Chile. En la licitación Suministro 2015/02 se fomentó la participación de la RER a través de la compra de bloques de energía en horas del día. Por ejemplo, se solicitó un Bloque de Suministro N°4-B entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2036 durante el horario de las 08:00 horas hasta las 17:59 horas, con una energía anual de 550 GWh. En dicho proceso de licitación se presentaron diversas empresas con RER que obtuvieron la buena pro para la venta de energía en el bloque 4-B.

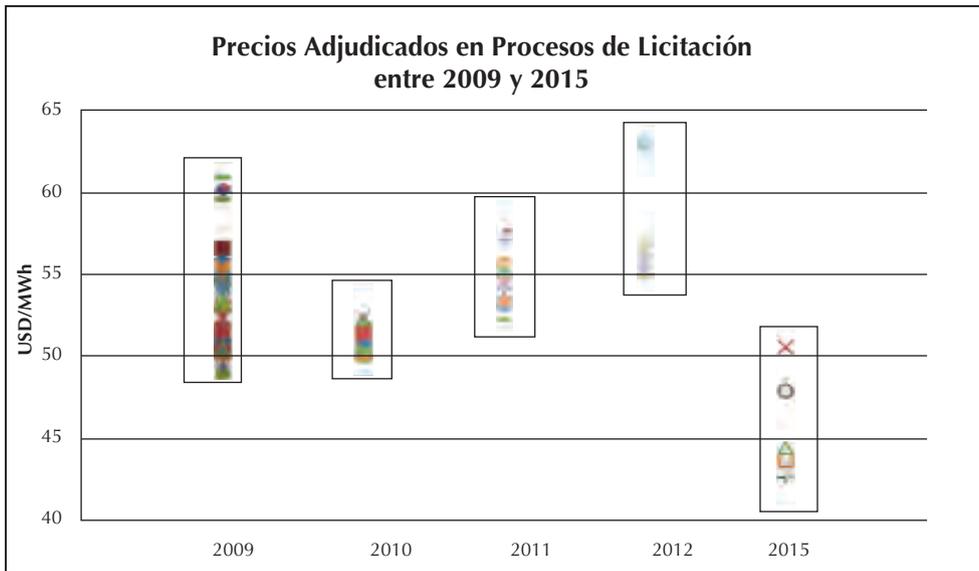
Síntoma 4. Precios de licitación que se incrementan por las fórmulas de actualización. El Precio de licitación del 2009, que era de 60 US\$/MWh actualizado a Agosto de 2016 es de 70US\$/MWh

Dentro del proceso de licitaciones de suministro se contempla que los generadores oferten su precio de energía, así como los parámetros a ser utilizados en la fórmula de actualización de los citados precios. Para el otorgamiento de la buena pro de las licitaciones, sólo se comparaba los precios ofertados de energía, sin considerar la evolución de los mismos como consecuencia de la aplicación de los factores de actualización.

El esquema de licitación otorgaba un incentivo para ofertar un precio de energía bajo para ganar la licitación, el que podía escalar rápidamente mediante factores de actualización que no eran materia de calificación. Entonces una oferta de generación no necesariamente tenía los factores de actualización vinculados a la tecnología que se utilizaría para la generación de electricidad.

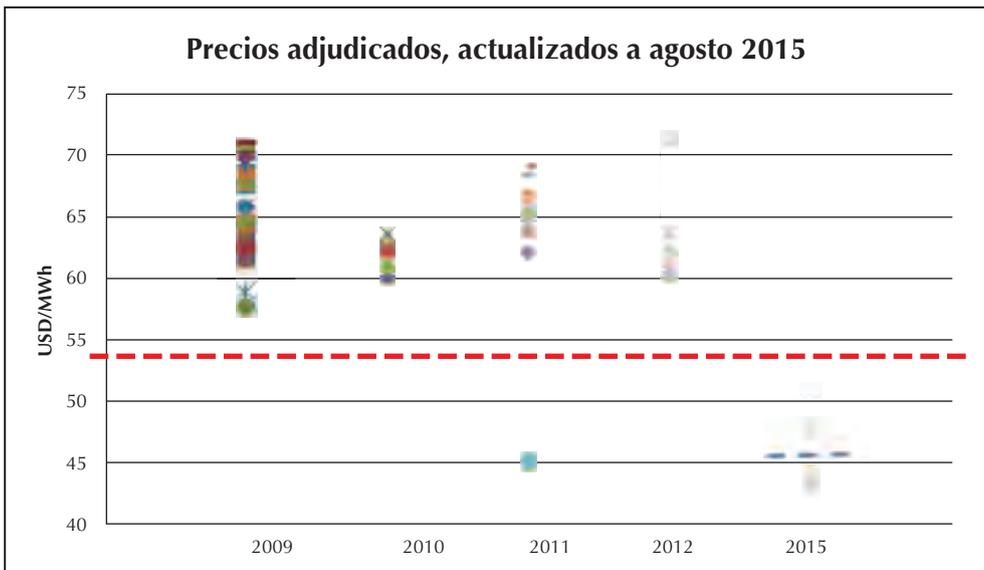
En la Figura A10.5 se observa que en el año 2009, los precios ofertados se encontraban en el rango ligeramente menores a 50 US\$/MWh y ligeramente mayores a 60 US\$/MWh. Estos mismos precios actualizados de acuerdo a sus respectivas fórmulas de actualización, al 2015, se encuentran en el rango ligeramente menores a 60 US\$/MWh y ligeramente mayores a 70 US\$/MWh, es decir presentan un incremento de aproximadamente 20%.

Figura A10.5: Precios Adjudicados en Procesos de Licitación 2009 - 2015



Fuente : OSINERGMIN

Figura A10.6: Precios Adjudicados actualizados en agosto 2015



Fuente : OSINERGMIN

G2: Problema de suficiencia y adecuación de la generación que no se resuelve por mecanismos de mercado

¿Por qué es un problema?

Dado que el mercado no habría generado los suficientes incentivos para resolver el problema de suficiencia de generación y su adecuación, el Estado administrativamente intervino para resolver este problema. La suficiencia de generación implica contar una potencia que garantice una reserva que brinde confiabilidad en el SEIN. Mientras que la adecuación de la generación implica que la generación que se instale siga los lineamientos de la política energética nacional.

¿Qué causas generaron el problema?

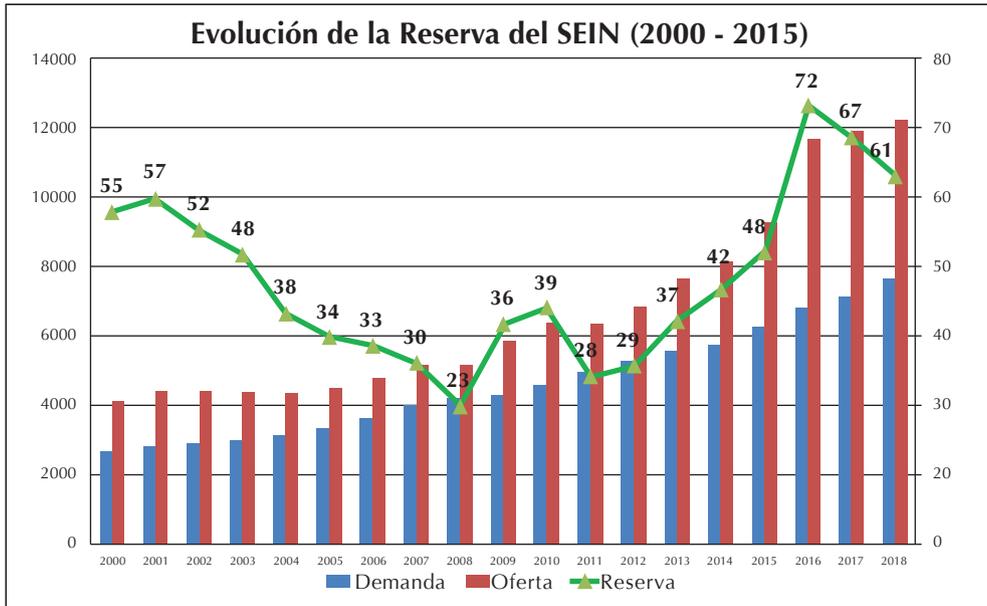
La comercialización de potencia firme y energía firme es uno de los supuestos de la LCE y la Ley N°28832, sin embargo, en los contratos de suministro, las cláusulas contractuales hacen referencia a una cantidad específica de potencia a contratar y la energía está asociada a la potencia contratada. Sin embargo, los contratos no hacen referencia a una cantidad específica de energía contratada.

Asimismo, se esperaba que el mercado libre y regulado promovieran la inversión en nueva capacidad de generación mediante los contratos de suministro y que con la potencia y energía firme se obtuviera un margen de reserva suficiente que garantice la confiabilidad para la demanda que cuente con contratos de suministro. Sin embargo, la falta de hacer explícita en las normas que en los contratos de suministro se comercialice potencia y energía firme y la falta de control por parte del COES para verificar que un generador no contrate más potencia y energía firme que la que dispone, han impedido que el sistema de contratación genere un margen de reserva adecuado.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Según se desprende de la Figura A10.7. la evolución de la reserva (diferencia entre oferta y demanda) en el SEIN presenta desbalances muy marcados. Se aprecia que el sistema no produce una reserva que sea resultado del mercado de contratación de potencia y energía firme con cierta confiabilidad en el SEIN. Por ejemplo, la oferta excedió la demanda en un 48% para el 2015 y se espera que este desbalance alcance el 72% para el 2016, 67% en el 2017 y 61% en el 2018.

Figura A10.7: Desbalance Oferta – Demanda del SEIN



Fuente: OSINERGMIN

En lo que sigue presentamos una discusión sobre las observaciones planteadas y las experiencias internacionales sobre el margen de reserva.

La explicación del margen de reserva de 72% para el 2016 de la Figura A.10.7 es la siguiente: El incremento de potencia del año 2016 en relación al 2015 es de 2498 MW explicado por la entrada en operación de las centrales C.T. Puerto Bravo Nodo Energético por 600 MW, C.H. Cerro El Águila con 525 MW, C.H. Chaglla con 456 MW, y C.T. Ilo 4 Nodo Energético del Sur con 600 MW. Es información que en su oportunidad se tenía en y que sirvió para construir la Figura A.10.7.

Con información de la Unidad de Supervisión de Post Privatización USPP – Mayo 2016, la C.H. Chaglla de 456 MW debió entrar en operación el 31 de julio de 2016. La C.H. Cerro El Águila de 525 MW debió entrar en operación el 30 de junio de 2016. La C.T. Puerto Bravo de 720 MW debió entrar en junio de 2016 y la C.T. Ilo 4 de 710 MW debe entrar en marzo de 2017. La discrepancia entre la información para el estimado del margen de reserva y de la supervisión esta en la fecha de entrada en operación de la C.T, Ilo 4.

De acuerdo con la información del COES del Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, periodo 2016-2019 (COES, marzo 2016),

para el 2016 se tiene un margen de reserva de generación del 52.3%. Para el periodo 2017 al 2019, el margen de reserva sería de 51.9%, 45.2% y 39.4%, respectivamente.

Sobre la salida del gasoducto en el Perú, en el estudio del COES indicado, se estima que para el 2016 la indisponibilidad sería de 2857 MW ante la salida del gasoducto en el Perú. Asimismo el informe del COES indica que para el periodo de avenida 2016 podría haber un racionamiento de 510 MW y en el estiaje, un racionamiento de 283 MW. En el primero de los casos no se produjo racionamiento. Para el 2017, el COES no estima racionamiento y para el 2018 y 2019 se estiman racionamientos de 354 MW y 717 MW. Si la falla del ducto es en el periodo de avenida, el racionamiento podría ser nulo.

Por otro lado, de acuerdo con la información de Supervisión del Mercado de Electricidad de la División de Supervisión de Electricidad del para el 2015, el margen de reserva era de 51.9% y los estimados para el periodo 2016 al 2018, fueron de 73.2%, 77.5%, y 69.4%, respectivamente.

Debemos precisar que los márgenes anteriormente presentados en la discusión dependen de los supuestos que dichos informes tengan sobre el crecimiento de la demanda y oferta. Por tanto, si bien no son comparables, ambos cálculos sugieren un margen amplio de oferta por sobre las necesidades de demanda, para diversos escenarios de contingencias.

Con relación a la evidencia internacional sobre margen de reserva, en el caso Colombiano, de acuerdo con el Plan de Generación y Transmisión 2015 – 2029 de la UPME de dicho país, el margen de reserva de potencia era de 40% en enero de 2015. Para mayo de 2018 se espera que el margen de reserva de potencia sea menor a 35%. Para diciembre de 2029, el margen se espera alcance el 25%. Sobre el margen de reserva Colombiano se debe precisar lo siguiente:

- Se dieron dos hechos relevantes para la situación de riesgo: (i) el Fenómeno de El Niño y la salida de dos plantas térmicas (Diario El País, 6 de marzo de 2016).
- El fenómeno de El Niño impacta fuertemente en la generación eléctrica de Colombia porque la contribución de las CC.HH. es del 70%. En los meses de febrero y marzo de 2016, los embalses se encontraban en la mitad de sus registros históricos (El Tiempo, 2 de marzo de 2016).
- Problemas con la C.H. Guatapé de 560 MW. En febrero de 2016 se incendiaron dos turbinas que aportaban 140 MW y la central tuvo que volver a operar gradualmente, para la última semana de abril entró a operar con el 25% de su capacidad. Debemos precisar que la C.H. Guatapé produce el 7% de la energía de Colombia, pero dado que se encuentra en una cascada de generación, el problema hace que en total se pierda un 15% de la energía para Colombia (Reporteros asociados, 05 de marzo de 2016).

- En el caso de Termoflores, se perdieron 230 MW de una capacidad de 610 MW que tiene la segunda central térmica más importante de Colombia (El Heraldo, 1 de marzo de 2016).
- En el caso de Termoguajira, se interumpieron 1.4 GWh de energía por día, esta cifra equivale al 33% de la energía que se importó desde Ecuador en la quincena de marzo de 2016 que equivale a 4.18 GWh de energía por día.

Como se puede apreciar aún en las peores adversidades que se juntaron y pusieron en estrés el sistema eléctrico colombiano, este pasó la prueba con un margen de reserva de solo 40% (información a Enero de 2015).

Debemos también resaltar la cooperación desde el lado de la demanda para esta situación, con el programa “Apagar Paga”, que tuvo como meta ahorrar hasta 400 GWh. En seis semanas este programa generó un ahorro de 553 GWh. Se requería de un ahorro de 5% y se obtuvo un ahorro de 6.62% (HSBNoticias, 2 de abril de 2016). Lo anterior indica que, ante situaciones extremas como las que enfrentó Colombia, también la demanda puede cumplir un rol importante para evitar el racionamiento, sin que ello requiere de grandes márgenes de reserva en el sistema.

En el caso de España, en el 2015 la demanda peninsular fue de 40726 MW y una capacidad instalada de 101027 MW. En este caso, por un lado tenemos que en términos de potencia instalada las centrales hidroeléctricas y ciclos combinados con gas natural representan el 20.1% y 24.7%, respectivamente. En términos de energía la participación es de 12.4% y 10.2%, para las centrales hidroeléctricas y ciclos combinados. Así, se observa la existencia de un importante grado de diversificación en el caso Español que implica sobre-equipamiento, para evitar la dependencia de fuentes primarias de energía, toda vez que España es básicamente un país importador de energía.

Si bien el margen de reserva en España es de 148%, esto responde a la dependencia de España de fuentes de energía primaria que debe importar. Su estrategia de respuesta a esta coyuntura ha sido la de diversificar sus fuentes de aprovisionamiento y por tanto, impulsar un equipamiento diversificado para generar electricidad.

Finalmente, en el caso de Chile se presenta una situación de dependencia marcada en las condiciones hidrológicas. En el primer semestre del 2015, para el Sistema Interconectado Central, la participación de la generación térmica fue de 60% y en el segundo semestre, de 35%. En consecuencia Chile requiere de un equipamiento termoeléctrico para afrontar este tipo de situaciones hidrológicas.

El SIC tiene una capacidad instalada de 15911.1 MW con una participación de 51.4% y 40.7% en centrales termoeléctricas e hidroeléctricas. Sin embargo, en términos de energía la participación es de 46.9% y 44.9%, respectivamente. En términos de potencia, en CCHH se tiene una capacidad instalada de 6471 MW y en CCTT 7752 MW

con una demanda total de 7577 MW. Debemos precisar que la oferta termoeléctrica de Chile esta diversificada en centrales a gas natural licuefactado, carbón y diesel importados. Nuevamente, al igual que en el caso de España, observamos que existe una dependencia de fuentes de energía primaria importadas que hacen necesario mantener un sobre equipamiento para limitar la dependencia. A esto se añade las condiciones hidrológicas marcadas, que impactan en la generación hidroeléctrica.

Finalmente, tal como se indicó cuando se describió el Problema G1. Las fuerzas del mercado son reemplazadas administrativamente, el Margen de Reserva que estima el MEM incluye conceptos probabilísticos aceptados en la industria eléctrica y considera riesgos por indisponibilidad de pérdida de gasoducto, condiciones hidrológicas severas y la salida de la central de generación más grande del SEIN. Dicho cálculo estima para el 2016 un margen de reserva de 39.9%.

G3: Declaración del Precio del Gas Natural

¿Por qué es un problema?

El procedimiento 31-C del COES, permite que las centrales térmicas a gas natural, declaren sus precios, mientras que las otras generadoras tienen costos auditados por la fuente de energía primaria que utilizan. En base a esta información, el COES programa e indica que centrales deben despachar electricidad, es decir establece el orden de mérito del despacho.

Las centrales térmicas con base en gas natural, que tienen contratos tipo take-or-pay con el productor de gas y contratos a firme con el transportista de gas, “transforman” lo que debería ser un costo variable de producción de energía eléctrica (el costo del gas natural) en un costo fijo y hundido de producción. Siendo que este tipo de centrales deben pagar por el gas y el transporte, usen o no usen el gas y transporte contratado, tienen un alto incentivo a declarar precios iguales o cercanos a cero, con el fin de asegurarse ser despachadas.

Este incentivo a la sub-declaración de precios de generación para el despacho se acentúa si la central en cuestión tiene ingresos asegurados en contratos de largo plazo (algunos resultantes de las licitaciones de la LGE y otros resultantes de las licitaciones convocadas por Proinversión).

El efecto de la sub-declaración de precios de generación para el despacho tiene como consecuencia acentuar la presión a la baja en el precio spot. Además, tiene efectos sobre la eficiencia económica del sistema de despacho, puesto que la sub-declaración implica que otras centrales, que no tienen la posibilidad de declarar precios, sean desplazadas del despacho. Esa ineficiencia se agrava si la central térmica que declara cero es a ciclo simple con gas natural (que es menos eficiente que una central térmica de ciclo combinado y que no ha declarado cero).

La opción de declarar un costo de gas natural por debajo de su costo marginal, conjuntamente con la posibilidad de maximizar posiciones por tener bajos precios spot de energía, constituye un problema debido a que distorsiona el mercado spot, dado que sólo algunos generadores tienen esta opción, constituyéndose así en una discriminación para las otras tecnologías de generación.

Por otro lado, los bajos precios SPOT que se obtienen por la declaración del costo de gas natural como cero, hacen que se incremente el cargo RER, toda vez que éstos han sido diseñados para cubrir la brecha entre el precio spot y el precio establecido en el contrato RER.

¿Cuáles son las causas del problema?

Una coyuntura sobre no poder establecer un “precio de gas natural de mercado” para el caso de la Central Térmica Aguaytía originó que esta central pudiera declarar un precio para fines de despacho en el COES. Este criterio de declaración de precios de gas natural se extendió para el resto de las centrales térmicas con gas natural de Camisea, aún cuando, la determinación del precio del gas natural para efectos del despacho, incluso en casos de contratos 100% take of pay, podría haberse estudiado o determinado bajo la misma lógica económica que los Precios de Transferencia, que se deben determinar para transacciones entre empresas del mismo grupo económico.

El estudio de Putnam, Hayes & Barlett, Inc (en adelante PHB) para la Comisión de Tarifas Eléctricas “Pricing Natural Gas for Power Generation in Peru” de 1998, tenía por objetivo recomendar cómo el precio de mercado del gas natural en Perú debía ser determinado para ser utilizado en la generación eléctrica. En el estudio se hace un recuento de que en la fijación tarifaria de mayo 1998, la Comisión de Tarifas de Energía (CTE) estableció un precio para el gas de Camisea y para la planta de Talara del orden de 1.61 US\$/MMBTU y que había aceptado un precio de 1.10 US\$/MMBTU para la planta de Aguaytía.

Enfatizaba, que desde esa regulación la planta de Talara había declarado un costo marginal de producción igual a cero y que era evidente que el proyecto Aguaytía, que utilizaba gas natural asociado, tenía un costo de gas cercano a cero. Asimismo, afirmaba que el proyecto, al tener una estructura de costo similar al de Aguaytía podría tener el mismo costo marginal de corto plazo del gas natural, es decir, igual a cero.

Entonces, surgía una preocupación por el costo marginal de la energía eléctrica basado en un costo marginal del gas natural igual a cero. La recomendación final del reporte es que el mejor estimado del costo marginal de corto plazo del gas natural o el valor de mercado del gas no es a través de observar los precios de contratos o algún valor que se pueda estimar, sino que es el precio de despacho declarado por el generador para el propósito del despacho diario.

Por tanto, la CTE debía observar esas declaraciones de precios. El informe de la consultora concluía que el mejor estimado del valor de mercado del gas natural es proporcionado por la conducta del generador en su declaración. Si un generador declara un precio de despacho igual a cero es porque desea ser despachado continuamente. Si un generador declara un precio alto para el despacho, podría ser que se encuentre enfrentando limitaciones de suministro de gas natural o que está ejerciendo un poder de mercado, en ese escenario recomendaba establecer un precio tope.

Debemos precisar que ese estudio partía de un escenario con cuencas de gas natural “infinitas” para el gas de Camisea, que los proyectos de Aguaytia y Talara utilizaban el gas natural como un subproducto y por tanto sus costos marginales con oferta infinita conducía a un costo marginal de corto plazo igual a cero. Asimismo, el informe no discute sobre los efectos de la distorsión en el despacho por el desplazamiento de otras tecnologías más eficientes como las centrales hidroeléctricas o que en algún momento podría una central de ciclo abierto desplazar a una central de ciclo combinado. El estudio se dió en el contexto del mercado de gas y electricidad del año 1998.

A continuación presentamos una discusión de las observaciones planteadas y que ayudan a esclarecer el contexto del estudio PHB y la situación actual en el mercado del gas natural.

El estudio de PHB, se desarrolló alrededor del año 1998, en fecha previa a la suscripción de los contratos del Proyecto Camisea que se realizó en el año 2000, y de la puesta en operación comercial, que se llevó a cabo en agosto del año 2004, es decir 6 años después.

Por otro lado, los supuestos del citado estudio se basaban en asumir una producción infinita del yacimiento de Camisea, así como consideraba la producción de gas natural de Aguaytía y de Talara, en ambos casos la producción es de gas asociado, vale decir que la producción principal no es el gas natural en sí, lo es el petróleo o los líquidos de gas natural que son productos de mayor valor de realización. Por otro lado, tanto en el caso de Aguaytía, la producción de gas natural, básicamente estaba orientada a otra empresa de la misma corporación, y en Talara, la central Térmica de Malacas también pertenecía al mismo grupo que la Refinería Talara. Adicionalmente, en el país, no existía una cultura del gas natural, vale decir que al inicio no había una demanda de gas natural que cubriera la capacidad del ducto de Camisea.

Las centrales térmicas de gas natural eran de ciclo simple, la generación eléctrica en el país era básicamente hidroeléctrica, con un costo variable de “combustible” cercano a cero (el agua es renovable) y con poco interés en consumir gas natural. La única generadora eléctrica que suscribió un contrato por servicio firme de transporte fue la estatal Electroperú, prácticamente obligada para hacer viable la denominada Garantía por Red Principal, establecida en la Ley de Promoción de la Industria del Gas Natural y su Reglamento.

Internacionalmente, la construcción de un ducto de transporte de gas natural, que es una gran inversión y un costo hundido, se sustenta en el aseguramiento de una oferta y una demanda a ser atendida, es decir, se basa en contratos o compromisos de uso del ducto de transporte, previos a la construcción y entrada en operación del sistema de transporte, este tipo de contratos o compromisos, aseguran un ingreso mínimo que permite al transportista cubrir sus costos.

En otros países, existen entes planificadores que, ante una demanda y oferta de gas natural, definen y planifican la construcción de los ductos de transporte que desde antes de la construcción ya tienen interesados en hacer uso del servicio. Este es el caso de mercados maduros. En otros países en cambio se opta por realizar el equivalente a Ofertas Públicas.

Volviendo al Perú, en el año 1998, el Proyecto Camisea incluía la construcción de un ducto de transporte con una capacidad mínima (proyectada), la demanda al inicio sería mucho menor que la capacidad disponible.

Los generadores eléctricos (a excepción de Electroperú) sólo suscribieron contratos interrumpibles de gas natural, porque consideraban que el ducto de transporte tenía un exceso de capacidad disponible (no era un servicio escaso); sin embargo, cuando se incrementó la demanda de gas natural, y en las Ofertas Públicas se comprometían capacidades a firme, el ducto de transporte quedaba con poca capacidad disponible para atender al sector eléctrico. El transportista requería para realizar la ampliación, contar con contratos a firme, por lo que recién entonces, los generadores eléctricos suscribieron dicho tipo de contratos (a firme).

El escenario hoy en día, más de 16 años después, ha cambiado, el transporte de gas natural se ha constituido en un “servicio escaso”, existen limitaciones en cuanto a la capacidad de transporte. Adicionalmente, existen centrales de ciclo combinado que hacen un uso más eficiente del gas natural, además de las centrales de ciclo simple. En cuanto a los contratos todas las generadoras eléctricas tienen contratos de servicio de transporte a firme e interrumpible.

A continuación presentamos una descripción de los contratos de suministro, transporte y distribución de gas natural para las centrales termoeléctricas que solicitaron en la segunda ronda de observaciones y que complementa el análisis anteriormente presentado:

Contratos de Suministros del Gas Natural

Las CC.TT. que utilizan gas natural tienen contratos “Take or Pay” (TOP) del 100% con cláusulas de compensación (Carry Forward y Make Up), la excepción es la C.T. Fénix Power Perú con un TOP de 90%. Los Compromisos Máximos Firmes más grandes corresponden a la empresa Edegel, Engie Energia, Kallpa y Fenix Power por 137.76

MMPCD, 139.49 MMPCD, 150.09 MMPCD y 84.10 MMPCD, respectivamente. Estos contratos culminan en el 2019, 2021, y 2022, respectivamente.

Si se quisiera modificar la norma sobre la declaración del precio del gas natural, los nuevos contratos que deberían firmarse podrían considerar esta nueva situación.

Contrato de Transporte del Gas Natural

La Capacidad de Reserva Diaria (CRD) de las principales empresas generadoras es como sigue:

- Edegel tiene una CRD de 113.3 MMPCD y 35 MMPCD interrumpibles
- Engie Energía tiene una CRD de 139.2 MMPCD y 17.9 MMPCD interrumpibles
- Kallpa tiene una CRD de 171.4 MMPCD y 18.7 MMPCD
- Fenix Power tiene una CRD de 84 MMPCD

Observamos que los Compromisos Máximos Firme de los contratos de suministro de gas natural no difieren sustancialmente de la Capacidad de Reserva Diaria.

Esta información permite entender que hay un “costo fijo” que deben enfrentar los generadores eléctricos. Entonces, todas las empresas tendrían el incentivo a declarar un precio de gas natural cero para despachar y utilizar el gas natural, así como utilizar el servicio del transporte asociado. Sin embargo, no todas las empresas declaran un precio del gas natural igual a cero. Con una mayor frecuencia Kallpa y Engie Energía declaran un precio de gas natural de cero para el despacho, mientras que Edegel nunca declara un precio de gas natural igual a cero para el despacho en el COES. Este hecho podría reflejar que Edegel tiene una diversificación de sus fuentes de energía y no está tan expuesta en caso de tener que realizar una compra en el Spot. Mientras que Kallpa y Engie Energía están más expuestas por no tener una diversificación en su oferta de generación. Ese puede ser un incentivo que los lleve persistentemente a una sub declaración del costo del gas natural para el despacho.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Del análisis realizado, se aprecia que los precios de gas natural declarados se encuentran por debajo de los precios efectivamente pagados en base a los contratos y comprobantes de pago. La Tabla A10.2 muestra la evolución de los precios declarados y los precios efectivamente pagados de diciembre 2010 a julio 2015.

La Tabla A10.3, muestra la comparación entre los precios declarados de gas natural de acuerdo al Procedimiento 31-C del COES versus los precios efectivamente pagados en base a contratos y comprobantes de pago a junio del 2016. Como se puede apreciar, todas las centrales térmicas a gas natural sin excepción, han declarado precios menores a los efectivamente pagados, en promedio las empresas declararon el 26,14% del precio efectivamente pagado.

Tabla A10.2: Evolución de Precios de Gas Natural para las CC.TT. con gas natural de Camisea, 2010 - 2015 (US\$/GJ)

Declaración de precios y precios efectivamente pagados de Gas Natural de Camisea por CC.TT. (US\$/GJ)

Declaración actualizada	dic. 10	jul. 11	jul. 12	jul. 13	jul. 14	jul. 15
Ventanilla	1,3765	1,5000	1,5005	1,5825	1,5903	1,6865
Santa Rosa	1,4436	1,5000	2,7777	2,9022	3,1638	3,3783
Santa Rosa 2	1,4479	1,5000	2,6579	1,6658	1,6740	1,7821
Chilca 1	1,2770	0,0000	0,0000	0,0000	0,2000	0,1649
Kallpa	0,7164	0,0000	1,5795	1,6100	1,6658	0,0000
Las Flores	2,5567	0,0000	0,0000	0,0000	3,1507	1,7755
Oquendo	2,5651	2,5863	3,2000	3,3000	0,0000	0,0000
Independencia	2,3131	0,5000	0,9000	0,3000	0,0000	0,7000
Pisco	1,5020	0,4000	0,3000	0,0000	0,0000	0,0000
Fénix			0,0000	0,1547	0,9027	1,0270
Olleros				2,9654	3,1000	0,0029

Declaración actualizada	dic. 10	jul. 11	jul. 12	jul. 13	jul. 14	jul. 15
Ventanilla	2,3885	2,4686	2,5705	2,6918	3,1288	3,211
Santa Rosa	2,5804	2,6695	2,7789	2,9024	3,2711	3,3103
Santa Rosa 2	2,4650	2,5530	2,6590	2,7734	3,2093	3,3103
Chilca 1	2,3210	2,4024	2,5040	2,6198	3,2443	3,3605
Kallpa	2,3205	2,4019	2,5034	2,6200	3,2417	3,2560
Las Flores	2,4838	2,5688	2,6835	2,8038	S/D*	3,3032
Oquendo	3,5181	3,5504	2,9518	3,0778	3,2403	3,3221
Independencia	2,3779	2,4621	2,5684	2,6877	2,8700	3,0020
Pisco	2,2768	2,4167	2,5190	2,6356	2,8196	3,0256
Fénix			2,5372	2,6548	3,3801	3,5796
Olleros				2,7744	3,3707	3,5289

Fuente: COES

Tabla A10.3: Precios de Gas Natural para las CC.TT. con gas natural de Camisea – junio 2016 (US\$/GJ)

Descripción	Precio actualizado de acuerdo al Procedimiento 31-C	Precios efectivamente pagados (Contratos y comprobantes de pago)	Precio utilizado
Unidad	US\$/GJ	US\$/GJ	US\$/GJ
Ventanilla	1,6865	3,0496	1,6865
Santa Rosa	1,6750	3,1296	1,6750
Santa Rosa 2	1,7821	3,1296	1,7821
Chilca 1	0,1649	3,0837	0,1649
Kallpa	0,0000	3,0780	0,0000
Las Flores	1,7755	3,1230	1,7755
Oquendo	0,0000	3,1389	0,0000
Independencia	0,7000	2,8075(*)	0,7000
Pisco	0,0000	2,703(*)	0,0000
Fénix	1,0270	3,2619	1,0270
Olleros	0,0029	3,2265	0,0029

(*) Solo incluye costos por suministro y transporte

Fuente : COES

A10.3. Problemas en la actividad de Transmisión

A continuación, presentamos los problemas identificados en la transmisión eléctrica que designaremos en orden correlativo con la letra T.

T1: Falta de unificación del Planeamiento del Sistema de Transmisión a nivel nacional

¿Por qué es un problema?

La falta de unificación del proceso de planeamiento del sistema de transmisión eléctrica a nivel nacional, hace que se tengan problemas de capacidad de transmisión en las redes de sub-transmisión, por lo cual, en algunas áreas, no se está aprovechando la capacidad de transmisión que se tiene en la red troncal y como consecuencia se presentan congestiones a nivel local.

¿Cuáles son las causas del problema?

Del análisis del sector se identifica que las principales causas son las que se detallan a continuación:

A nivel institucional, no se aprecia la existencia de una armonización en los criterios para la planificación que realiza el COES¹¹ con el PT (PT) y el Plan de Inversiones (PI) a cargo de las empresas concesionarias con responsabilidad en los SCT¹² y SST¹³. Mientras que el PT se basa en criterios probabilísticos, el Plan de Inversiones lo hace sobre un análisis determinístico. Los problemas se presentan en la zona de frontera hasta donde llega el PT y donde empieza el PI, si los criterios de planificación fueran los mismos, podría existir continuidad en el tratamiento de los problemas de capacidad de transmisión.

La falta de continuidad en el proceso de planeamiento de la transmisión, se profundiza cuando las empresas a cargo de la transmisión en la zona de frontera no realizan las inversiones que se desprenden del PI. Es decir, estamos frente a otro problema institucional.

Las empresas del Estado a cargo de los SCT y SST enfrentan restricciones presupuestales por parte del FONAFE para ejecutar el Plan de Inversiones, toda vez que las empresas estatales requieren de una aprobación presupuestal y los incentivos que tiene el FONAFE están asociados al mantenimiento de la infraestructura con un menor énfasis en la ampliación del sistema de transmisión a través de inversiones en nuevas instalaciones de transmisión.

Por otro lado, al existir sobre una misma área geográfica más de una empresa que realiza la actividad de transmisión, cada una de ellas tiene planes de expansión que no necesariamente coinciden, porque pueden tener intereses disímiles. Por otro lado, el marco regulatorio del Plan de Inversiones exige que las empresas realicen una planificación coordinada, situación que no se observa en los procesos regulatorios, donde cada empresa presenta de manera individual su propuesta de inversión, lo cual no necesariamente resuelve el problema de congestión en forma eficiente (soluciones de mínimo costo).

En adición al proceso regulatorio, algunos contratos de concesión de transmisión permiten que las ampliaciones de la capacidad de transmisión puedan realizarse en forma paralela al PI. En estos casos, las necesidades de inversiones y el reconocimiento de sus costos no pasan por el escrutinio de la regulación de transmisión. Este incentivo, hace que algunas empresas transmisoras se exoneran de participar en el PI y prefieren realizar inversiones con Adendas a sus contratos.

Mientras que el SGT y SPT forman parte del sistema de transmisión en muy alta tensión, mayores a 220 kV. La expansión del SGT se puede anticipar mediante la identificación

11 COES: Comité de Operación Económica del Sistema

12 SCT: Sistema Complementario de Transmisión

13 SST: Sistema Secundario de Transmisión

de proyectos de transmisión que son resultado del estudio del PT. Las instalaciones del SPT ya fueron calificadas y no se expandirán. Los problemas de la expansión en la sub-transmisión están básicamente referidos a los SCT y SST. En este caso, los SST también ya fueron calificadas, los que deben ejecutarse son básicamente los SCT. En este caso, la expansión está sujeta a la planificación de los PI. Los SGT y SPT tienen garantizados su remuneración. Los SCT que no son otorgados mediante procesos de licitación presentan riesgos porque su costo de inversión y operación y mantenimiento son fijados mediante módulos estándares que son objetados por los transmisores que aducen tienen un desfase con los costos reales.

Una de las formas de solucionar el problema de la falta de armonización del planeamiento de la transmisión es que podría existir un organismo planificador que realice las actividades de planificación integral de la transmisión, es decir en muy alta tensión y sub-transmisión de manera de no tener los problemas de expansión en la zona de frontera entre la transmisión y sub-transmisión. Este papel podría asumir el COES ya que tiene la experiencia y recursos con los que propone el PT. Correspondería que las empresas de transmisión eléctrica con influencia en la sub-transmisión presenten una propuesta de planificación preliminar y sobre esa propuesta podría trabajar el COES. Algo parecido sucede en Colombia. Donde la UPME realiza el estudio del plan de expansión de la generación y transmisión para los próximos 10 años. La UPME hace el planeamiento en transmisión (mayor a 220 kV) y sub-transmisión que denominan STR (Sistema de Transmisión Regional), para ellos los operadores de red (OR) envían su propuesta de planeamiento a la UPME.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

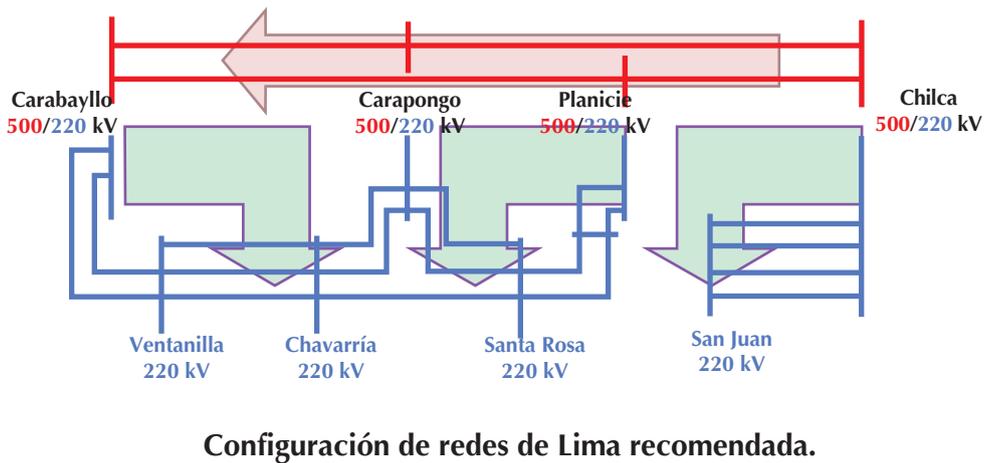
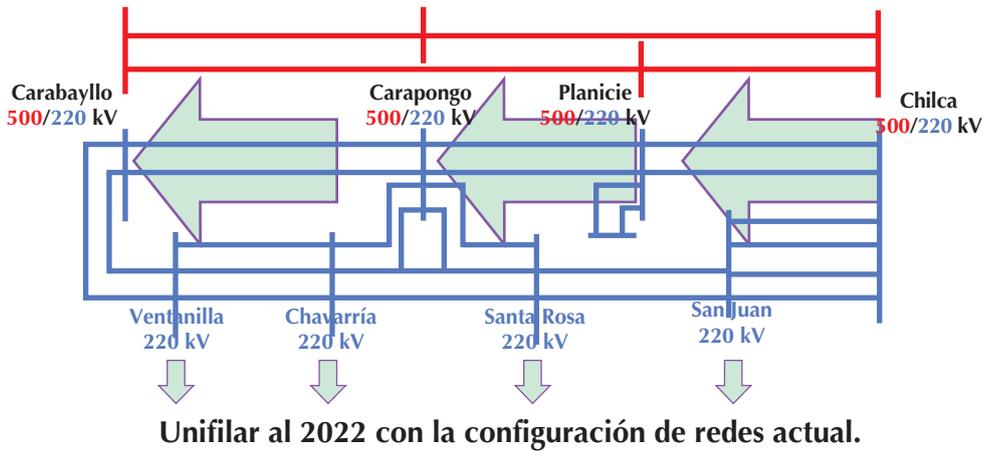
Las empresas de transmisión eléctrica que deben presentar su Plan de Inversiones al lo hacen sin un criterio adecuado de planificación, generalmente sus propuestas son observadas por el Dentro de las observaciones más recurrentes se encuentra que las empresas no utilizan los formatos establecidos por el para que sustenten el PI.

Otras empresas de transmisión no presentan su propuesta de Plan de Inversiones argumentando que su respectivo contrato de concesión permite que las ampliaciones de capacidad de transporte puedan realizarse con adendas contractuales.

En ambas situaciones, el OSINERGMIN termina realizando la Planificación del sistema de transmisión, con lo cual se desvirtúa la esencia de la planificación que debe ser formulada y ejecutada por las empresas que realizan la actividad de transmisión eléctrica.

En la Figura A10.8 se observa que no se aprovecha el flujo de potencia de la red troncal que atraviesa la ciudad de Lima, situación presentada en la parte superior de la figura. Lo recomendable sería utilizar el esquema presentado en la parte inferior de la figura. Otros casos también reportados es el caso de la transmisión en la zona de Aguaytía.

Figura A10.8: Configuración real versus configuración recomendada para Lima



Fuente: COES

T2: Retrasos injustificados para acceder al Sistema de Transmisión – Mandato de conexión

¿Por qué es un problema?

Los retrasos injustificados para acceder al sistema de transmisión hacen que proyectos asociados a nueva generación y nuevas cargas asociadas a instalaciones de distribución o clientes libres tengan un impacto económico. Se incrementan los costos de los proyectos de generación y demanda. A su vez podría ocasionar externalidades porque podrían retrasar soluciones a problemas técnicos que tenga el SEIN.

Estas externalidades finalmente podrían estar siendo asumidas por los usuarios finales en cargos especiales como compensación por generación adicional, cuando un retraso implique mantener situaciones de congestión. En el caso puntual de un retraso a una carga de cliente libre si bien el impacto afecta a un usuario específico, esto finalmente se puede traducir en un menor incentivo a realizar nuevas inversiones productivas con lo que se afecta la economía en su conjunto, por el impacto que tiene una menor inversión en el producto nacional.

Estos retrasos incluso se encuentran en conexiones que están contempladas en el PT o en el Plan de Inversiones, que las declaran necesarias para el funcionamiento del SEIN.

¿Cuáles son las causas del problema?

De acuerdo a las estadísticas del sector se identifica que las principales causas de esta problemática son las siguientes:

El marco regulatorio fomenta soluciones de mercado (negociaciones entre partes) para condiciones monopólicas en la prestación del servicio de transmisión. El Procedimiento para fijar las condiciones de uso y acceso libre a los Sistemas de Transmisión y Distribución Eléctrica (Res. N° 091-2003-OS/CD) establece la negociación entre el concesionario de transmisión y el solicitante del acceso a la red de transmisión, negociación que tiene retrasos injustificados, por las posiciones de las partes.

Las justificaciones de dilación del concesionario de transmisión incluyen desde razones contractuales en los SGT hasta exposición de riesgo al SEIN pese a tener estudios de pre-operatividad del COES que muestran lo contrario.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

En el periodo 2010 – 2015, se tuvieron 5 Mandatos de conexión mediante Resoluciones del Consejo Directivo del OSINERGMIN.

Los casos emblemáticos de conexión de nueva generación al SEIN como la C.H. Cerro Del Águila (2015) y la conexión de demanda del cliente libre Cerro Verde (2014).

Tabla A10.4: Evolución de las solicitudes de mandato de conexión en el SEIN, 2005 – 2012

2005				
Solicitante	Obligado	Instalación	Decisión	Resolución
Condestable	Luz del Sur	SET Bujama	Otorgado	058-2005-OS/CD
Hidrandina y DEP	Egenor	SET Huallanca	Otorgado	372-2005-OS/CD
Hidrandina	Chavimochic	SET Virú	Otorgado	460-2005-OS/CD
Coelvisac	Ensa	SET Olmos	Otorgado	462-2005-OS/CD
Coelvisac	Ensa	SET Motupe	Otorgado	461-2005-OS/CD
2006				
Solicitante	Obligado	Instalación	Decisión	Resolución
Coelvisac	Enosa	Sistema de distribución Chulucanas	Otorgado	026-2006-OS/CD
Shougesa	REP	Celsa 60 kV / SET Marcona	Otorgado	027-2006-OS/CD
Reconsideración de Shougesa		Línea 6629	Otorgado	375-2006-OS/CD
2007				
Solicitante	Obligado	Instalación	Decisión	Resolución
Gold Fields	Conenhua	SET Cajamarca Norte	Otorgado	507-2007-OS/CD
Reconsideración de Conenhua		SET Cajamarca Norte	Otorgado	514-2007-OS/CD
2011				
Solicitante	Obligado	Instalación	Decisión	Resolución
Enosa	Miski Mayo	L.T. 138 kV SE La Laguna - La Niña (Derivación) - SET Bayóvar - SET Descarga SET Puerto	Denegado	174-2011-OS/CD
Coelvisac	Enosa	SET Constante en 22.9 kV	Otorgado	179-2011-OS/CD
Abengoa	Redesur	SET Montalvo Existencia en 220 kV	Otorgado	203-2011-OS/CD
Reconsideración de Redesur		SET Montalvo Existencia en 220 kV	Otorgado	233-2011-OS/CD
Luz del Sur	Edegel		Otorgado	230-2011-OS/CD
2012				
Solicitante	Obligado	Instalación	Decisión	Resolución
Epasa	SN Power	SET Malpaso	Otorgado	095-2012-OS/CD

Fuente: OSINERGMIN

T3: Esquema de remuneración del Sistema de Transmisión eléctrica difícil de entender, y limitadamente predecible

¿Por qué es un problema?

El esquema de remuneración del sistema de transmisión es engorroso, tiene diversas maneras de estimar las compensaciones y los peajes, dependiendo de las clasificaciones de los sistemas de transmisión y si fueron parte de un proceso de licitación. Esto podría ser un elemento que distorsione las señales de eficiencia y requerimiento de expansión del sistema de transmisión, especialmente para los SCT que no son otorgados en licitaciones y que tienen un riesgo por las frecuentes revisiones de los costos de los módulos estándares.

¿Cuáles son las causas del problema?

El esquema regulatorio tiene esquemas remunerativos distintos para el SGT en relación a los sistemas SCT, SST y SPT. A continuación, se describen los esquemas remunerativos más importantes.

Para el SPT, la LCE y su Reglamento establecen que las compensaciones que deben recibir los transmisores es igual al Ingreso Tarifario y el Peaje de Conexión. El Ingreso Tarifario es asumido por los generadores mientras que el Peaje de Conexión es asumido por la demanda.

La compensación total debe ser igual a los costos totales, que incluye la anualidad de la inversión y el costo de operación y mantenimiento de un sistema económicamente adaptado. Para la anualidad se utiliza una tasa de actualización del 12% y una vida útil de 30 años.

Para los sistemas SGT, SCT y SST, tenemos dos esquemas remunerativos de la transmisión: (i) aquellos que son establecidos en los contratos de concesión que resultan de una licitación y (ii) los que están contemplados en la LCE y su Reglamento.

Los esquemas remunerativos del primer tipo corresponden a los SGT que tienen una remuneración establecida en los contratos de concesión sobre la propuesta del ganador de la licitación. Esto también aplica para los SCT que resulten de un Contrato de Concesión suscrito entre el Estado peruano y el ganador de una licitación. Entonces estas remuneraciones tienen un trato distinto a lo que establece la LCE y su Reglamento.

Para los SST y SCT que no deriven de contratos de concesión resultados de licitaciones, la remuneración sigue los criterios de la LCE y su Reglamento. En términos generales podemos decir que este tipo de remuneración se hace en base a módulos estándares de inversión, operación y mantenimiento que en opinión de los concesionarios y de estudios desarrollados por OSINERGMIN¹⁴ no reflejan los costos reales.

Para la remuneración del SGT el monto anual a reconocer (Base Tarifaria) incluye costos de inversiones y operación y mantenimiento y las liquidaciones por desajuste. Los costos de inversión, operación y mantenimiento para obras nuevas son los valores que resultan de la oferta del ganador de la licitación convocada para su construcción. Para los refuerzos pertenecientes al SGT, donde el titular de la concesión haya decidido construir, los valores los establece el OSINERGMIN. El ingreso tarifario y el peaje de conexión siguen la lógica del SPT.

14 Reforzamiento del Sistema de Planificación de las Redes Eléctricas por parte de las Empresas de Transmisión Eléctrica a cargo de Deloitte en el 2016.

Las tarifas y compensaciones de los SST y los SCT que no resultan de un proceso de licitación se regulan por el OSINERGMIN de acuerdo al Artículo 139 del Reglamento de la LCE. En este caso dicho artículo define el costo medio anual a considerar, la configuración del sistema eléctrico a remunerar, la frecuencia de revisión y actualización, la responsabilidad de pago, la liquidación anual, los peajes por terceros, la determinación de las compensaciones y peajes.

En relación al Costo Medio Anual (CMA) se tienen hasta tres clasificaciones: CMA para el SST que son remunerados exclusivamente por la demanda. Este CMA se fija por única vez y es actualizado en cada fijación tarifaria de acuerdo con las fórmulas de actualización, el CMA es igual al peaje e ingreso tarifario.

Para los SSTG, SSTGD y SCT el CMA se calcula con la anualidad de la inversión con un periodo de recupero de 30 años y una tasa de descuento de 12% al que se le adiciona el costo anual estándar de operación y mantenimiento. El costo de inversión se estima con los módulos estándares. El costo de inversión y mantenimiento se calcula como un porcentaje del costo de inversión y es aprobado y determinado por OSINERGMIN cada 6 años. En este caso tenemos un riesgo para el transmisor por la revisión periódica que pueden tener los módulos estándar. Mientras que en el caso del SSTD no tienen ese riesgo porque ya fueron fijados por única vez.

En cuanto a la configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar también tenemos las siguientes clasificaciones:

Para instalaciones del SCT que forman parte del PT y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia o varios agentes, el costo de inversión se calcula con la configuración del PT.

Para instalaciones del SSTG, SSTGD y SCT que permiten transferir electricidad hacia los usuarios libres o a los generadores entregar su energía al SEIN, para el costo de inversión se considera un Sistema Económicamente Adaptado (SEA).

Para las instalaciones del SCT no comprendidas en las clasificaciones anteriores, el costo de inversión se calcula con la configuración del PI correspondiente.

En relación a la frecuencia de revisión y actualización del CMA, tenemos que el costo se fija de forma definitiva considerando los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial y se actualiza en cada proceso regulatorio.

En cuanto a la responsabilidad del pago tenemos las siguientes clasificaciones:

Los titulares de generación que utilizan de forma exclusiva instalaciones del SST (que se conoce como SSTG) deben pagar el 100% del pago de dichas instalaciones.

La demanda de una determinada área que es atendida en forma exclusiva por instalaciones del SST (que se conoce como SSTD) debe pagar el 100% del pago de dichas instalaciones.

Para instalaciones del SST no contempladas en los casos anteriores, OSINERGMIN fija la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o a ambas. En este caso, debe considerar el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a la generación y/o demanda.

Para las instalaciones del SCT que son parte del PT y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, considera los mismos criterios que el caso anterior.

El pago de las instalaciones correspondientes a un contrato de concesión de SCT se asigna 100% a la demanda dentro de un área que determina el OSINERGMIN.

En relación a la liquidación, tenemos que para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se deben incorporar mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho periodo.

Las compensaciones que deben pagar los generadores de acuerdo con la responsabilidad de pago se calculan a partir del CMA aplicando la tasa mensual. Para la determinación de los peajes, las instalaciones de transmisión asignadas a la demanda se agrupan en áreas que deben ser definidas por el OSINERGMIN. Para cada área se determina un Peaje único por cada nivel de tensión. Los peajes se reajustan anualmente para incluir los efectos de la liquidación anual.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

La remuneración del sistema de transmisión es compleja porque tenemos diversas calificaciones de las instalaciones de transmisión:

SPT: Sistema Principal de Transmisión

SST: Sistema Secundario de Transmisión

SGT: Sistema Garantizado de Transmisión

SCT: Sistema Complementario de Transmisión

Para el caso del SST, tenemos las siguientes clasificaciones:

SSTD: SST cuyo pago se asigna 100% a los Usuarios

SSTG: SST cuyo pago se asigna 100% a los Generadores

SSTGD: SST cuyo pago es compartido entre Usuarios y Generadores

Para el caso del SCT, tenemos las siguientes clasificaciones:

SCTPT: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte del PT y cuya construcción es el resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes.

SCTPI: SCT asignado a la demanda, a la generación o a ambos, que es parte de un Plan de Inversiones aprobado por el OSINERGMIN.

SCTLN: SCT que permite transferir electricidad a Usuarios Libres o que permite a los Generadores entregar energía producida al SEIN, cuya construcción y remuneración resulte de una libre negociación entre dichos agentes y los titulares de las instalaciones de dicho SCT.

Adicionalmente, existen otras calificaciones como la ST059 que corresponde a los sistemas de transmisión comprendidos en las concesiones otorgadas al amparo del Texto Único Ordenado de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM.

T4: Esquema de asignación de los costos de transmisión poco predecibles y sujetos a reclamos en el SST

¿Por qué es un problema?

Para los agentes como los generadores y clientes libres la asignación del pago de la remuneración del sistema de transmisión presenta una extrema variabilidad e incertidumbre en los pagos anuales. Esto hace que los agentes no puedan tener unos estimados que puedan utilizar en sus proyecciones económicas que utilizan en las decisiones de inversión. Por ejemplo, un usuario libre que se encuentre en una etapa de evaluación de un proyecto de inversión requiere tener estimados de los costos de transmisión. Un generador eléctrico cuando evalúa la viabilidad de un proyecto de generación debe tener un estimado de los costos de transmisión en que puede incurrir.

¿Cuáles son las causas del problema?

Hay una falta de armonización entre la asignación de responsabilidad del pago del SST y el monto a pagar. Mientras que para la asignación de la responsabilidad del pago se utiliza los flujos de energía en las instalaciones de transmisión. Para el monto del pago se utiliza el criterio de la generación total en bornes en barra de generación.

La metodología de la asignación de la remuneración de los SST y SCT no es fácil de entender, los artículos pertinentes en el RLCE requieren de una lectura meticulosa cuya comprensión pasa por entender si la asignación del pago es a la demanda, a la generación o generación-demanda. No es comprendida por los agentes, por lo que no pueden ser intuitivamente estimadas y por tanto predecibles.

La asignación de la responsabilidad del pago a la generación o a la demanda o a ambas se hace sobre la base del criterio de uso y/o beneficio económico que cada instalación brinda a los generadores y/o demanda. En el caso de los beneficios, se utiliza la planeación de la operación y sobre la base de proyecciones de costos marginales en situaciones con y sin el elemento de transmisión se estiman los beneficios económicos.

En el caso del uso, se considera la energía generada mensualmente por cada generador y se proratea con el método energía/distancia eléctrica. El método energía/distancia toma en consideración la configuración física del sistema de transmisión a través de las matrices de impedancias que les permite conectarse a las centrales de generación. Estas consideraciones se deben de seguir de acuerdo a la Resolución OSINERGMIN N°383-2008-OS/CD que en opinión de los agentes no es simple de entender, en la resolución se encuentra diversas ecuaciones que no pueden integrarse fácilmente y arribar a un cálculo final.

En el caso de los SCT y SST cuyo pago se reparte entre la demanda y la generación, una opción sería que lo pague totalmente la demanda. En muchos casos los peajes son asignados a la demanda, por ejemplo, en el caso colombiano, el generador no paga la transmisión en los SRT.

En el caso de la asignación de pagos entre generadores por el uso de instalaciones que comparten en el SST y SCT con el método energía/distancia se podría pensar en una forma de asignación más sencilla. Por ejemplo, para el costo fijo de inversión podría utilizarse la capacidad instalada de la generación (fija) y para los costos de operación y mantenimiento que considere la operación de la central eléctrica (variable).

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Tenemos un caso reportado por Electroperú, por ejemplo, un generador que se considera relevante en un 1% para una instalación determinada en función de flujos, puede terminar asumiendo un porcentaje muy superior del costo de la instalación al calcularse la compensación con base en generación en bornes en barra de generación.

A10.4. Problemas en la actividad de Distribución

A continuación, presentamos los problemas identificados en la distribución eléctrica que designaremos en orden correlativo con la letra D.

D1: Gestión Ineficiente de las empresas de distribución a cargo del Estado

¿Por qué es un problema?

Una de las formas como se manifiesta la gestión ineficiente de las empresas distribuidoras de electricidad a cargo del Estado es que no realizan inversiones en la ampliación de la cobertura y en la mejora de la calidad del suministro.

¿Cuáles son las causas del problema?

Las empresas del Estado, en general presentan restricciones en cuanto al uso de su presupuesto por parte de la matriz (FONAFE), toda vez que las empresas estatales requieren de una aprobación presupuestal y los incentivos que tiene el FONAFE están asociados al mantenimiento de la infraestructura con un menor énfasis en la ampliación del sistema de distribución a través de inversiones en nuevas instalaciones tal como se indicó para el caso de la sub-transmisión eléctrica. Asimismo, para los gastos de capital, la empresa debe presentar el portafolio de proyectos de inversión observando lo que dispone la Ley General del Sistema Nacional de Inversión Pública y su Reglamento.

De acuerdo al documento Directiva Corporativa “Directiva de Gestión” (DC-M1-DIN-00-001, Versión 01) el proceso de aprobación del Plan Operativo y Presupuesto de la empresa contempla hasta 7 pasos.

Tabla A10.5: Directiva de gestión de FONAFE

N°	Actividad	Ente encargado
1	Aprobación del Presupuesto de Ingresos y Egresos Consolidado de la Empresa	Directorio de FONAFE
2	Publicación del Presupuesto de Ingresos y Egresos Consolidado de la Empresa, en el diario Oficial “El Peruano”	Dirección Ejecutiva de FONAFE
3	Ratificación de los Presupuestos de Ingresos y Egresos de la Empresa por la Junta General de Accionistas, de corresponder	Junta General de Accionistas
4	Remisión del Presupuesto de Ingresos y Egresos Consolidado de la Empresa al Congreso de la República, Contraloría General de la República y Ministerio de Economía y Finanzas	Gerencia Corporativa de Planeamiento y Excelencia Operacional de FONAFE
5	Aprobación del Plan Operativo y Presupuesto de Ingresos y Egresos a nivel desagregado de la Empresa, sobre la base de lo aprobado por FONAFE y lo ratificado por la Junta General de Accionistas, de corresponder.	Directorio u órgano equivalente de la Empresa
6	Remisión a FONAFE de los Formatos del Plan Operativo y Presupuesto desagregado de cada Empresa a través del SISFONAFE	Gerencia General u órgano equivalente de la Empresa
7	Remisión a FONAFE del Informe de Plan Operativo y el Presupuesto desagregado, a través del SIED	Gerencia General u órgano equivalente de la Empresa

Fuente: Fonafe

Dentro de la política de endeudamiento de las empresas estatales cabe precisar que deben acordar préstamos con FONAFE de acuerdo a la disponibilidad de sus recursos o con otras empresas que pertenecen a FONAFE. Para ello, FONAFE debe

publicar los lineamientos para préstamos entre empresas que pertenecen a FONAFE. Potestativamente, FONAFE podría garantizar y/o avalar financiamientos que las empresas estatales soliciten al Sistema Financiero.

Adicionalmente, los incentivos del personal de las distribuidoras a cargo del Estado no están relacionados con la gestión de la empresa asociada con la ampliación de la cobertura ni mejoras en la calidad del suministro.

Por otro lado, las multas impuestas por el regulador, no generan incentivos en las empresas de distribución a mejorar la calidad del suministro. Esta situación se presenta porque los costos de apelación son mínimos, o incluso el pago de la multa resulta menor a cumplir con la normativa de calidad, con los costos que ello representa.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

En el caso de la distribución eléctrica, la falta de inversión en la ampliación de la cobertura de redes, tiene un gran impacto en la población que se ve afectada por no contar con este servicio, sobre todo en las zonas de frontera de su poligonal de concesión, y la afectación es mucho mayor en las zonas rurales, donde ha tenido que intervenir la DGER.

En cuanto a la calidad del servicio los indicadores como el SAIDI¹⁵ y el SAIFI¹⁶ presentan valores inaceptables para una calidad de suministro de electricidad en los sectores típicos de distribución: STD4, STD5 y STD6, tal como se aprecia en las figuras A10.9 y A10.10.

Se recomienda al OSINERGMIN establecer los índices óptimos del SAIDI y SAIFI, que debería tener cada sector típico, para que estos valores se constituyan en valores referenciales a los cuales las empresas de distribución deberían tener como objetivo alcanzar en el mediano y largo plazo. De acuerdo a la revisión realizada de los Planes Estratégicos de las distribuidoras, existen compromisos de reducción del SAIDI y SAIFI que reportan su cumplimiento. Cabe preguntarse si los valores de reducción a los cuales se han comprometido las empresas que deben alcanzar son los que el sistema eléctrico debería tener de acuerdo a la regulación.

En las observaciones se solicitaba analizar los indicadores SAIFI y SAIDI internacionales, para evaluar nuestros índices y realizar una comparación, al respecto presentamos el siguiente análisis:

15 SAIDI: System Average Interruption Duration Index, que es el indicador de la duración promedio de interrupciones.

16 SAIFI: System Average Interruption Frequency Index, que es el indicador de la Frecuencia promedio de Interrupciones

De acuerdo a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) de Chile, el SAIDI presentó una evolución positiva en el periodo 2011-2013, es así que en el año 2011 el índice fue de 18,09 horas al año, el 2012 pasó a 16,83 y el año 2013 bajó a 14,05 horas al año. Es decir que una familia en promedio estuvo sin suministro de electricidad por el lapso de 14,05 horas en promedio durante el año 2013 (SEC, 2014)

De acuerdo al estudio "Prestación de Servicios para determinar los Niveles de Calidad exigibles en las Redes del SIN", elaborado por Mercados Energéticos Consultores, año 2014 para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia, establece que el SAIDI y SAIFI varían de acuerdo al nivel de ruralidad de la zona.

Por ejemplo, el SAIDI para la Empresa de Energía de Boyacá (EBSA), paso de ser 10,33 horas en el año 2010, a 10,61 en el año 2011, luego se redujo a 7,91 en el año 2012, y 8,36 en el año 2013. Por otro lado, el SAIDI promedio para Colombia es mayor en el mismo periodo, toda vez que incluye a la zona rural y no rural, es así que el año 2010 fue 20,08, el año 2011 fue 25,06, incrementándose a 33,24 el año 2012 y bajando a 29,47 el año 2013.

Para el caso de la Empresa Municipal de Cali (EMCALI) el SAIDI evolucionó de 16.76 horas en el 2010 y en el 2013 se encuentra en 17.70 horas anuales. Dicho estudio también discute valores teóricos del SAIDI que deberían estar entre 5 y 2 en zona urbana.

En cuanto al SAIFI, la Empresa de Energía de Boyacá, tuvo la siguiente evolución: En el 2010 tuvo un SAIFI de 51,53, en el año 2011 se redujo a 45,70, sin embargo, el 2012 se incrementó a 55,20 y finalmente el año 2013 fue de 63,28.

Para el caso de la Empresa Municipal de Cali (EMCALI) el SAIFI evolucionó de 19.52 en el 2010 y en el 2013 se encuentra en 22.26.

En relación al SAIFI a nivel nacional, la CREG informa que en el año 2010 fue de 37,70, el año 2011 se redujo a 36,43, el año 2012 se incrementó a 44,70 y finalmente el año 2013 fue de 41,44.

Adicionalmente, la CREG muestra un estudio donde presenta los indicadores teóricos de calidad de circuitos representativos y se aprecia que para EBSA el SAIDI mínimo debería ser 3,08 y máximo 8,10, y el SAIFI mínimo debería ser 3,14 y el máximo 8,22.

Experiencias internacionales de países más desarrollados se presenta a continuación:

La Comisión Reguladora de Oregon (PUC Oregon) presenta unas estadísticas de SAIDI y SAIFI para el periodo 2007 a 2013 en tres empresas distribuidoras.

Portland General Electric (PGE) que tiene un servicio para las zonas urbanas y los suburbios en Oregon.

PacifiCorp (PAC) que atiende ciudades grandes de Oregon y también diversas zonas dispersas y más rurales.

Idaho Power (IPC) que cubre el servicio en la parte rural del Este de Oregon e incluye algunas áreas remotas.

De acuerdo a la Comisión Reguladora tenemos las siguientes definiciones para el SAIDI y SAIFI:

SAIFI: Es el promedio del número de veces que en promedio un cliente experimenta una interrupción del servicio en un año.

SAIDI: Es el promedio del tiempo en horas que un cliente no tiene el suministro de electricidad en un año.

En un informe sobre el desempeño de las tres empresas anteriormente mencionadas en el periodo 2007 a 2013 tenemos:

Sobre el SAIFI:

- En el caso de PGE tuvo un SAIFI de 0.74 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 0.57 en el 2013.
- En el caso de PAC tuvo un SAIFI de 2.29 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 1.23 en el 2013.
- En el caso de IPC tuvo un SAIFI de 1.47 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 2.41 en el 2013.

Sobre el SAIDI:

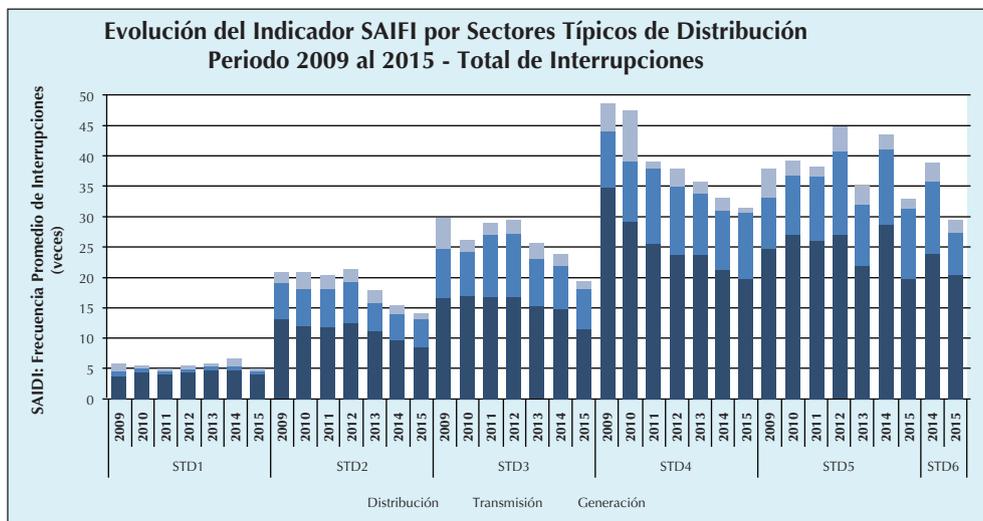
- En el caso de PGE tuvo un SAIDI de 1.4 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 3.417 en el 2013.
- En el caso de PAC tuvo un SAIDI de 10.20 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 2.45 en el 2013.
- En el caso de IPC tuvo un SAIDI de 3.12 en el 2007 y culminó con un SAIDI de 6.99 en el 2013.

En un Informe del Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory en el 2008, sobre la base de la información de la Comisiones Reguladoras de EEUU encontró un SAIDI de 244 minutos (2 horas) y un SAIFI de 1.49. El valor más alto de SAIDI era de 498 minutos para la región del NorEste Central y el valor más alto de SAIFI fue de 1.99 para la región Pacífico.

En otro reporte del Consejo Europeo de Reguladores en el 2014 se presentó información sobre los índices SAIDI y SAIFI. En cuanto al SAIDI el peor desempeño lo tenía Lituania con un tiempo de 287.73 minutos mientras que Alemania tenía un índice de 17.37 minutos. En el caso del SAIFI, Italia tenía un índice de 2.33 y Alemania un índice de 0.29.

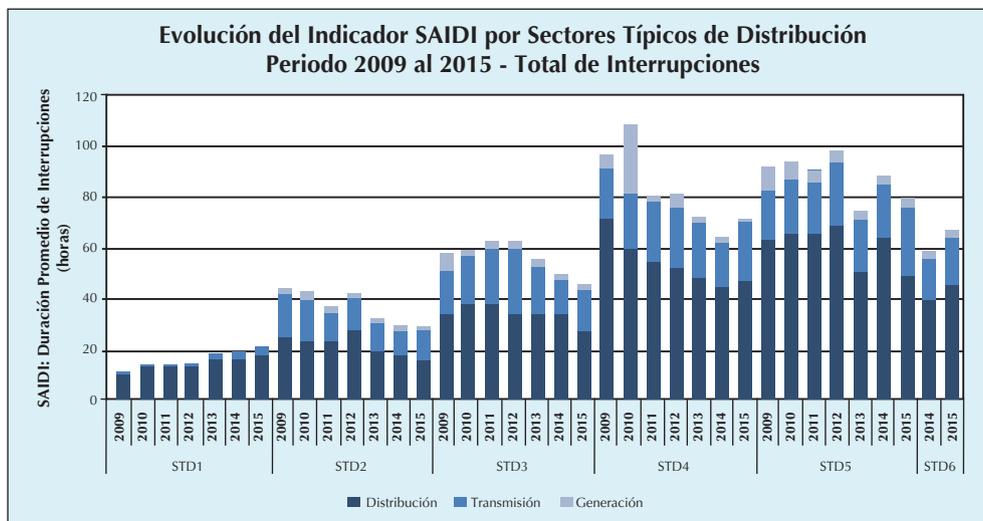
Como se observa los índices de SAIDI y SAIFI para los distintos Sectores Típicos de Distribución en el Perú se encuentran por encima de los valores reportados internacionalmente.

Figura A10.9: Evolución del SAIFI por Sectores Típicos de Distribución – 2009 al 2015



Fuente: OSINERGMIN

Figura A10.10: Evolución del SAIDI por Sectores Típicos de Distribución – 2009 al 2015



Fuente: OSINERGMIN

D2: ¿Cómo armonizar los cambios normativos en la Distribución?

¿Por qué es un problema?

La falta de integración de los últimos cambios normativos en el subsector de distribución eléctrica dados por el DL N° 1221 “Decreto Legislativo que mejora la regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la Energía Eléctrica en el Perú”, el DL N° 1207 “Decreto Legislativo que modifica la Ley N°28749, Ley General de Electrificación Rural” y el DL N° 1208 “Decreto Legislativo que Promueve el Desarrollo de Planes de Inversión de las empresas Distribuidoras bajo el ámbito del FONAFE y su financiamiento”, hace que se tenga una incertidumbre en el sector sobre las nuevas reglas que regirán dicho segmento del sector eléctrico. Dichos decretos legislativos llevan más de 9 meses que no tienen reglamentos, pese a que debían ser reglamentados en diciembre de 2015.

El proyecto de reglamento más avanzado es el DL N° 1207 que se encuentra en la etapa de pre-publicación en el portal institucional del MEM, mientras que los otros decretos aun no llegan a esa fase. Dentro de las prioridades de la nueva reglamentación que debemos resaltar es el hecho que se debe armonizar un esquema tarifario de distribución basado en una Empresa Modelo y un Plan de Inversión. Asimismo, cómo se pueden integrar las nuevas funciones de las empresas distribuidoras del Estado en la electrificación rural.

¿Cuáles son las causas del problema?

El DL N° 1221, DL N° 1207 y DL N° 1208 dadas en el último semestre del 2015 tiene por objetivo mejorar la regulación del sistema de distribución, incrementar la cobertura del servicio de electricidad sobre todo en las zonas rurales y mejorar la calidad del suministro. Estos son los problemas más álgidos en la distribución de electricidad.

Integración del DL N° 1208 y la LCE. En relación a la integración del concepto regulatorio de la Empresa Modelo en la determinación del VAD y un Plan de Inversiones por parte de la empresa distribuidora bajo el ámbito de FONAFE se requiere el diseño de un esquema que haga posible que estos procesos se integren.

La Empresa Modelo está relacionada con la fijación del precio máximo de distribución por el lado del Sistema Económicamente Adaptado (SEA) para determinar el costo de inversión que es uno de los componentes de costos del VAD. Mientras que el Plan de Inversiones de algún modo debe recoger las instalaciones existentes y a partir de ello proponer las expansiones de la red. Entonces una alternativa podría ser que con el SEA reconocido se establezca los activos que tienen las redes de distribución y luego fijarlos. A partir de esos activos reconocidos se podría entrar los planes de inversión para la expansión de la red. Entonces se integraría la LCE a través de sus artículos N° 64 y N° 65 con el artículo N° 2 del Decreto Legislativo N°1208.

La regulación de la distribución eléctrica de Colombia para las inversiones considera activos existentes más nuevos activos. La CREG para establecer las Unidades Constructivas (UC)¹⁷ estableció aplicar una ponderación 90% - 10% de la estimación de la inversión valorada con los costos de las unidades constructivas de la Resolución CREG 082 de 2002 y los valores obtenidos de la revisión. En este caso el 90% corresponde a la valoración con los precios establecidos en el periodo regulatorio anterior (Resolución CREG 082 de 2003) y el 10% es sobre la nueva base de costos de las unidades constructivas definidas en la Resolución CREG 097 de 2008.

Otro ejemplo de Colombia, en la regulación de la transmisión eléctrica (redes) se tiene activos existentes hasta antes de 1999, los cuales se catalogan como unidades constructivas y se valoran con costos índices¹⁸. Mientras que para la remuneración de activos ejecutados mediante convocatorias de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) corresponden a los ingresos anuales durante 25 años, solicitados por el ganador de la licitación. Cabe recordar que esos proyectos de transmisión corresponden a los proyectos identificados en el planeamiento de la UPME sobre la generación y transmisión en Colombia.

También en la regulación del SPT de Perú se realizó algo similar con la valorización de los activos del SPT en una fecha determinada, los cuales son actualizados.

Integración del DL N° 1221 con la LCE:

El artículo N° 30 modificado de la LCE, establece que se requiere de una reglamentación donde se norme las condiciones de cómo se determinan las ZRT para cada concesionario de distribución, cabe precisar que el MEM será el encargado de determinar la ZRT. Las empresas distribuidoras en su ZRT asumen nuevas funciones como la promoción, planificación y supervisión de los proyectos de electrificación que también lo debe establecer el reglamento. Asimismo, deben aprobar los proyectos de electrificación que se ejecuten en su ZRT, para esta función también se requiere que el reglamento establezca el procedimiento y los criterios que debe seguir la empresa distribuidora. También la empresa de distribución deberá implementar una contabilidad regulatoria para el SER que administra. Esta contabilidad regulatoria servirá para la valorización

17 UC: Unidades constructivas son un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos de los Sistemas de Transporte Regional (STR) o Sistema de Distribución Local (SDL).

18 UC: Unidades constructivas son un conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, destinada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del Sistema de Transporte Nacional (STN).

de los costos de operación y mantenimiento en que incurra por las instalaciones eléctricas rurales que el Estado le transfiera.

El artículo N° 64 modificado de la LCE, hace explícito el tema de la calidad en la empresa modelo que debe servir para establecer el VAD. Asimismo, se incluye el tema de la innovación tecnológica con un reconocimiento de un cargo específico. El tema es que aún falta establecer los niveles óptimos del SAIFI y SAIDI que sirvan de referencia en el tema de la calidad del suministro.

El artículo N° 66 modificado de la LCE, establece que el VAD se debe calcular para cada concesionario de distribución que tenga más de 50000 suministros. Esto puede hacer que se pierda el tema de economías de escala en la regulación tarifaria, dado que se tienen menos usuarios sobre los cuales se pueden prorratear los costos fijos de las instalaciones de distribución.

Otro aspecto importante para la distribución eléctrica es la introducción de la generación distribuida en las redes de distribución por el efecto que tiene en la reducción de pérdidas de energía y menor capacidad de las redes para la distribución. Ahora la norma permite que los usuarios del servicio público de electricidad que dispongan de equipamiento de generación eléctrica renovable no convencional o de cogeneración, hasta una potencia máxima establecida por cada tipo de tecnología, tienen el derecho de utilizar esos equipos para su consumo y eventualmente inyectar sus excedentes al sistema de distribución siempre que no afecten la seguridad operacional del sistema de distribución al cual están conectados. Falta reglamentar la potencia máxima, las condiciones técnicas, comerciales, de seguridad, regulatorias y la definición de tecnologías no convencionales. Entonces de reglamentarse la Generación Distribuida y que se haga realidad su inserción en la red de distribución podría convertirse en un elemento a considerar en el planeamiento de la red de distribución. En todo caso, a través de la regulación de la distribución podría fomentarse su desarrollo. Uno de los temas más álgidos es saber si nuestras redes de distribución están en la capacidad y seguridad de operar con inyecciones de energía desde la demanda. Por ejemplo, el caso de un mantenimiento de una red con inyección de energía desde la demanda.

Integración del DL N° 1207 con la Ley General de Electrificación Rural (Ley N° 28749):

Los comentarios se presentan a continuación consideran el documento pre-publicado por el MEM en el mes de febrero de 2016 propuesta del Reglamento de la Ley N° 28749.

Si el objeto del reglamento es promocionar la ampliación de la frontera eléctrica rural y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación rural debería replantearse que las cargas productivas tengan un máximo de 10 kW. Pueden existir emprendimientos

que tengan una mayor potencia y que no serán considerados en la formulación del proyecto de electrificación bajo el ámbito del SNIP. Se requiere agregar demanda en las zonas rurales para que se haga un uso más eficiente de las redes.

Para la solicitud del financiamiento por parte de las empresas distribuidoras del Estado, estas deben presentar la viabilidad del proyecto de electrificación bajo el marco del SNIP. Mientras en el SNIP se siga utilizando el criterio beneficio-costos para la determinación de la viabilidad, proyectos en zonas de frontera tendrán problemas de ser aprobados. Debemos recoger la experiencia de Chile que utiliza el criterio costo efectividad para los proyectos de electrificación rural con lo cual se pueden acelerar los proyectos de electrificación rural en las zonas de frontera.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Aun no se reglamentan las siguientes normas y esto crea incertidumbre sobre la reglamentación que marcará el derrotero de la regulación de la distribución eléctrica en el Perú. Los siguientes decretos legislativos están en esta situación:

DL N° 1221 “Decreto Legislativo que mejora la regulación de la Distribución de Electricidad para promover el acceso a la Energía Eléctrica en el Perú”.

DL N° 1207 “Decreto Legislativo que modifica la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural”.

DL N° 1208 “Decreto Legislativo que Promueve el Desarrollo de Planes de Inversión de las empresas Distribuidoras bajo el ámbito del FONAFE y su financiamiento”.

En julio de 2016 mediante decretos supremos se reglamentaron algunos de los Decretos Legislativos anteriormente indicados. El D.S. N° 018-2016-EM realizó cambios al RLCE. El D.S. N° 023-2016-EM reglamentó el D.L. N° 1208.

Aun queda desarrollar procedimientos, metodologías y criterios que deben ser llevados a cabo por el MEM, y FONAFE.

Sobre los Planes de Inversión en Distribución:

OSINERGMIN desarrollará los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación que deben ser utilizados por las Empresas Distribuidoras para elaborar el Plan de Inversión en Distribución. Los criterios deben considerar el cumplimiento de las normas de calidad de servicio eléctrico, el nivel de desempeño, los horizontes de planificación y los modelos a emplear. El MEM aprueba los criterios y metodología de planificación.

Sobre la estructuración del Fideicomiso:

El FONAFE debe aprobar la estructura y condiciones particulares de cada Fideicomiso para el Financiamiento de los Planes de Inversión, considerando como límite del

financiamiento las anualidades futuras derivadas de la remuneración tarifaria, que deberán ser acordadas con los respectivos acreedores o entidades estructuradoras.

Sobre la determinación de Sectores de Distribución Típicos:

El OSINERGMIN determinará mediante estudios técnicos y económicos la metodología para la fijación de las características y el número de Sectores de Distribución Típicos.

Sobre la asignación de la Zona de Responsabilidad Técnica:

El MEM debe determinar para cada empresa de distribución eléctrica una zona de responsabilidad técnica considerando los siguientes criterios: (i) zonas de concesión existentes, (ii) uso eficiente de las redes eléctricas existentes, (iii) características geográficas y (iv) vías de acceso y facilidades de comunicación.

Sobre la fijación de los índices SAIFI y SAIDI:

Mediante Resolución Ministerial se establecerán los índices SAIFI y SAIDI, con los cuales el OSINERGMIN fijará los valores objetivos de calidad de servicio para cada empresa de distribución eléctrica.

D3: No están armonizados el Plan de Inversiones de la Transmisión y la Planificación de la Distribución eléctrica

¿Por qué es un problema?

La sub-transmisión eléctrica, que es la frontera entre la transmisión en la red troncal del SEIN y las instalaciones de distribución, actualmente es regulada en el Plan de Inversión. En algunos casos, esas instalaciones están dentro de la zona de concesión de la empresa distribuidora; sin embargo, el concesionario de transporte puede ser un agente distinto. Por lo cual, se requiere de una coordinación estrecha entre el agente y la empresa distribuidora para proponer un Plan de Inversión integral entre los diversos concesionarios de dicha zona. Las responsabilidades de tener capacidad de sub-transmisión se diluyen en estos casos cuando más de un agente tiene responsabilidades sobre una zona determinada.

¿Cuáles son las causas del problema?

Las actividades que conectan instalaciones de transmisión del sistema troncal del SEIN con los usuarios finales son llevadas a cabo por empresas de generación, clientes libres y las empresas de distribución eléctrica. Se observa que, en los procesos regulatorios del Plan de Inversiones, el OSINERGMIN objeta que las propuestas no son coordinadas entre los agentes que tienen responsabilidad en una misma zona donde se realiza la sub-transmisión.

En Colombia, por ejemplo, tenemos que se evita esa duplicidad de responsabilidad de la sub-transmisión haciendo que exista la siguiente división en la transmisión:

Sistema de Transmisión Nacional: La transmisión de energía eléctrica es desarrollada por los agentes con tensiones iguales o superiores a 220 kV.

La distribución de energía eléctrica es desarrollada con niveles de tensión menores a 220 kV, el sistema de distribución se clasifica en:

Sistema de Transmisión Regional (STR) – nivel 4: Corresponde al sistema de transporte de energía eléctrica que incluye activos de conexión al STN, conjunto de líneas y subestaciones con sus equipos asociados que operan con tensiones en el rango de 57.5 kV a 220 kV y que están conectados eléctricamente entre sí en este rango de tensión. En un STR puede operar más de un operador de red (distribuidor). En Colombia existen dos STR (norte y centro-sur). Los usuarios conectados a un mismo STR pagan una tarifa estampilla única (\$/kWh).

Sistema de Distribución Local (SDL): Corresponde al sistema de transporte de energía eléctrica que incluye líneas y subestaciones con sus equipos asociados en tres niveles de tensión que prestan el servicio de transporte en uno o varios mercados de comercialización:

- Nivel de tensión tres: $30 \leq \text{Tensión (kV)} < 57.5$
- Nivel de tensión dos: $1 \leq \text{Tensión (kV)} < 30.0$
- Nivel de tensión uno: $\text{Tensión (kV)} \leq 1.0$

La Unidad de Planeación Minero Energética UPME es el ente encargado de realizar anualmente la actualización del Plan de Expansión de Transmisión. En ese sentido analiza el STN y los STR, identificando los efectos del crecimiento de la demanda y la incorporación de plantas de generación.

En el PT se identifica las obras de expansión del STN y del STR para el mediano y largo plazo, las que mejoran las condiciones del STR y SDL. Asimismo, se encarga de la convocatoria y adjudicación de las obras que son parte del PT. En este caso se tiene una sola planificación que cubre la transmisión de la red troncal y la sub-transmisión entre 57.5 kV y 220 kV.

También está la opción de que un Operador de Red (OR) presente una propuesta de una instalación de transmisión en el STR a la UPME para su aprobación, luego del cual podrá exigir su costo anual por el uso de dicha instalación a la CREG. De acuerdo a la Resolución CREG 024-2013, el OR es el responsable de elaborar el Plan de Expansión del STR mediante Procesos de Selección. Para la preparación del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional que elabora la UPME, los OR deben entregar

la información del planeamiento a más tardar el de 15 de junio de cada año. Los proyectos a ejecutar en los STR forman parte de la información que la UPME publica en el Plan de Expansión del SIN. La no entrega de información del OR ocasiona que la expansión que requiere el SIN no sea considerado en los planes de expansión que publica la UPME y que la prestación del servicio se ponga en riesgo. Para la revisión de la propuesta del OR deberá adjuntar los estudios de viabilidad técnica económica para la evaluación de la UPME.

Para los proyectos de expansión en el STR con fecha de puesta en operación comercial dentro de los 36 meses siguientes a la adopción del Plan de Expansión del SEIN, los OR tienen un plazo máximo de 4 meses para manifestar su interés de ejecutar la expansión. En caso de no manifestar su interés, el proyecto se ejecuta mediante un Proceso de Selección en el que el OR no puede participar, salvo que se trate de un proyecto con costo superior al Costo Medio del Nivel de Tensión 4.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Un ejemplo del síntoma de este problema ocurre para el caso de Lima, en donde se requiere que el Plan de Inversión de Edegel deba ser coordinado con Luz del Sur.

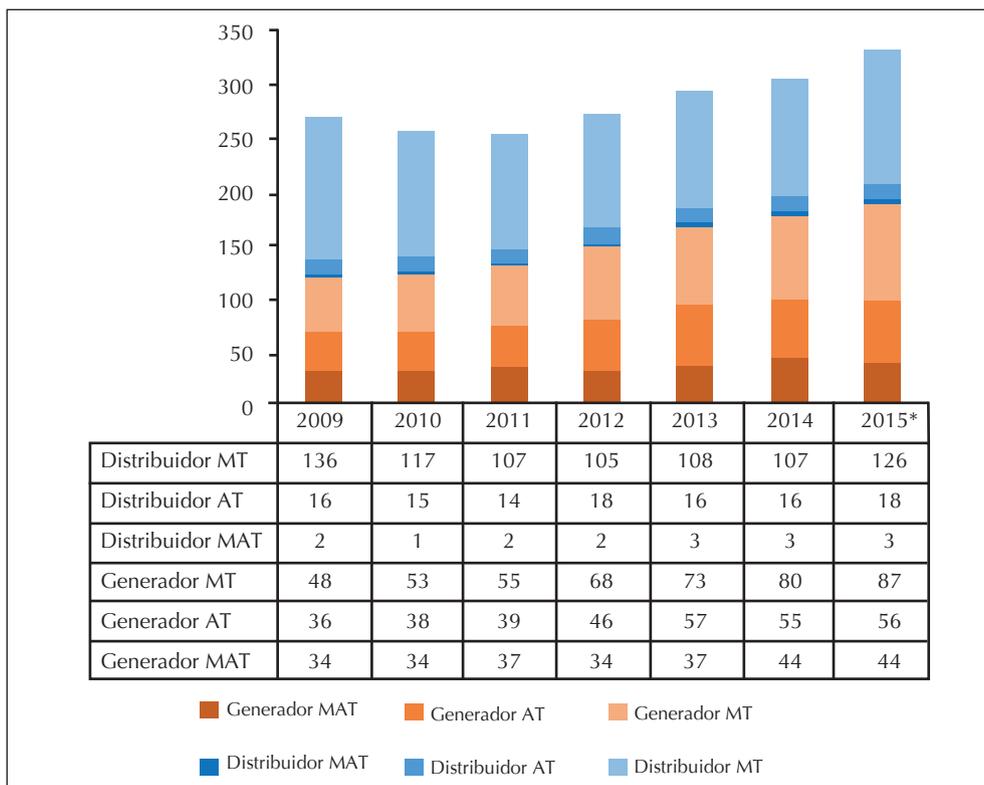
D4: Migración de demanda regulada al mercado libre

¿Por qué es un problema?

Desde el año 2009, la normativa sectorial estableció el derecho de los usuarios eléctricos que cuentan con una demanda anual máxima ubicada en el rango entre los 200 kW y los 2500 kW, a elegir la condición de clientes libres o clientes regulados según estimen conveniente. En adelante denominaremos a este tipo de usuarios como "Usuarios Optativos". En su momento, esto significó para las distribuidoras la ampliación del número de potenciales clientes en el mercado libre, el cual hasta dicho momento se encontraba restringido únicamente a aquellos consumidores con una demanda máxima anual superior a 1000 kW. Como es evidente, la evaluación de una decisión por parte de un Usuario Optativa tiene como uno de sus factores más relevantes la comparación entre los precios ofrecidos en el mercado libre respecto de las tarifas reguladas fijadas por el OSINERGMIN.

Entre los años 2009 y 2015, se registró el siguiente comportamiento en el mercado libre respecto al número de puntos de suministro por nivel de tensión:

Figura A10.11: Evolución del número de suministro por nivel de tensión – 2009 al 2015



Fuente: Elaboración propia en base a los Boletines Mensuales de Mercado Libre de OSINERGMIN
 *A setiembre de 2015

De la tabla anterior, en el periodo 2009 - 2015 puede verificarse un crecimiento sostenido del número de puntos de suministro en MT de clientes libres atendidos por generadores (81% durante el periodo, 11% promedio anual).

En el siguiente cuadro se aprecia el incremento porcentual de los usuarios libres desde el año 2010 al 2015, siendo el incremento más evidente el producido en el periodo de un año comprendido entre el 2014 al 2015, que es tres (3) veces el incremento que se produjo en el periodo de cuatro años desde el 2010 al 2014.

Tabla A10.6: Evolución de usuarios libres y regulados

Año	Usuarios		Total
	Libres	Regulados	
2010	258	5165388	5165646
2014	271	6438620	6438891
2015	311	6738024	6738335

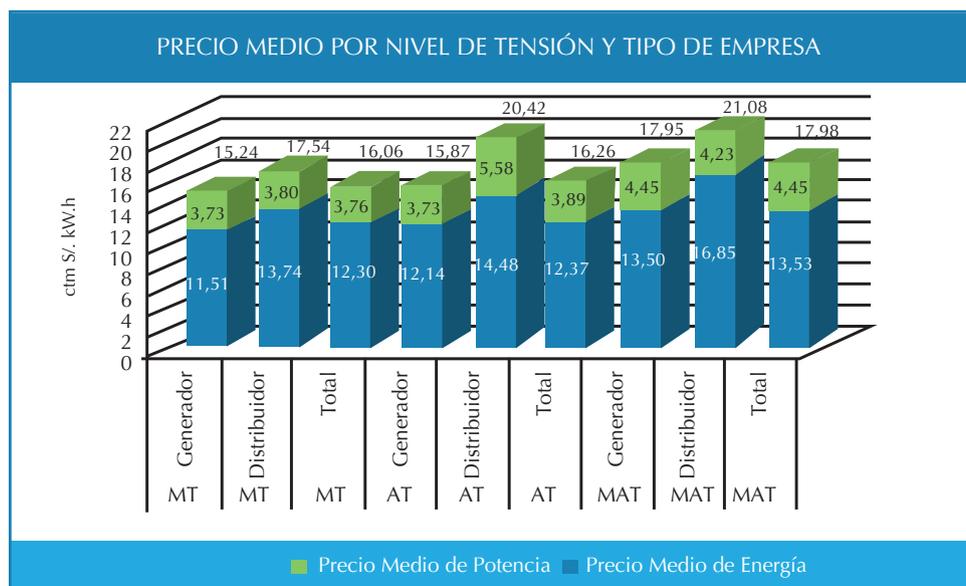
Periodo	Incremento
2010-2014	5%
2014-2015	15%

Fuente: OSINERGMIN, Procesamiento y Análisis de la Información Comercial de las Empresas de Electricidad.

Este incremento de usuarios libres, se ha evidenciado por ejemplo en el caso de las empresas del Grupo Distriluz, que para el año 2016 tuvieron que hacer efectiva la reducción de un total de 63.90 MW de demanda regulada, que equivalen al 9% de su demanda prevista para este año.

Todo lo anterior, permite afirmar que existe una migración por parte de los Usuarios Optativos para contratar directamente con empresas generadoras de electricidad que ofrecen un menor precio de generación. Efectivamente, el principal motivo por el que cada vez más Usuarios Optativos deciden ser suministrados por generadores en el mercado libre es la mayor competitividad de los precios del mercado libre de generadores frente a los precios de los distribuidores. Así, para mayo de 2016, se pudo verificar que el precio de mercado libre de los generadores ha sido siempre más bajo que aquellos ofrecidos por los distribuidores.

Figura A10.12: Evolución del número de suministro por nivel de tensión – 2009 al 2015



Fuente: OSINERGMIN. Boletín Mensual de Mercado Libre de OSINERGMIN mayo 2016. La comparación se realiza a nivel de Barra Lima.

¿Cuáles son las causas del problema?

Del análisis del sector, se ha identificado que las principales causas de la migración de la demanda regulada hacia el mercado libre son las siguientes:

- La existencia de precios artificialmente bajos en el mercado spot que incentivan la migración del mercado regulado hacia el mercado libre de electricidad.
- Los generadores buscan atender a clientes con demandas tan pequeñas como 200 kW, cuestión que no ocurriría en un mercado con condiciones regulares.
- El régimen de licitaciones de largo plazo (PROINVERSION, OSINERGMIN) es rígido respecto a la modificación de los contratos de suministro en términos de la potencia contratada, cuestión que resta flexibilidad a la distribuidora para poder reducir su contrato regulado y pedir ofertas para atención de mercado libre para poder competir con los generadores.

En efecto, la razón principal por la que los generadores pueden ofertar precios competitivos puede explicarse tanto en la idealización a la baja de los costos marginales de corto plazo en el mercado spot a través del Decreto de Urgencia N° 049-2008, cómo en la sobreoferta de generación (margen de reserva alto), y en mayor medida,

por la sub declaración del precio del gas natural por parte de las generadoras que tienen asegurados ingresos por contratos de suministro producto de las licitaciones de largo plazo de OSINERGMIN y PROINVERSION.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Entre los síntomas más relevantes del problema identificado, está el hecho que las distribuidoras enfrentan una situación de sobrecontratación o sobrecompra de potencia, la cual se ve agravada por el hecho que carecen de flexibilidad para modificar los compromisos de potencia fija (carga fijo de potencia o *take or pay*) en sus contratos de suministro a largo plazo. Los costos asociados a la sobrecontratación impactan tanto a los usuarios regulados como a las propias distribuidoras.

Por un lado, en el caso de los usuarios regulados, el traslado de los costos de la sobrecontratación (costos fijos de potencia del distribuidor) al PNG que es un componente de la tarifa regulada trasladada a dichos usuarios implica que los costos de la electricidad en el mercado regulado se incrementan, mientras en el mercado libre estos siguen a la baja.

Por otro lado, en el caso de las distribuidoras, dado que estas no trasladan la totalidad de los sobrecostos por compra de potencia al PNG¹⁹, esta se ve obligada a asumir el riesgo comercial asociado a la sobre contratación (pérdidas por sobrecompra) el cual no es propio del diseño regulatorio que establece que los costos de compra de electricidad del distribuidor se trasladan bajo un esquema de *pass-through* al cliente regulado.

La migración de demanda regulada también afecta la sostenibilidad a futuro de las empresas distribuidoras y del mercado eléctrico. Esto se debe a que la regulación habilita a los Usuarios Optativos a retornar al mercado regulado transcurridos tres (3) años desde su ingreso al mismo en cualquier momento y sin ningún tipo de preaviso a la distribuidora; lo que genera un gran riesgo a futuro para la distribuidora que se vería obligada a incurrir en un supuesto de retiros sin contrato, para atender a estos Usuarios Opcionales que por la condiciones del mercado optasen por regresar a su condición de usuarios regulados.

Del mismo modo, la distribuidora afronta serias dificultades para el cumplimiento de su obligación de garantizar el suministro a su demanda regulada por al menos los siguientes veinticuatro (24) meses; debido a que las proyecciones de su demanda regulada presentan un alto grado de incertidumbre a causa del posible regreso o salida de los Usuarios Opcionales como demanda regulada, lo que depende de las condiciones del mercado (principalmente del precio SPOT) y se hace efectivo sin ningún tipo de preaviso.

19 Por aplicación del mecanismo de compensación regulado en la Resolución N° 148-2015-OS-CD.

Por otro lado, existe una incoherencia en la regulación entre: (i) los doce (12) meses de preaviso que deben cumplir los Usuarios Optativos para cambiar su condición de usuario regulado a libre; (ii) los veinticuatro (24) meses de garantía de suministro que debe cumplir la distribuidora para su demanda regulada; (iii) la inexistencia de un plazo de preaviso por parte los Usuarios Optativos para regresar a su condición de usuario regulado; y (iv) los tres (3) años de anticipación como mínimo para que la distribuidora convoque a licitaciones de largo plazo para atender su demanda regulada, con compromisos contractuales que no pueden ser reducidas ante una pérdida de demanda sin la aprobación previa del OSINERGMIN.

Todos estos factores que se encuentran en conflicto y en el pasado no se materializaban porque el precio SPOT guardaba cierta correlación con el precio regulado (precio en barra); se han hecho evidentes en la actualidad donde la diferencia entre uno y otro precio es tan amplia que ha generado la migración de los Usuarios Optativos al mercado libre.

Finalmente, en cuanto a otras cuestiones relevantes para el sistema, como lo es la inversión en redes de media tensión, es importante tener en cuenta que las distribuidoras estatales bajo el ámbito del FONAFE se sujetan a las normas de la actividad empresarial del Estado, las cuales se caracterizan por la existencia de controles que restan flexibilidad y capacidad de respuesta a su gestión. En efecto, existen limitaciones para dichas empresas, entre otros, en cuanto a: (i) procesos de adquisiciones y contrataciones a través a procedimientos de selección y sujetos a impugnación; (ii) autorizaciones para endeudamiento a cargo del MEF sin criterios claros de decisión; y, (iii) aprobación de gastos de capital sujetos un sistema de inversión pública en el cual la decisión de inversión es ajena a la distribuidora que lo formula.

En esa línea, una de las herramientas que el distribuidor tiene para promover inversiones en la expansión de sus redes de media tensión es el mecanismo de contribuciones reembolsables establecido en la LCE, a través del cual, mediante las inversiones de los clientes libres de la distribuidora se suplía la necesidad de inversión directa de la distribuidora por compensaciones contra el valor de la energía suministrada al correspondiente cliente libre.

Así, el distribuidor reembolsaba la inversión del cliente libre a través de descuentos sobre el precio de la energía suministrada, lo cual no es económicamente viable respecto de los cargos de distribución (VAD) pues tiene periodos de recuperación de los costos de inversión distintos lo que produce un descalce entre los montos percibidos por VAD del cliente libre y los montos a reembolsar por parte de la distribuidora.

La existencia de una marcada diferencia de precios entre el mercado regulado y el mercado libre en perjuicio de los usuarios regulados, y el posible deterioro de calidad

y acceso al suministro eléctrico, podría generar un problema social. En efecto, de permanecer la tendencia actual, los usuarios regulados seguirán asumiendo cada vez mayores sobrecostos, mientras que la disposición de recursos de las distribuidoras para inversión en mantenimiento y expansión de redes será cada vez menor.

Finalmente, la situación actual no hace más que evidenciar que actualmente el mercado regulado viene subsidiando los costos asociados a la atención del mercado libre en media tensión, pues la potencia que es pagada más no consumida por el mercado regulado es comercializada por las generadoras en el mercado libre a precios considerablemente más bajos.

A10.5. Problemas transversales

P.T.: Factores fuera del control de empresas concesionarias generan deficiencias en redes de transmisión y distribución

¿Por qué es un problema?

Se ha identificado como un problema transversal a las actividades de transmisión y distribución el hecho que se atribuya responsabilidad por factores fuera de su esfera de control. Estos factores exógenos pueden ser los riesgos generados por terceros sobre instalaciones de transmisión (invasiones y uso de franjas de servidumbres), o la afectación de las condiciones regulares de suministro a los usuarios regulados (conexiones clandestinas, entre otros).

Esto se agrava por el hecho que los concesionarios carecen de herramientas y/o remedios jurídicos o mecanismos legales efectivos para solucionar dicha problemática y, además, en muchos casos no tienen los recursos o capacidades para supervisar las redes a su cargo.

¿Cuáles son las causas del problema?

Los factores identificados tienen su origen, generalmente, en la problemática derivada de la realidad socio-económica y cultural del país, la debilidad institucional y la informalidad.

Un ejemplo en el que el problema identificado es particularmente grave es en el caso de la supervisión de deficiencias de seguridad en instalaciones de transmisión y distribución y en zonas de servidumbre. Al respecto, OSINERGMIN supervisa las franjas de servidumbre de todas las concesionarias de redes para la identificación de deficiencias y/o riesgos eléctricos o a la seguridad pública.

Producto de la informalidad en el sector vivienda y construcción, es usual, sobre todo en zonas rurales, encontrar deficiencias relacionadas a edificaciones en la vía pública que no respetan las distancias de seguridad con las redes de transmisión y distribución. En este caso, conforme a lo establecido en el artículo 78° de la Ley Orgánica de

Municipalidades, estas son competentes para otorgar las respectivas licencias de construcción y son quienes tienen facultades para clausurar edificios, establecimientos o servicios cuando su funcionamiento esté prohibido y constituya peligro, o cuando violen las normas de seguridad. Asimismo, conforme al artículo 93° de la misma norma, son las municipalidades las que pueden ordenar la demolición de edificios construidos en contravención a la regulación de construcciones, o que no cuenten con la respectiva licencia, o que no cumplan con conservar el alineamiento y retiro respectivos.

Dadas las deficientes capacidades de los gobiernos locales, es usual que las construcciones se realicen sin licencia y se regularicen en una etapa posterior. Asimismo, en el caso en que estas son otorgadas, es usual que se aprueben sin la debida verificación in situ y sin tomar en cuenta las instalaciones eléctricas adyacentes.

No obstante, la regulación del OSINERGMIN impone a los concesionarios medidas preventivas en el caso de la existencia de deficiencias de seguridad u otros que, efectivamente, trasladan la responsabilidad por la inacción de las municipalidades a los concesionarios.

La ausencia de mecanismos legales para que los concesionarios puedan enfrentar esta problemática implica que estos asuman los costos económicos por factores fuera de su esfera de control. Asimismo, no existen normas que definan o limiten las responsabilidades de las distribuidoras y transmisoras en estos supuestos

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Los síntomas asociados a esta problemática incluyen la imposibilidad de los concesionarios de prever un crecimiento planificado y ordenado de redes en zonas urbanas, así como deficiencias en la calidad del servicio por afectaciones de terceros.

En cuanto a la afectación económica de los concesionarios, además de los costos asociados al reemplazo o modificación de instalaciones existentes, las sanciones impuestas por OSINERGMIN representan un costo adicional importante.

Como un ejemplo, durante el año 2013 las sanciones derivadas de procedimientos sancionadores tramitados por incumplimientos por deficiencias de seguridad en instalaciones de transmisión y distribución fueron los siguientes:

Tabla A10.7: Sanciones por temas de seguridad

Sanciones temas de seguridad	Total de sanciones	Porcentaje de participación
124	438	28%

Como puede observarse, casi el 30% de las sanciones impuestas durante dicho año estuvieron asociadas a deficiencias de seguridad.

P.T.: Incertidumbre en el otorgamiento de Títulos Habilitantes

¿Por qué es un problema?

La cantidad de títulos habilitantes requeridos para la puesta en operación de centrales de generación, instalaciones de transmisión y distribución, así como la demora en el otorgamiento y la falta de claridad en los requisitos aplicables (en materia ambiental, de licencias de aguas, servidumbres y estudios técnicos del COES); suponen en la práctica una barrera a la entrada al mercado, y en algunos casos impiden el cumplimiento de compromisos previos asumidos para con el Estado o con otros agentes privados.

¿Cuáles son las causas del problema?

Entre las principales causas de la incertidumbre para el otorgamiento de títulos habilitantes se encuentran:

- La gran cantidad de procedimientos para lograr la puesta en operación de instalaciones eléctricas. En el cuadro inferior se muestran el total de procedimientos a seguir para los casos de centrales de generación e instalaciones de transmisión, considerando los procedimientos intermedios o previos para iniciar otros procedimientos, tales como el certificado de pre-operatividad emitido por el COES y el estudio de aprovechamiento hídrico ante la ANA, que son requisitos para solicitar la concesión definitiva ante el MEM, entre otros.
- La falta de claridad en los requisitos para la obtención de títulos habilitantes. Procedimientos que contienen requisitos imprecisos, que al ser aplicados por las entidades a cargo (o por diferentes órganos de una misma entidad) requieren de nuevos requisitos no incluidos en el Texto Único de Procedimientos de la entidad, y que se condicionan el avance de los procedimientos ya iniciados.
- Deficiente coordinación entre entidades del Estado para el otorgamiento de permisos (Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Cultura, Ministerio del Ambiente). Situación que se evidencia del otorgamiento de concesiones definitivas ya sea sobre áreas que luego son calificadas como intangibles por el Ministerio de Cultura en el marco de la aprobación del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos, o sobre zonas en las que no se advierte la necesidad de contar con el procedimiento de consulta previa.
- La falta de capacidad técnica de las instancias descentralizadas del gobierno (gobiernos regionales y locales), que expiden permisos por efecto de las transferencias de funciones desde el Gobierno Central, sin tener clara las condiciones para el ejercicio de sus funciones ni los alcances de las mismas; situación que conlleva a la demora en el otorgamiento de los títulos habilitantes.

¿Cuáles son los síntomas del problema?

Incertidumbre de los agentes respecto a la fecha estimada de ingreso al mercado y puesta en operación de sus proyectos de generación, transmisión y distribución.

Demoras injustificadas que ocasionan retrasos en los calendarios de ejecución de obras garantizados con fianzas.

Sobrecostos en la ejecución de las inversiones en generación y transmisión debido a la gran cantidad de trámites y demoras.

Como ejemplo de lo antes señalado, se presenta el siguiente cuadro elaborado en base a Información obtenida de las instituciones públicas y de la experiencia de empresas privadas del sector eléctrico (se incluyen las autorizaciones intermedias).

Tabla A10.8: Sanciones por temas de seguridad desagregadas por institución

Institución	Título habilitante	Plazo Legal	Plazo Real
MINEM	Autorización de Generación	45 d/c	9 meses
MINEM	Concesión de Generación	90 d/c	12 meses
Cultura	CIRA	30 d/c	6 meses
MINEM - DGAEE	EIA Detallado	120	12 meses
ANA	Est. Aprov. Hídrico	45 d/c	9 meses

	Actividad		
	Generación termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Transmisión
Instituciones involucradas	6	10	9
Títulos habilitantes requeridos (Aprox)	29	35	28