



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas



## **TÉRMINOS DE REFERENCIA**

### **Consultoría para la elaboración de la propuesta de Libro Blanco para la Reforma hacia la Modernización del Sector Eléctrico Peruano**

Ministerio de Energía y Minas

y

Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector  
Eléctrico (CRSE)

Julio 2023



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas



Tabla de contenido

|     |  |    |
|-----|--|----|
| A.  | INTRODUCCION .....   | 4  |
| B.  | OBJETIVO DE LA CONSULTORÍA .....   | 6  |
| C.  | ALCANCE DE LA CONSULTORÍA .....  | 6  |
| C.1 | ESTRUCTURA Y COMPONENTES .....   | 8  |
|     | EJE TEMÁTICO 1: FORTALECIMIENTO DEL MARCO INSTITUCIONAL .....                            | 8  |
|     | Tarea 1: Actualización de funciones y estructura del Ministerio de Energía y Minas ..... | 9  |
|     | Tarea 2: Modernización Institucional del COES .....                                      | 10 |
|     | Tarea 3: Adecuación Institucional de OSINERGMIN .....                                    | 11 |
|     | Tarea 4: Creación de la Unidad de Monitoreo del Mercado .....                            | 11 |
|     | Tarea 5: Creación del Tribunal de Resolución de Disputas .....                           | 12 |
|     | Tarea 6: Integración del Planeamiento Energético .....                                   | 12 |
|     | Tarea 7: Dinamización del mercado de gas natural .....                                   | 13 |
|     | Tarea 8: Modernización de Empresas Distribuidoras de Derecho Público .....               | 13 |
|     | EJE TEMÁTICO 2: TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA .....                               | 14 |
|     | Tarea 1: Mercado de corto plazo .....  | 15 |
|     | Tarea 2: Mercado de servicios complementarios .....                                      | 16 |
|     | Tarea 3: Mercado de Certificados y Portafolio Estándar de energías renovables .....      | 16 |
|     | Tarea 4: Mecanismo de contratos estandarizados a término de largo plazo .....            | 17 |
|     | Tarea 5: Unidad de Monitoreo de Mercado .....  | 18 |
|     | Tarea 6: Planeamiento indicativo de generación .....                                     | 18 |
|     | EJE TEMÁTICO 3: INNOVACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN Y LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA .....      | 19 |
|     | Tarea 1: Reestructuración de la actividad de distribución .....                          | 19 |
|     | Tarea 2: Sistema de Medición Inteligente - SMI .....                                     | 21 |
|     | Tarea 3: Diseño Tarifario .....  | 21 |
|     | Tarea 4: Comercialización minorista .....  | 22 |
|     | Tarea 5: Recursos energéticos distribuidos (DER) .....                                   | 22 |
|     | Tarea 6: Gestión de Datos .....  | 23 |
|     | EJE TEMÁTICO 4: SIMPLIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DE TRANSMISIÓN .....                        | 23 |
|     | Tarea 1: Planeación e implementación de la Expansión de Transmisión .....                | 24 |
|     | Tarea 2: Eficacia y transparencia en el acceso a la red .....                            | 26 |
|     | Tarea 3: Simplificación de Esquemas de Remuneración .....                                | 27 |
|     | Tarea 4: Interconexiones Internacionales .....   | 28 |
| C.2 | CRONOGRAMA, ENTREGABLES Y TALLERES .....   | 29 |
| D.  | EXPERIENCIA .....  | 31 |
|     | D.1 EXPERIENCIA DE LA FIRMA CONSULTORA .....   | 31 |
|     | D.2 EXPERIENCIA DEL EQUIPO .....   | 31 |
| E.  | PROPUESTA METODOLÓGICA Y PLAN DE TRABAJO .....   | 33 |
| F.  | CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE OFERTAS .....   | 34 |
|     | F.1 EVALUACIÓN DE LA OFERTA TÉCNICA .....  | 34 |
|     | F.1.1 Evaluación de la Firma Consultora .....  | 34 |
|     | F.1.2 Evaluación del Equipo Transversal .....  | 34 |
|     | F.1.3 Evaluación de Equipos de Trabajo por Eje Temático .....                            | 35 |

|  |    |
|--|----|
| F.1.4 Evaluación de Propuesta Metodológica y Plan de Trabajo .....             | 36 |
| F.1.5 Resumen de Evaluación de la Oferta Técnica y Puntaje Mínimo.....         | 36 |
| F.2 EVALUACIÓN DE LA OFERTA ECONÓMICA .....                                    | 36 |
| F.3 PUNTAJE TOTAL DE LA OFERTA.....  | 37 |
| G.    VARIOS.....  | 37 |
| H.    PROGRAMA DE PAGOS.....   | 37 |
| I.    DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN DE LA FIRMA CONSULTORA.....                     | 37 |
| J.    CONTACTO.....  | 38 |
| ANEXO 1 - PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN ..... | 39 |
| ANEXO 2 - FORMACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN .....                             | 42 |
| ANEXO 3 - MERCADO DE GAS NATURAL .....   | 44 |
| ANEXO 4 - EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DERECHO PÚBLICO.....                          | 45 |
| ANEXO 5 - MERCADO MAYORISTA PERUANO .....                                      | 46 |
| ANEXO 6 - SUFICIENCIA DE GENERACIÓN Y RESERVAS.....                            | 47 |
| ANEXO 7 - GENERACIÓN CON RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE -RER .....              | 50 |
| ANEXO 8 - SERVICIOS COMPLEMENTARIOS.....                                       | 52 |
| ANEXO 9 - REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN .....                        | 54 |
| ANEXO 10 - MERCADO MINORISTA .....   | 64 |
| ANEXO 11 - GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....  | 65 |
| ANEXO 12 - ACCESO Y TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN .....                       | 67 |
| ANEXO 13 - REMUNERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN.....                        | 69 |
| ANEXO 14 - INTERCONEXIONES INTERNACIONALES .....                               | 70 |
| ANEXO 15 - REFERENCIAS.....  | 72 |

## **TÉRMINOS DE REFERENCIA**

### **Consultoría para la elaboración de la propuesta de Libro Blanco para la Reforma hacia la Modernización del Sector Eléctrico Peruano**

#### **A. INTRODUCCION**

La esencia del modelo regulatorio e institucional del sistema eléctrico peruano fue establecida a través de la Ley de Concesiones Eléctricas (DL25844 de 1992) y la Ley de Desarrollo Eficiente de Generación Eléctrica (Ley 28832 de 2006)<sup>1</sup>.

En 1992, la LCE separó las actividades de generación, transmisión y distribución, dejando el desarrollo de la actividad de la generación en un ambiente de competencia, aunque con mecanismos regulados de fijación de precios para los segmentos de transmisión y distribución eléctrica. Asimismo, la LCE establecía un Plan Referencial de obras de generación y transmisión que, en la práctica no promovió el avance esperado en la infraestructura sectorial.

La Ley 28832 de 2006, introduce el mecanismo de subastas competitivas para dar mayor dinamismo a la generación a través de contratos de largo plazo. De otro lado, se centralizó la planificación en el Plan de Transmisión el cual se ha ejecutado, principalmente, a través de Asociaciones Público-Privadas promovidas por convocatorias estatales. En cuanto a la subtransmisión, se creó el Plan de Inversiones para las redes complementarias que recaen en las instalaciones de los distribuidores.

A estas herramientas de planificación se suman los Planes de Expansión presentados por los titulares de Sistemas de Transmisión mediante los “Contratos Ley”, suscritos previamente a la vigencia de la Ley N° 28832, y que estarán vigentes hasta el año 2032.

Durante sus casi 30 años de vigencia, el modelo ha sido objeto de numerosos ajustes y modificaciones, que han afectado su integridad y su capacidad de dar las señales necesarias para permitir y fomentar la modernización del sector.

Los retos que imponen los avances tecnológicos, las metas ambientales, la internacionalización de los mercados, los desafíos sociales y económicos que enfrentan los agentes señalan la necesidad de promover las condiciones adecuadas para asumir los retos y de contar con un sistema eléctrico eficiente, competitivo, y sostenible.

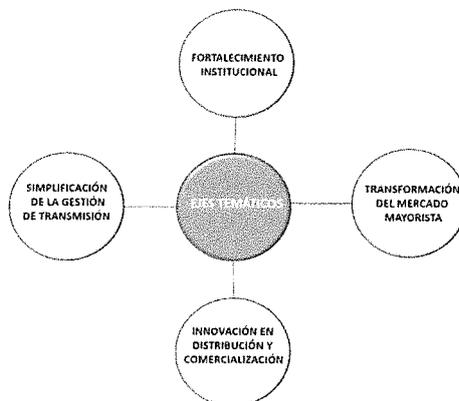
A fin de formular propuestas orientadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y el desarrollo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, mediante Resolución Suprema N°006-2019-EM, se creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE).

---

<sup>1</sup> Vale la pena mencionar también la Ley General de Electrificación Rural (Ley No. 28749), así como las modificaciones a la Ley de concesiones eléctricas mediante los Decretos Legislativos 1221 y 1207 por su relevancia para el desarrollo de la generación distribuida.

Durante la fase inicial la CRSE definió cuatro ejes temáticos para analizar los distintos aspectos del sistema eléctrico peruano requeridos para el proceso de modernización institucional y regulatoria del sector:

*Ilustración 1, Ejes Temáticos para la Modernización del Sector Eléctrico Peruano*



Para efectos de este documento, la modernización del sistema eléctrico peruano debe entenderse como el proceso de cambio en las esferas legislativas, institucionales, regulatorias y normativas requerido para lograr el fortalecimiento del marco institucional, la transformación del mercado mayorista, la innovación de la distribución y la comercialización minorista y mejorar el sistema de transmisión e interconexiones internacionales.

En ejercicio de sus funciones, la CRSE ha previsto, entre otros, contratar servicios de Consultoría Especializada para apoyar la elaboración del Libro Blanco que sustente la modernización institucional y regulatoria del sector. Con este propósito, dada la complejidad del proceso, la CRSE decidió elaborar el Libro Blanco por etapas, iniciando, en 2021, con el desarrollo de los marcos conceptuales para cada eje temático. Así, con el apoyo del Banco Mundial, se contrataron los servicios de consultoría especializada necesaria, que permitió desarrollar los siguientes marcos conceptuales:

- Eje Temático No. 1, Strengthening the Institutional Framework, Hugh Rudnick Van de Wyngard, Alejandro Navarro Espinosa. April 2021.
- Eje Temático No. 2, Transformation of the Peruvian Wholesale Electricity Market, Frank A. Wolak, Mayo 2021.
- Eje Temático No. 3, Modernization of the Peruvian electricity system, Innovation in distribution and retail. Tomás Gómez, Pablo Rodilla, Rafael Cossent, May 2021.
- Eje Temático No. 4, Conceptual model and framework for improving the regulation and management of the electricity transmission systems in Peru. Alberto Pototsching, dfc economics.

Los marcos conceptuales presentan una visión de referencia de las reformas que se requieren para cada eje temático. Las propuestas que los consultores presentan en sus marcos conceptuales deben ser validadas con las autoridades del sector energético en cuanto a su alcance, viabilidad y adecuación a las condiciones del sistema eléctrico peruano.

A partir del análisis de diagnóstico de la situación normativa y regulatoria del sector, y de la validación de los marcos conceptuales, se requiere una propuesta de Libro Blanco que contemple: i) la evaluación de los cambios sugeridos sobre los cuales hace falta profundizar en alcance; ii) las propuestas normativas y regulatorias sobre los aspectos en los que hay consenso; iii) la armonización y coordinación de las reformas propuestas al interior y entre los ejes temáticos, en este aspecto es importante tener en cuenta que hay temas transversales que impactan diferentes ejes temáticos; y v) la hoja de ruta para implementar las recomendaciones de reformas institucionales, normativas y regulatorias que se propongan.

Con base en lo anterior, se requiere realizar la convocatoria para contratar una firma Consultora altamente calificada que desarrolle los estudios necesarios y prepare una propuesta de Libro Blanco para la reforma hacia la modernización del sector eléctrico del Perú.

## **B. OBJETIVO DE LA CONSULTORÍA**

El objetivo de esta consultoría es elaborar la propuesta del Libro Blanco para la modernización del sector eléctrico del Perú a ser presentada a la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE) y al Ministerio de Energía y Minas, en el marco de lo dispuesto en la Resolución Suprema 006-2019-EM. Dicha propuesta será acompañada de los proyectos normativos necesarios para la modernización del sector eléctrico peruano de manera sostenible y eficiente.

## **C. ALCANCE DE LA CONSULTORÍA**

La labor de la firma Consultora cubre, pero no se limita, a la identificación, evaluación, formulación y redacción de propuestas institucionales, legislativas, administrativas o regulatorias requeridas para la elaboración de la propuesta de Libro Blanco del sistema eléctrico peruano. La firma Consultora deberá preparar los anteproyectos de las normas de más alto nivel (proyectos de leyes, decretos y regulaciones principales) que se requieran con base en el estudio realizado<sup>2</sup>.

La propuesta de Libro Blanco será un documento producido para la autoridad respectiva del gobierno peruano con el fin de informar y proponer políticas y propuestas de acción sobre los elementos del proceso de modernización del sector eléctrico del Perú, que sirvan de base para que se desarrolle el Libro Blanco oficial del sector.

El alcance de la consultoría consiste en la elaboración de una propuesta integral, coherente y armónica entre todas las partes de la propuesta de Libro Blanco de la reforma del sector eléctrico peruano. Es importante señalar que cada tema específico propuesto en los marcos conceptuales deberá considerarse como orientativo e indicativo y no prescriptivo respecto a las actividades y tareas que deberá desarrollar la firma Consultora. Se espera además que la firma Consultora realice una fuerte sociabilización tanto de los marcos conceptuales al inicio de la consultoría, como de las propuestas que se hagan a lo largo de toda la consultoría.

---

<sup>2</sup> Para el diseño de las modificaciones normativas el Consultor deberá dar cumplimiento a lo establecido en la [Guía de Estilo Legislativa para la elaboración de Proyectos Normativos de las Unidades del Poder Ejecutivo](#).

Los cuatro ejes temáticos, que se desarrollaron a través de los marcos conceptuales y cuyas recomendaciones deben considerarse como orientativas e indicativas, se describen a continuación:

- a) Fortalecimiento del marco institucional: Las acciones identificadas en los marcos conceptuales buscan, entre otras acciones: i) adecuar las funciones del Ministerio de Energía y Minas, el COES y OSINERGMIN para la transición hacia una nueva arquitectura del mercado eléctrico peruano; ii) la consolidación de un esquema de planeamiento integral; iii) el desarrollo de un tribunal de resolución de disputas; iv) la dinamización del mercado de gas natural en su relación con el sector eléctrico; y v) la revisión del régimen administrativo de las empresas eléctricas de derecho público.
- b) Transformación del Mercado Mayorista: Los análisis realizados en los marcos conceptuales recomiendan: i) la conformación de un mercado estandarizado de contratos a largo plazo; ii) la creación de una unidad de monitoreo del mercado; iii) la creación de un sistema de certificados de energía renovable; iv) el desarrollo de un mercado de servicios complementarios; y v) efectuar los ajustes necesarios al mercado de corto plazo para lograr la consistencia y viabilidad de las reformas propuestas.
- c) Innovación de la distribución y la comercialización minorista: Los retos que suponen la incorporación de energías renovables y otros recursos distribuidos y la mejora de la calidad del servicio hacen necesario realizar las siguientes labores, de acuerdo a los marcos conceptuales: i) establecer un nuevo régimen regulatorio para las actividades de distribución y comercialización; ii) independizar la actividad de comercialización de la distribución; iii) iniciar el despliegue de la infraestructura de medición avanzada, iv) crear un mercado de flexibilidad a nivel de sistemas de distribución; v) desarrollar la respuesta de demanda; y vi) crear un gestor de datos del mercado minorista.
- d) Simplificación de la regulación y de la gestión de la transmisión. La variedad de aproximaciones regulatorias, instituciones involucradas en la planeación, situaciones especiales de explotación y propietarios de las redes de transmisión y distribución hacen imperiosa una revisión integral de estos elementos, y la identificación de las acciones necesarias para su desarrollo armónico.

La propuesta de Libro Blanco será entregada a la CRSE para su presentación al Ministerio de Energía y Minas, a fin de que este pueda adoptar la decisión de gobierno correspondiente. La propuesta de Libro Blanco a cargo de la firma Consultora, en su formulación, desarrollo de los entregables y como producto final, debe reunir las características siguientes:

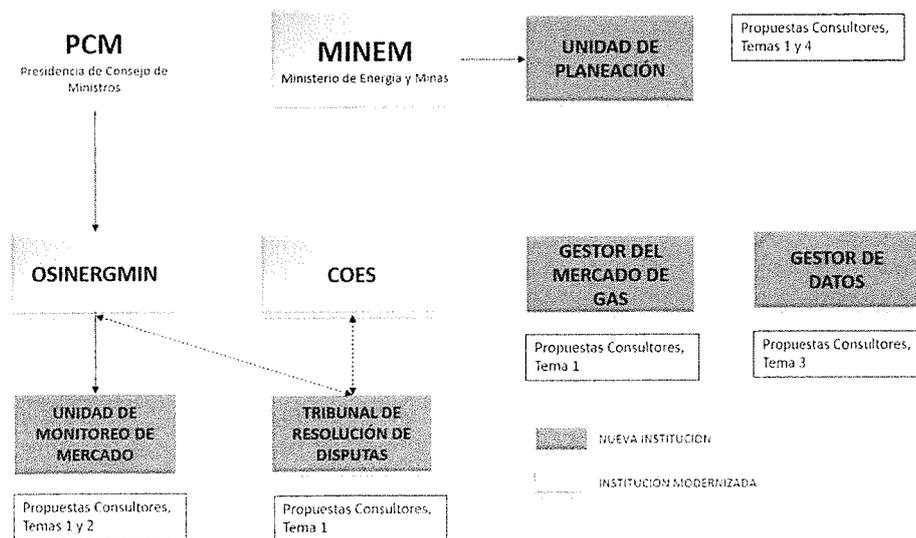
- Debe ser conciso y escrito en idioma español, con un lenguaje claro y al alcance del público en general.
- Los documentos de avances y el borrador del Libro Blanco serán socializados mediante talleres de consulta pública, que contarán con la participación de los agentes del sector, entidades y ciudadanía en general, en las oportunidades que prevé el cronograma de la consultoría. Al respecto, la firma Consultora debe evaluar los comentarios y sugerencias que presenten los interesados en la oportunidad que corresponda.
- Debe incluir las propuestas normativas de más alto nivel (leyes y decretos supremos) que se requieran con base en el estudio realizado, con el detalle suficiente para que el Ministerio de Energía y Minas pueda impulsar su trámite y aprobación ante los órganos

y entidades competentes, así como para establecer planes de acción para la implementación de las propuestas formuladas.

- Las propuestas recomendadas por la firma Consultora deben incluir la elaboración de una hoja de ruta o las etapas que se considerarían para su implementación.

Los marcos conceptuales de referencia deben ser objeto de validación y armonización para garantizar la coherencia entre sus planteamientos tanto para los temas evidentemente transversales como el impacto en la estructura institucional y sectorial, como por la necesidad de hacer coherente el sistema.

Ilustración 2, Mapa de propuestas institucionales de los marcos conceptuales



En la Ilustración 2 se evidencia la necesidad de armonización de la estructura institucional, sobre el cual, no solo se hicieron propuestas específicas al respecto en el marco conceptual del Eje Temático 1 (Fortalecimiento Institucional), sino que los consultores de los otros tres ejes temáticos hicieron propuestas institucionales en cada una de sus áreas, en varios casos diferentes a las del Eje Temático 1, y que por tanto deberán ser armonizadas por la firma Consultora<sup>3</sup>.

Debe ser claro, entonces, que una visión integral y coherente al respecto de las propuestas del marco institucional y de la planificación sectoriales por parte de la firma Consultora es necesaria y de primerísima prioridad.

## C.1 ESTRUCTURA Y COMPONENTES

### EJE TEMÁTICO 1: FORTALECIMIENTO DEL MARCO INSTITUCIONAL

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM), el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) así como el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) constituyen tres instituciones fundamentales en la

<sup>3</sup> Algo similar ocurre con el caso de las empresas públicas de distribución, tema que se trata en el marco conceptual de fortalecimiento institucional, así como en el Eje Temático de la distribución, y en el Eje Temático de la transmisión.

organización y funcionamiento de la industria eléctrica en el Perú, en su rol normativo y concedente, regulador y supervisor; y, de coordinación de la operación y administración del mercado, respectivamente<sup>4</sup>.

De acuerdo con los resultados del marco conceptual, y para ser evaluado por la firma Consultora luego de la sociabilización de los marcos conceptuales al inicio de la consultoría, la estructura institucional del sector eléctrico peruano requerirá ajustes en el MINEM, el COES y OSINERGMIN, así como la creación de nuevas instituciones o dependencias en instituciones existentes. En consecuencia, se propone contar con 4 (cuatro) nuevas entidades: i) Una unidad de planeación, adscrita al MINEM, que elaborará la planeación energética del país y coordinará la planeación de las diferentes actividades del sector eléctrico; ii) Un Tribunal de Resolución de Disputas, que resolverá en segunda instancia disputas entre agentes y el COES o entre agentes y OSINERGMIN; iii) Una unidad de monitoreo de los mercados de electricidad y gas natural, adscrita a OSINERGMIN; y iv) Un Gestor del Mercado de gas natural que dinamizará los mercados de suministro y transporte de gas natural (Ilustración 2).

El marco conceptual de la estructura institucional del sector también propone modificaciones estructurales en el ejercicio de las funciones del MINEM, OSINERGMIN y COES como se indica a continuación:

- Para el MINEM propone adecuarse a la nueva institucionalidad sectorial, al desarrollo y ajuste de los mercados mayoristas y minoristas, a la creación de la nueva función de planeamiento energético integral y a la optimización del sistema de transmisión.
- Para el OSINERGMIN propone modificaciones sustanciales para: i) asegurar la independencia de las funciones de regulación y las de supervisión; ii) desarrollar las funciones de monitoreo de mercado; iii) desarrollar los regímenes regulatorios para dar contenido material a las propuestas de modificación que resulten de los Ejes temáticos 2, 3 y 4. En especial, tendrá a cargo los ajustes regulatorios de los mercados mayoristas y minoristas, el desarrollo de un nuevo régimen regulatorio para las actividades de distribución y comercialización así como los regímenes regulatorios para el despliegue del AMI<sup>5</sup>, la respuesta de demanda, el gestor de datos, y el mercado de flexibilidad, entre otras acciones necesarias.
- Para el COES propone modificaciones sustanciales en: i) la composición y estatutos del Consejo Directivo, para fortalecer su independencia y gobernabilidad; ii) la modernización del mercado de corto plazo, la creación del mercado de largo plazo de contratos estandarizados, la modernización del mercado de servicios complementarios; y iii) el desarrollo de la planeación integrada de la red de transmisión y subtransmisión.

### **Tarea 1: Actualización de funciones y estructura del Ministerio de Energía y Minas**

La modernización del sector eléctrico peruano puede implicar la adecuación de la estructura orgánica y funciones del MINEM del Perú con el siguiente alcance, de acuerdo con la estructura

<sup>4</sup> Adicionalmente, hay otras entidades cuya competencia si bien no está directamente relacionada a las actividades anteriores, tienen especial relevancia, tales como el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi) encargado de autorizar los actos de concentración en el sector eléctrico y fiscalizar la libre competencia; así como la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), entidad que se encarga de los procesos de promoción de la inversión privada de la infraestructura energética que el MINEM identifique como necesaria.

<sup>5</sup> La sigla AMI es el acrónimo de "Advance Metering Infrastructure".

institucional propuesta por los marcos conceptuales para el sector (Ilustración No. 2) y con las propuestas de reforma indicadas en los ejes temáticos No.2, 3 y 4:

- a) Estructurar el proyecto de ley y los proyectos de normas reglamentarias o decretos supremos necesarios para modificar el MINEM.
- b) Elaborar los proyectos de normas reglamentarias o decretos supremos necesarios para actualizar las funciones y la estructura organizacional del MINEM.
- c) Establecer los recursos humanos, físicos y financieros requeridos por el MINEM para asumir las nuevas funciones que se derivan de la reforma institucional que se adopte.

## **Tarea 2: Modernización Institucional del COES**

De conformidad con las reformas al modelo de mercado mayorista y al proceso de planeación de la red de transmisión y subtransmisión que se presentan en los ejes temáticos 1, 2 y 4 de los marcos conceptuales, estos plantean adecuar la estructura, funciones, composición, fuente de financiación y esquema de gobierno corporativo del COES. Así mismo, se estima necesario dotar a la entidad del esquema de gobierno corporativo y de las condiciones de financiación que garanticen su neutralidad, independencia y eficacia. Para tal efecto la firma Consultora deberá realizar las siguientes acciones:

- a) Elaborar las propuestas de modificaciones legales, institucionales, regulatorias y administrativas para mejorar la gobernanza del COES, asegurar su independencia y adecuar su estructura a la arquitectura de mercado que se adopte, incluyendo las funciones que se deriven de la Decisión CAN 816<sup>6</sup>. En particular la firma Consultora deberá considerar:
  - Evaluar la idoneidad del número de miembros del directorio, los perfiles y requisitos para el cargo, proponer la composición del directorio, periodos de nombramientos y procedimiento de selección de sus integrantes.
  - Evaluar modificaciones a los estatutos del COES,
  - Proponer los procedimientos para la elaboración y aprobación de ingresos del COES.
  - Proponer la estructura presupuestal y financiera que promueva la independencia del organismo, el instrumento y los procedimientos de recaudo.
- b) Proponer los ajustes necesarios al COES para adecuar sus funciones y estructura de acuerdo con la modernización del mercado de corto plazo, el desarrollo del mercado de contratos a término de largo plazo, el desarrollo del mercado de servicios complementarios, y la integración de la planeación de los sistemas de transmisión y subtransmisión, entre otras.
- c) Identificar y proponer la nueva estructura organizacional del COES, los recursos humanos, físicos y financieros requeridos para asumir las nuevas funciones que se deriven de la reforma del mercado mayorista que se adopte.

---

<sup>6</sup> Decisión N° 816 - Marco regulatorio para la interconexión subregional de sistemas eléctricos e intercambio intracomunitario de electricidad; Gaceta Oficial del Acuerdo de Cartagena, Año XXXIV – Número 2297, Lima, 24 de abril de 2017.

### **Tarea 3: Adecuación Institucional de OSINERGMIN**

La transformación del sector eléctrico peruano hace necesario adecuar la estructura del OSINERGMIN para asumir las reformas que se proponen en el sector eléctrico. La creación de nuevos mercados y el desarrollo de las innovaciones en distribución y comercialización llevará implícita la realización de labores adicionales de regulación, supervisión y control en los sectores de electricidad y gas. En consecuencia, la firma Consultora deberá desarrollar las siguientes actividades:

- a) Estructurar el proyecto de ley y los actos administrativos para modificar el OSINERGMIN de acuerdo con la nueva estructura institucional del sector y la nueva arquitectura del sector eléctrico peruano.
- b) Modificar las funciones, estructura organizacional y presupuesto de funcionamiento del OSINERGMIN, de acuerdo con la nueva estructura institucional del sector y la nueva arquitectura del sector eléctrico peruano.
- c) Establecer los recursos humanos, físicos y financieros requeridos para asumir las nuevas funciones que se deriven de la reforma del sector eléctrico que se adopte.
- d) Elaborar las propuestas normativas de nivel de ley o decreto supremo necesarias para implementar las reformas identificadas en las funciones de regulación y supervisión del sector.

### **Tarea 4: Creación de la Unidad de Monitoreo del Mercado**

El marco conceptual en materia del desarrollo de nuevos mercados de electricidad, de la dinamización del mercado de gas natural y del desarrollo institucional del sector propone la creación de una Unidad de Monitoreo del Mercado bajo la dependencia del OSINERGMIN. Con base en lo anterior, las labores de la firma Consultora incluyen las siguientes actividades:

Evaluar la creación de una Unidad de Monitoreo del Mercado y en su caso,

- a) Elaborar las propuestas de modificaciones legales, institucionales, regulatorias y administrativas necesarias para su creación, definir sus funciones, composición y sus relaciones con la autoridad de competencia.
- b) Diseñar la estructura organizacional de la Unidad de Monitoreo del Mercado, los recursos humanos, físicos y financieros requeridos para asumir las nuevas funciones que se deriven de la reforma del mercado que se adopte.
- c) Establecer las funciones, estatutos y régimen de funcionamiento de la Unidad de Monitoreo de Mercado.

### **Tarea 5: Creación del Tribunal de Resolución de Disputas**

El marco conceptual del Eje Temático No. 1 recomendó que con el objeto de generar un espacio institucional para resolver en segunda instancia disputas entre agentes y el COES o entre agentes y OSINERGMIN, se crease un Tribunal de Resolución de Disputas. Al respecto, la firma Consultora realizará las siguientes tareas para establecer la pertinencia y las condiciones para la creación y funcionamiento del Tribunal de Resolución de Disputas:

- a) Evaluar la creación de un Tribunal de Resolución de Disputas y en su caso, elaborar las propuestas de modificaciones legales, institucionales, regulatorias y administrativas necesarias para crear el Tribunal de Resolución de Disputas, definir sus funciones y su composición.
- b) Diseñar la estructura organizacional del Tribunal de Resolución de Disputas, los recursos humanos, físicos y financieros requeridos para asumir las nuevas funciones que se deriven de la reforma del mercado que se adopte.
- c) Establecer las funciones, estatutos y régimen de funcionamiento del Tribunal de Resolución de Disputas.

### **Tarea 6: Integración del Planeamiento Energético**

El propósito de contar con un planeamiento integral en el sector energético es atender los siguientes aspectos: i) la necesidad de armonizar y simplificar el planeamiento y desarrollo de la expansión de la transmisión eléctrica; ii) la conveniencia de coordinar el esquema de planeamiento de la expansión de la transmisión con los mecanismos de expansión de generación<sup>7</sup>; iii) la necesidad de coordinar el desarrollo de la infraestructura gasífera con el desarrollo de la infraestructura eléctrica; y iv) la conveniencia de involucrar en el planeamiento eléctrico los requerimientos energéticos del sector minero. Con base en lo anterior, las labores de la firma Consultora incluyen las siguientes actividades:

- a) Elaborar las propuestas de proyectos de ley, disposiciones regulatorias y actos administrativos necesarios para implementar la alternativa institucional que adopte el Gobierno Peruano para el desarrollo de la planeación sectorial. Para ello la firma Consultora evaluará la viabilidad y propondrá las condiciones para crear una institución con independencia técnica, administrativa y financiera para realizar esta función.
- b) Establecer los recursos humanos, físicos y financieros requeridos para que la Unidad de Planeación pueda asumir las funciones respectivas.
- c) Evaluar alternativas institucionales que permitan coordinar integralmente las labores de planeamiento de la expansión de la transmisión eléctrica, los mecanismos que se desarrollen para impulsar la expansión de generación eléctrica y el desarrollo de la infraestructura gasífera.

---

<sup>7</sup> Los mecanismos de expansión de generación incluyen: Subastas de energías renovables, licitaciones de Reserva Firme, licitaciones de capacidad, licitaciones de Reserva Fría, y licitaciones de Contratos de Abastecimiento Pleno.

- d) Identificar los requerimientos legales, regulatorios o institucionales para la elaboración de un plan energético peruano de largo plazo.
- e) Identificar y proponer las acciones necesarias para incorporar los requerimientos energéticos del sector minero y grandes cargas en la planeación energética.

Cualquiera que sea la recomendación de la firma Consultora respecto al planeamiento sectorial, éste debe también establecer claramente cuál sería el rol de la actividad e iniciativa privadas en los segmentos de generación, transmisión, de interconexiones internacionales y de su participación en el mercado de electricidad.

### **Tarea 7: Dinamización del mercado de gas natural**

Con el objeto de dinamizar el funcionamiento del mercado de gas natural, especialmente con respecto a los requerimientos de gas para generación eléctrica, y dada la reciente creación del Gestor de Gas<sup>8</sup>, la labor de la firma Consultora incluye validar y ejecutar las siguientes actividades según lo propuesto en los marcos conceptuales:

- a) Establecer y elaborar las propuestas legales, regulatorias y administrativas necesarias para la implementación de un mercado secundario de asignación de contratos de suministro y transporte de gas natural.
- b) Elaborar las propuestas normativas de nivel de ley o decreto supremo necesarias para implementar la coordinación de electricidad y gas natural.
- c) Elaborar propuestas regulatorias e institucionales para la gestión de la información operativa y comercial del sector de gas natural.
- d) Establecer los mecanismos, protocolos y los desarrollos regulatorios necesarios para viabilizar la coordinación de electricidad y gas natural en las siguientes actividades: i) operaciones de despacho de electricidad con las nominaciones de suministro y transporte de gas natural; ii) mantenimientos, intervenciones y manejo de inventarios en la infraestructura de gas natural con las correspondientes en el sector eléctrico; y iii) consolidación y divulgación de información operativa y comercial de ambos sectores;
- e) Evaluar la posibilidad, condiciones e incentivos para la operación del mercado secundario de gas natural en operaciones de exportación de Gas Natural Licuado (GNL) con la posibilidad de colocar excedentes no utilizados domésticamente fuera del territorio peruano.
- f) Evaluar el tratamiento que debe darse al precio de gas natural del lote 88 destinado a la generación eléctrica con fines de exportación de energía eléctrica, considerando que es un precio preferencial menor (definido por contrato) al precio internacional.

### **Tarea 8: Modernización de Empresas Distribuidoras de Derecho Público**

La evolución del sector eléctrico peruano supone disponer de un campo nivelado para el desarrollo de la actividad de distribución tanto para agentes públicos como privados. Para ello deben superarse limitaciones de orden fiscal, presupuestal y administrativo que se les imponen a las empresas públicas y que les impiden adelantar una adecuada gestión de la operación y la expansión. Con tal propósito, la firma Consultora deberá adelantar las siguientes acciones:

---

<sup>8</sup> Decreto Supremo No. 012-2021-EM

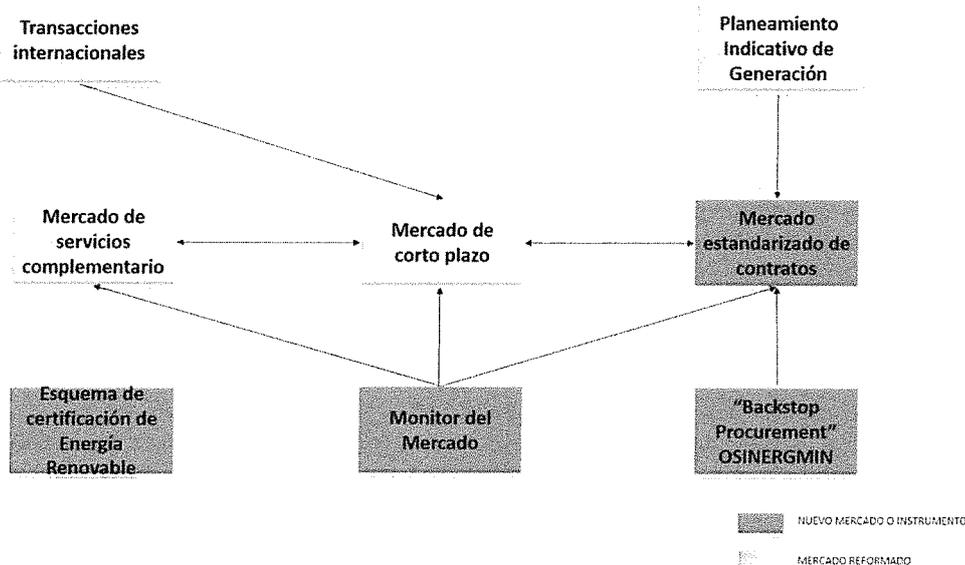
- a) Identificar las barreras concretas (de política pública, legales o regulatorias), que impiden a las empresas públicas del sector, en especial a las empresas de distribución, adelantar una adecuada gestión de su objeto social.
- b) Elaborar un esquema de asignación de contratos de concesión para la infraestructura, existente y futura, de activos de transmisión y subtransmisión controlados por empresas de derecho público.
- c) Analizar las ventajas y desventajas de los siguientes esquemas de participación privada en empresas distribuidoras de derecho público: i) Permitir la entrada de capital de inversionistas privados no controlantes; ii) Permitir la entrada de operadores privados en activos de distribución y subtransmisión existentes o futuros; iii) Transferir la operación de las distribuidoras a inversionistas privados a través de contratos de concesión; y iv) Formular otras alternativas que cumplan los objetivos planteados.
- d) Elaborar las propuestas normativas de nivel de ley o decreto supremo necesarias para implementar el esquema más aconsejable para la modernización de las empresas distribuidoras de derecho público.

## **EJE TEMÁTICO 2: TRANSFORMACIÓN DEL MERCADO MAYORISTA**

El marco conceptual elaborado para el Mercado Mayorista implica profundas transformaciones a la arquitectura de mercado existente, entre las cuales sobresalen las siguientes (Ilustración 3):

- a) Creación de un mercado estandarizado de contratos de largo plazo en el cual se centralizarán todos los mecanismos de expansión de generación y los contratos de abastecimiento pleno para atender la demanda de energía eléctrica en el Perú.
- b) Desarrollo de un mercado de servicios complementarios y su co-optimización con el mercado de corto plazo.
- c) Creación de un mecanismo de certificados de energía renovable que se complemente con el mercado estandarizado de contratos de largo plazo y que permita hacer seguimiento a las políticas de desarrollo sostenible que adopte el gobierno del Perú.
- d) Creación de una Unidad de Monitoreo de mercado para asegurar la eficiencia y transparencia del funcionamiento del mercado y formular recomendaciones para su diseño.
- e) Desarrollar la planeación indicativa de generación como mecanismo para contribuir a la seguridad de suministro de generación y al logro de las políticas públicas que se establezcan.

Ilustración 3: Propuesta de reforma del Mercado Mayorista Peruano



A partir de las recomendaciones planteadas en el marco conceptual realizado, y considerando que estas son solo orientativas e indicativas y no prescriptivas, la firma Consultora deberá realizar las tareas que se indican a continuación:

### Tarea 1: Mercado de corto plazo

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la modificación del mercado de corto plazo con el siguiente alcance:

- Desarrollo de la función objetivo y el reglamento de funcionamiento del mercado de corto plazo según el marco conceptual y la arquitectura de mercado prevista. En el inicio de la reforma del mercado, la reglamentación propuesta deberá mantener el esquema de formación de costos marginales nodales con base a costos auditados.
- Proponer la hoja de ruta para la transición del esquema de formación de costos marginales nodales calculados a partir de los costos auditados a un esquema de formación de precios basado en ofertas de precio por parte de los agentes del mercado. La hoja de ruta incluirá el desarrollo de indicadores de desempeño de mercado que permitan identificar sus condiciones de funcionamiento y la viabilidad de la transición, mecanismos de control automático de poder de mercado, reglas de comportamiento de los agentes en el mercado y funciones de monitoreo del mercado de corto plazo.
- Desarrollo del sistema de casación múltiple del mercado de corto plazo desarrollado el día previo y del mercado en tiempo real durante el día de operación.
- Desarrollar las condiciones, procedimientos y requisitos para la incorporación gradual de consumidores, comercializadores independientes y agentes del sector financiero en el mercado de corto plazo.
- Establecer los requerimientos de desarrollo de sistemas de información para adecuar el mercado existente a los requisitos que demande la arquitectura del futuro.

- f) Establecer los requerimientos de tipo financiero para adecuar las prácticas existentes a la nueva arquitectura del mercado (garantías, contratos marco, manejo de tesorería).
- g) Definir las previsiones que es necesario incorporar en el mercado de corto plazo para lograr su consistencia con los demás componentes de la arquitectura del mercado mayorista peruano, en especial, con el mercado de contratos estandarizados de largo plazo.

### **Tarea 2: Mercado de servicios complementarios**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la modificación del mercado de servicios complementarios, con el siguiente alcance:

- a) Desarrollar la propuesta de co-optimización del mercado de servicios complementarios con el mercado de corto plazo.
- b) Desarrollar los reglamentos operativos y comerciales para la puesta en operación de los submercados de regulación secundaria de frecuencia (incremento o disminución), reserva rodante y reserva fría, arranque autónomo, generación flexible<sup>9</sup>.
- c) Establecer los requisitos y condiciones técnicas, para que todas las tecnologías disponibles, incluida la respuesta de demanda, y los correspondientes agentes, tengan la oportunidad de acceder a los mercados de los servicios complementarios respectivos, en un entorno competitivo.
- d) Establecer los mecanismos idóneos para controlar el poder de mercado en servicios complementarios, entre ellos, la elaboración de curvas de demanda de reservas operativas.
- e) Proponer las metodologías o esquemas de mercado para la remuneración de los servicios complementarios.

### **Tarea 3: Mercado de Certificados y Portafolio Estándar de energías renovables**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la creación del registro y del mercado de certificados de energías renovables y evaluar la viabilidad de desarrollar un Portafolio Estándar de energías renovables. Con tal propósito la labor de la firma consultora tendrá el siguiente alcance:

- a) Proponer el esquema institucional para el desarrollo de un sistema de registro, validación y expedición de certificados de energías renovables.
- b) Proponer el esquema institucional para el desarrollo de un mercado de certificados de energías renovables.

---

<sup>9</sup> La capacidad flexible es entendida como la capacidad de incrementar o disminuir rápidamente la generación, o tener tiempos de arranque y parada cortos.

- c) Proponer las reglas de funcionamiento del mercado de certificados de energía renovable, su naturaleza jurídica y su lugar en la institucionalidad del sector eléctrico peruano.
- d) Analizar el estado del arte internacional del portafolio mandatorio de energías renovables y evaluar la viabilidad de su implementación en la arquitectura del mercado mayorista peruano y su vinculación con el proceso de emisión de certificados de energías renovables.

#### **Tarea 4: Mecanismo de contratos estandarizados a término de largo plazo**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la creación del mercado de contratos estandarizados a término de largo plazo, con el siguiente alcance:

- a) Diseñar el producto a subastar/contratar, incluyendo la definición de las obligaciones de cada parte, el tipo y tamaño del contrato (en términos de energía), la duración del compromiso, perfiles horarios y procedimientos de liquidación.
- b) Proponer un texto de la minuta del contrato estándar a término de largo plazo.
- c) Proponer las garantías para cubrir riesgos de contraparte y la obligación de cumplimiento de los compromisos asumidos.
- d) Proponer el diseño de la subasta para la asignación de contratos, sus reglas de operación, periodos de planeación, garantías, curvas de demanda y procedimiento para la habilitación de participantes.
- e) Proponer los mecanismos a desarrollar para lograr la adecuada interacción del mercado de contratos con el mercado de corto plazo y con las obligaciones de portafolio de renovable si llegaran a ser implementadas.
- f) Proponer las funciones de la unidad de monitoreo de mercado respecto al mercado de contratos.
- g) Proponer los criterios y procedimientos para activar el Mecanismo de Respaldo de suficiencia de generación por parte de OSINERGMIN.
- h) Proponer los mecanismos de coordinación del Planeamiento Indicativo de Generación, realizado por la Unidad de Planeación, con los tiempos requeridos para la realización de las subastas de contratos de largo plazo.
- i) Proponer los mecanismos para asegurar la oportuna disponibilidad de capacidad de transmisión de energía para los proyectos que se asignen en las subastas de contratos estandarizados de largo plazo.
- j) Proponer los procedimientos para el registro de contratos, administración y gestión de garantías, así como para la liquidación y recaudo de las obligaciones contractuales que se liquiden en el mercado de contratos.

- k) Proponer el desarrollo de un mercado secundario de obligaciones derivadas de los contratos estandarizados de largo plazo.

#### **Tarea 5: Unidad de Monitoreo de Mercado**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la creación de la Unidad de Monitoreo de Mercado y para el desarrollo de sus funciones. Para tal efecto, la firma Consultora realizará las siguientes actividades.

- a) Proponer las funciones, composición y recursos requeridos para la creación y el funcionamiento de la Unidad de Monitoreo de Mercado.
- b) Proponer los mecanismos, criterios e indicadores de seguimiento y monitoreo del comportamiento de mercado mayorista peruano.
- c) Proponer las reglas de comportamiento de los agentes de mercado.
- d) Proyectar los procedimientos para la coordinación de las funciones de la Unidad de Monitoreo de Mercado con las funciones de INDECOPI, OSINERGMIN y el COES.

#### **Tarea 6. Planeamiento indicativo de generación**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para el desarrollo del planeamiento indicativo de generación con el siguiente alcance:

- a) Proponer los criterios, procedimientos y periodicidad de la elaboración del Plan Indicativo de Generación de largo plazo.
- b) Proponer los criterios y procedimientos para dar las señales de expansión de generación bien sea a través del mercado de contratos estándares de largo plazo o con el Mecanismo de Respaldo de Generación. La firma consultora deberá proponer los mecanismos de coordinación del planeamiento indicativo de generación con la realización de contratos estandarizados de largo plazo por parte de los comercializadores.
- c) Proponer criterios y procedimientos para introducir el criterio de potencia localizada en la expansión de generación con el fin de aminorar los déficits zonales de generación, aprovechar recursos locales y disminuir requerimientos de expansión de transmisión.
- d) Proponer los mecanismos de coordinación para la elaboración integrada del Plan indicativo de expansión de generación y el plan mandatorio de expansión de la transmisión y subtransmisión.

Para el adecuado desarrollo de las reformas propuestas, la firma Consultora deberá elaborar una propuesta de implementación gradual y priorizada de las acciones a realizar para la modernización del Mercado Mayorista peruano.

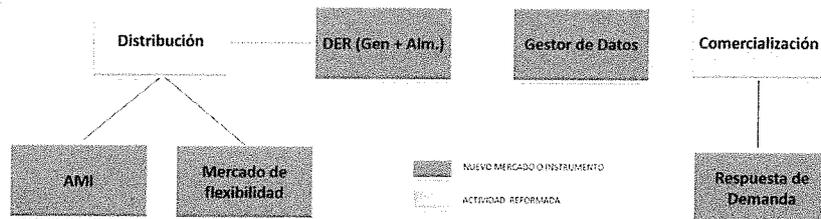
### EJE TEMÁTICO 3: INNOVACIÓN EN LA DISTRIBUCIÓN Y LA COMERCIALIZACIÓN MINORISTA

El mercado minorista presenta grandes desafíos para su modernización: i) la separación de las actividades de distribución y comercialización en el sistema eléctrico peruano; ii) los incentivos para la innovación tecnológica en los sistemas de distribución; iii) la integración de energías renovables; iv) el desarrollo de procesos eficientes en la comercialización minorista; v) la incorporación de manera eficiente de los recursos energéticos distribuidos; y vi) el mejoramiento de la calidad del servicio.

De conformidad con el marco conceptual propuesto, los retos para la innovación de la distribución y comercialización implican las siguientes acciones (Ilustración 4):

- a) La separación de las actividades de distribución y comercialización y el desarrollo de un nuevo marco regulatorio para el desarrollo de estas actividades.
- b) La creación de una entidad encargada de la gestión de datos de la comercialización minorista.
- c) El despliegue de la infraestructura de medición avanzada, la reglamentación de la participación de la demanda en el mercado minorista y el desarrollo de los procedimientos para habilitar la implementación de los recursos energéticos distribuidos.
- d) El desarrollo de un mercado de flexibilidad en el sistema de distribución.

Ilustración 4. Propuestas para la Innovación en la distribución y la comercialización minorista



Para alcanzar los objetivos propuestos, la firma Consultora deberá desarrollar las siguientes tareas:

#### Tarea 1: Reestructuración de la actividad de distribución

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para modernizar la actividad de distribución, considerando una empresa de distribución que cumplirá las funciones de operación del sistema de distribución con una mayor participación de los recursos energéticos distribuidos (generación distribuida, almacenamiento distribuido, gestión de la demanda, así como el procesamiento descentralizado de la información con el despliegue de los Sistemas de Medición Inteligente (SMI), con el siguiente alcance:

- a) Proponer los elementos y la gradualidad para la separación funcional de la distribución y de la comercialización, desarrollo de reglas de contabilidad y transparencia.
- b) Diseño del nuevo régimen regulatorio para la remuneración y tarificación de la actividad de distribución eléctrica de conformidad con los objetivos propuestos en el marco conceptual de la actividad. La definición del régimen regulatorio para la remuneración de la distribución estará basada en Building Blocks (CAPEX-OPEX) y en un mapa de ruta para la remuneración futura por TOTEX.
- c) Desarrollo de un esquema de remuneración de la actividad de distribución basado en ingreso máximo (revenue cap) para períodos regulatorios de 5 años.
- d) Definición de metodologías para establecer el CAPEX por el método de Base de Activos Regulada (RAB) tanto para el momento del inicio (RAB-implícito) como para los ajustes periódicos en cada revisión tarifaria.
- e) Definición de principios, metodologías para el desarrollo y publicación de capacidades de alojamiento en la red de distribución.
- f) Creación de productos, procedimientos, agentes habilitados y plataformas para contratar servicios de flexibilidad mediante subastas.
- g) Proponer criterios y procedimientos para la elaboración y aprobación de los Planes de Inversión de los Operadores de Red.
- h) Elaborar una propuesta regulatoria de generación de un esquema de incentivos para mejorar los indicadores de SAIDI y SAIFI, incluyendo un esquema de incentivos simétricos para alcanzar niveles de eficiencia (Bonus-malus scheme).
- i) Elaborar una propuesta metodológica para la determinación de pérdidas de energía, incluyendo un esquema de incentivos simétricos alcanzar niveles de eficiencia (Bonus-malus scheme).
- j) Análisis de la viabilidad de desarrollar un menú de contratos regulatorios de utilidad/riesgo compartido.
- k) Elaborar una propuesta metodológica para la determinación de los niveles eficientes del OPEX para cada distribuidor.
- l) Elaborar una propuesta para la incorporación de procedimientos de reconocimiento de costos y recaudo de las inversiones para el desarrollo de la infraestructura de medición.
- m) Proponer los productos, requisitos y procedimientos para el desarrollo del mercado de flexibilidad.
- n) Proponer las reglas para asegurar la participación neutral del distribuidor en el mercado de servicios de flexibilidad.
- o) Proponer las condiciones y requisitos para el desarrollo de estaciones de recarga pública para vehículos eléctricos en sistemas de distribución.

- p) Proponer procedimientos y criterios para conexión a los sistemas de distribución de estaciones de recarga pública para vehículos eléctricos.
- q) Determinación de capacidades de alojamiento de estaciones de recarga rápida en sistemas de distribución.
- r) Proponer las reglas para asegurar la participación neutral del distribuidor en el desarrollo de recursos energéticos distribuidos.

### **Tarea 2: Sistema de Medición Inteligente - SMI**

Elaborar las propuestas regulatorias o administrativas para la incorporación y despliegue de la medición avanzada de conformidad con lo establecido en el Decreto Supremo No. 028-2021-EM, con el siguiente alcance:

- a) Elaboración del marco regulatorio general y establecer los costos estándares de inversión, operación y mantenimiento para desarrollo del plan gradual de despliegue de Sistemas de Medición Inteligente -SMI y su incorporación al Valor Agregado de Distribución -VAD-.
- b) Proponer la metodología de análisis costo – beneficio para el despliegue de SMI por categorías de usuarios.
- c) Establecer las bases para la presentación del plan gradual de reemplazo de medidores inteligentes por parte de la Empresa de Distribución Eléctrica -EDE-.
- d) Analizar la viabilidad y conveniencia de aplicar subsidios al cambio de medidores en usuarios de bajo ingreso, en caso de ser necesario.
- e) Proponer los procedimientos, mecanismos y criterios para la custodia, confidencialidad y gestión de la información recolectada mediante la infraestructura de medición inteligente.

### **Tarea 3: Diseño Tarifario**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para incorporar en el diseño tarifario los ajustes que implica la modernización de la actividad de distribución, con el siguiente alcance:

- a) Diseño del régimen tarifario para la actividad de distribución, acorde con el marco conceptual propuesto para la actividad. Esta actividad incluye la revisión del esquema de subsidios cruzados basado en tarifas volumétricas.
- b) Analizar la conveniencia de la utilización del esquema de medición neta o del esquema de facturación neta para la comercialización de excedentes de autogeneración.
- c) Elaborar propuestas para introducir esquemas flexibles de acceso a la red.

- d) Elaborar propuestas regulatorias para incrementar la granularidad tarifaria en tiempo y localización geográfica.
- e) Elaborar una propuesta regulatoria para definir el tratamiento de costos hundidos en la actividad de distribución.
- f) Elaborar una propuesta regulatoria para definir el tratamiento de los stranded cost en la actividad de distribución

#### **Tarea 4: Comercialización minorista**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la modernización de la actividad de comercialización, con el siguiente alcance:

- a) Elaborar el esquema de comercialización para el mercado minorista, estableciendo los mecanismos y procedimiento para la compra y venta de energía.
- b) Elaborar el esquema de autorizaciones y sistema de garantía (Financiera) o mediante garantía otorgadas un Fondo de Fideicomiso del sector a tasa preferenciales, para el desarrollo de la actividad de comercializador Minorista.
- c) Diseño del régimen tarifario y de remuneración de la actividad de comercialización, acorde con el marco conceptual propuesto para la actividad.
- d) Elaborar una propuesta regulatoria para definir la tarifa variable estándar para usuarios domésticos (Default Tariff).
- e) Establecer la viabilidad de realizar una liberalización gradual y parcial de usuarios en el mercado minorista.
- f) Elaborar una propuesta para eliminar los cargos residuales no relacionados con la actividad de comercialización.
- g) Proponer la introducción gradual de un esquema de tarifa por tiempo de uso.
- h) Establecer el procedimiento de utilización del mecanismo de contratos estandarizados de corto, mediano y largo plazo para atender el mercado de comercialización respectivo.

#### **Tarea 5: Recursos energéticos distribuidos (DER)**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos, con el siguiente alcance:

- a) Analizar alternativas de venta de excedentes de generación distribuida y proponer los instrumentos legislativos y regulatorio para su desarrollo. Para tal efecto, la firma Consultora deberá considerar la propuesta de reglamentación planteada por el MINEM en el 2018 en el marco de la Ley 28832 y del Decreto Legislativo 1221).

- b) Establecer la metodología de determinación de costos de refuerzos de red asociados a la generación distribuida que implique conexión profunda (Deep connection) de activos de generación.
- c) Definición de reglas de participación del distribuidor en la propiedad de recursos energéticos distribuidos (microgeneración distribuida y almacenamiento).
- d) Elaborar propuesta para reglamentar las excepciones de participación del distribuidor en la propiedad de los DER.
- e) Proponer los mecanismos de coordinación de centros de despacho descentralizado a nivel de distribución con el centro de despacho central del COES.
- f) Desarrollar la propuesta regulatoria para establecer los cargos por conexión profunda o conexión superficial (shallow connection) a la red de distribución por parte de microgeneradores.

#### **Tarea 6: Gestión de Datos**

Elaborar las propuestas legales, regulatorias o administrativas para la modernización del mercado minorista, en los siguientes aspectos:

- a) Definir el esquema institucional u organizacional para el desarrollo de la función de gestión de datos asociados a la actividad de comercialización minorista, incluyendo la definición de sus funciones y esquema de remuneración.
- b) Proponer el régimen regulatorio y las bases conceptuales, protocolos para desarrollar los servicios de gestión de datos.
- c) Proponer el régimen regulatorio y las bases conceptuales, así como los componentes, contenidos, reportes e indicadores requeridos para desarrollar los servicios de gestión de datos.
- d) Análisis y propuesta de la normativa y desarrollo reglamentario para la protección de datos personales producto del despliegue de la medición inteligente y su gestión de datos.
- e) Proponer el tipo de datos a recopilar del sistema de medición inteligente (variables como tensión, corriente, frecuencia, anomalías, etc) según el tipo de usuario.
- f) Proponer las políticas de implementación de un sistema de respaldo de datos y las políticas de retención de datos para garantizar disponibilidad y seguridad.
- g) Establecer políticas de acceso e intercambio de datos con otros sistemas y aplicaciones, para facilitar la integración del sistema de medición inteligente con otros sistemas y operadores de la red de distribución eléctrica

#### **EJE TEMÁTICO 4: SIMPLIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DE TRANSMISIÓN**

El SEIN enfrenta importantes problemas en las diferentes modalidades de expansión vigentes,

en los procedimientos para otorgar derechos de conexión a la red y en la complejidad en la gestión de los múltiples sistemas de transmisión existentes. Lo anterior, junto con la necesidad de armonizar el desarrollo del SEIN con la evolución de las iniciativas de interconexión internacional hacen necesario que la firma Consultora desarrolle las labores que se describen a continuación:

**Tarea 1: Planeación e implementación de la Expansión de Transmisión**

Desde el punto de vista de expansión de la transmisión el SEIN enfrenta problemas en la oportunidad de ejecución de proyectos, limitaciones para la participación de empresas de derecho público y un esquema de ejecución de reforzamientos de la red que no ha funcionado adecuadamente

Desde el punto de vista de planeación y ejecución de la expansión se proponen los siguientes elementos:

- a) Integrar el planeamiento de la expansión del Sistema de Transmisión y Subtransmisión (SPT, SGT, SST y SCT) en el COES.
- b) Crear un mecanismo en el ámbito institucional del sector eléctrico para la ejecución de obras de Subtransmisión y de Transmisión de menor cuantía.

*Ilustración 5, Esquema de planeación de la expansión de transmisión y subtransmisión*

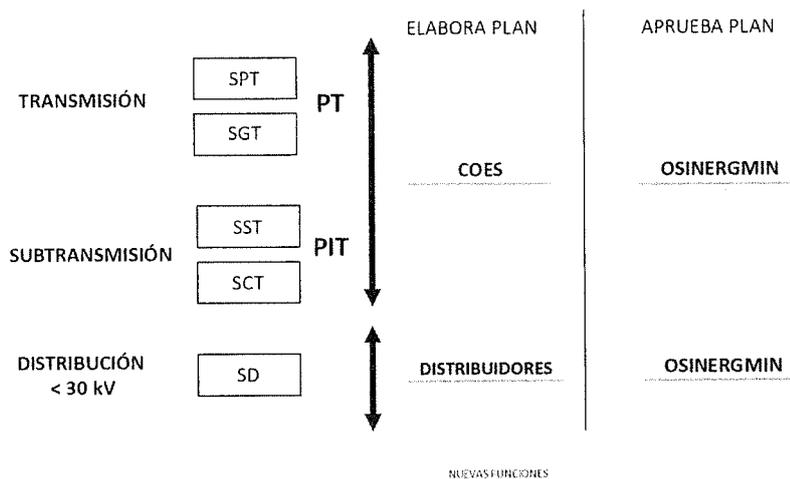
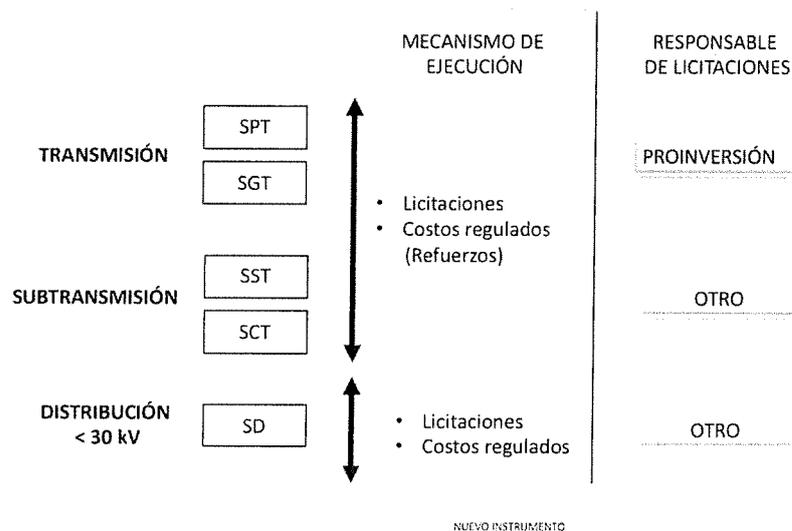


Ilustración 6. Estructura de gestión de expansión de la transmisión



Como acciones complementarias a la coordinación de la planeación de la expansión propuestas, la firma Consultora adelantará las siguientes acciones:

- Identificar y elaborar los ajustes legislativos, regulatorios, corporativos y administrativos necesarios lograr la participación oportuna de empresas de derecho público en la expansión de la transmisión del SEIN. Esta actividad es complementaria a las tareas establecidas para la *Modernización de Empresas de Derecho Público* prevista en el Eje Temático 1.
- Establecer si los contratos de leasing, o de financiación estructurada mediante contratos regulatorios puede ser la alternativa para evitar endeudamiento público.
- Identificar y proponer los desarrollos legales, regulatorios, administrativos y contractuales para simplificar y coordinar el planeamiento, la regulación y los mecanismos para la expansión de las redes del Sistema Principal de Transmisión, del Sistema Garantizado de Transmisión, del Sistema Secundario de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión. En su propuesta, la firma Consultora deberá incluir mecanismos para integrar la expansión de Sistemas de Transmisión realizada con recursos públicos.
- Elaborar una propuesta regulatoria que simplifique y asegure la ejecución de reforzamientos de transmisión, y en general de la expansión de la transmisión identificada en el Plan de Transmisión, incluyendo la revisión de los costos regulados respectivos.
- Elaborar una propuesta regulatoria que simplifique y asegure la ejecución de proyectos de inversión de nivel medio de tensión (66-138 kV) y bajo costo (menos de USD 2 millones), que permitan atender los retrasos observados en su estructuración a través de PROINVERSIÓN. Armonizar la propuesta con la definición de distribución y

transmisión que proponga la firma Consultora.

- f) Identificar mejoras en el proceso de estructuración de proyectos de expansión de la Transmisión a cargo de PROINVERSIÓN, u otras alternativas que se consideren recomendables, para optimizar los procesos de licitación. Elaborar las propuestas normativas y regulatorias para implementar las mejoras identificadas.
- g) Establecer las modificaciones organizacionales, financieras y administrativas necesarias para que el COES asuma el planeamiento integrado de los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión del SEIN.
- h) Establecer las modificaciones organizacionales, financieras y administrativas necesarias para que el COES, o la entidad que la firma Consultora considere conveniente en el ámbito del sector eléctrico peruano, asuma la estructuración de las licitaciones de los Sistemas de Transmisión y Subtransmisión.
- i) Proponer los mecanismos de coordinación de la planeación de los Sistemas de Transmisión por parte del COES con los Sistemas de Subtransmisión.
- j) Identificar alternativas institucionales para el desarrollo de licitaciones de activos de Subtransmisión de menor cuantía.

## **Tarea 2: Eficacia y transparencia en el acceso a la red**

El incremento de la competencia y de iniciativas de desarrollo de proyectos de generación, así como el aumento del número de empresas titulares de Sistemas de Transmisión ha advertido la necesidad de efectuar una revisión de las condiciones de acceso a redes e interconexión del SEIN<sup>10</sup>. (Anexo 12). Lo anterior, junto con la necesidad de disponer de información sobre el estado de las solicitudes y de la capacidad de la red, así como de los procedimientos y criterios para asignar derechos de conexión, hacen necesario que la firma Consultora realice las acciones que se describen a continuación:

- a) Elaborar los requisitos técnicos para analizar las diferentes solicitudes de conexión con el objeto de establecer la viabilidad eléctrica y física de asignación de derechos de capacidad de conexión, para permitir el acceso de terceros al uso de las redes.
- b) Proponer los criterios sectoriales para la asignación de derechos de capacidad de conexión ante solicitudes concurrentes (e.g. orden de llegada de solicitudes, orden de conexión de las solicitudes, precios en subastas, entre otros), así como los criterios eléctricos para el análisis de las diferentes solicitudes de conexión (e.g. solicitud de gran usuario, solicitud por tipo y tamaño de generador).
- c) Definir las instancias de estudio, evaluación de viabilidad y aprobación de los derechos de conexión para eliminar ineficiencias en el proceso y asegurar la integralidad del

---

<sup>10</sup> Las condiciones de acceso e interconexión a los Sistemas de Transmisión del sistema peruano fueron establecidas por la Ley de Concesiones Eléctricas (1993).

análisis.

- d) Proponer las condiciones de otorgamiento de los derechos de capacidad de conexión, entre ellas, las vigencias y garantías de utilización, posibilidades de cesión, gestión de derechos de conexión sujetos a expansiones de red. Adicionalmente la firma Consultora deberá proponer mecanismos para disuadir la especulación de derechos de acceso a la red.
- e) Diseñar conceptualmente las reglas de divulgación de información sobre requisitos técnicos, posibilidades de conexión y estado de los trámites.
- f) Proponer un esquema que: i) agilice la suscripción de convenios o contratos de conexión; ii) reduzca costos de transacción de este proceso; iii) mitigue el riesgo de abuso de poder dominante del dueño de la red, y; iv) establezca mecanismos efectivos y céleres de solución de controversias en el proceso.
- g) Proponer el régimen de transición que armonice los derechos de conexión otorgados y defina el tratamiento de los procesos en trámite para la implementación del esquema propuesto.
- h) Elaborar las propuestas normativas de nivel de ley o decreto supremo para implementar las medidas sobre condiciones de acceso a la red.
- i) Proponer los mecanismos y procedimiento para regular el acceso a redes no planificadas y las funciones del COES en el desarrollo de esta función.
- j) Proponer los mecanismos necesarios para integrar las solicitudes de conexión a la red de Transmisión y Subtransmisión al proceso de planeación integrada de la Transmisión.

### **Tarea 3: Simplificación de Esquemas de Remuneración**

El SEIN tiene múltiples esquemas de remuneración, propietarios de la red y mecanismos de pago del servicio (Anexo 13). De otra parte, la variedad de clasificaciones y subclasificaciones del sistema de transmisión y la distorsión de la frontera entre los servicios de transmisión y la distribución dificultan la asignación de responsabilidades en los transportadores de energía eléctrica. Además de lo anterior, en los peajes de transmisión se recaudan conceptos externos al servicio. Para atender esta problemática, la firma Consultora adelantará las siguientes tareas:

- a) Revisar, proponer y elaborar los ajustes necesarios para aclarar y simplificar las definiciones y clasificación de las actividades de Transmisión y Distribución, la cual será considerada para efectos regulatorios y de planeamiento de la expansión de la transmisión de energía eléctrica. Para lo cual diseñará las modificaciones legales y regulatorias pertinentes, incluyendo el régimen de transición que reconozca los derechos adquiridos.
- b) Revisar y proponer los esquemas de recaudación de los peajes y compensaciones de

transmisión, a fin de garantizar que sean recaudados en su totalidad, inclusive los recaudados por las Distribuidoras y no son transferidos a los propietarios de Transmisión

- c) Evaluar las acciones necesarias para que el Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro (“CUCSS”), Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (“CUCGE”); Cargo por Prima de Energía Renovables (“Cargo RER”), Cargo Unitario por Compensación FISE (“Cargo FISE”) y Cargo por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía (“CCSE”) añadidos al Peaje Unitario (en adelante, conjuntamente los “Cargos Adicionales”), que se recaudan actualmente en los cargos de transmisión, en virtud de acuerdos contractuales suscritos por el Estado, se remuneren a través de la actividad de la cadena de prestación del servicio que mejor corresponda.
- d) Evaluar y elaborar las propuestas de acciones de tipo legal y regulatorio para simplificar los esquemas de remuneración y pago del servicio de transmisión, en sus diferentes modalidades.
- e) Evaluar y elaborar las propuestas de acciones de tipo institucional para simplificar la gestión de la expansión de la red de transmisión.
- f) Identificar los elementos necesarios para la creación de un mecanismo de derechos financieros de transmisión para cobertura de riesgos en el sistema de precios nodales.

#### **Tarea 4: Interconexiones Internacionales**

El desarrollo de las disposiciones de la Comunidad Andina de Naciones - CAN (Anexo 14) y los avances en las interconexiones internacionales con Ecuador y Chile hacen necesario establecer las acciones necesarias para dar cumplimiento a lo dispuesto en las Decisiones de la CAN. En tal sentido, corresponde a la firma Consultora adelantar las siguientes labores:

- a) Identificar y elaborar las propuestas de acciones legales, regulatorias e institucionales requeridas para armonizar los reglamentos de coordinador, operador y comercializador de la Decisión 816 aprobados.
- b) Incorporar en el diseño de la arquitectura de mercado que se adopte, los compromisos de desarrollo de Mercado Andino Eléctrico de Corto Plazo provenientes de las decisiones de la CAN, en especial la Decisión CAN-816.
- c) Establecer los recursos humanos, físicos y financieros para dotar al COES de los recursos suficientes para cumplir las funciones encomendadas.
- d) Proponer alternativas institucionales, contractuales o de otra índole para el adecuado desarrollo de las funciones de “Coordinador Regional” del mercado eléctrico andino. Para tal efecto, la firma Consultora deberá tener en cuenta los resultados de los estudios realizados por el MINEM sobre el particular.

## C.2 CRONOGRAMA, ENTREGABLES Y TALLERES

Se ha previsto que la firma Consultora prepare y someta seis entregables a lo largo de la consultoría, que muestren el avance del trabajo realizado. Dichos entregables deberán ser presentados en idioma español. Salvo el primer y último entregables, los cuatro entregables restantes vendrán acompañados con talleres de presentación, difusión y discusión como mecanismo de socialización del trabajo de los consultores.

La firma Consultora deberá evaluar los comentarios planteados por los participantes de dichos talleres e incorporarlos en la formulación de sus propuestas definitivas.

Junto con los informes correspondientes a los entregables 2, 3, 4 y 5, la firma Consultora presentará la organización y la programación de los respectivos talleres y deberá considerar dentro de su oferta los costos que demande la realización de estos talleres.

A continuación, se proporciona un cronograma referencial que debe servir de base para que la firma Consultora prepare el plan de trabajo y el cronograma respectivo de la consultoría, los cuales serán presentados como el Entregable 1.

Tabla 1. Cronograma de referencia para el desarrollo de la consultoría

| Actividades/días  | 15 | 45 | 60 | 90 | 105 | 180 | 195 | 240 | 255 | 300 |
|---|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Inicio  | 0  |    |    |    |     |     |     |     |     |     |
| Plan de acción (Entregable No.1)  | 15 |    |    |    |     |     |     |     |     |     |
| Primer informe: Validación y armonización de los Marcos Conceptuales (Entregable No. 2)   |    | 30 |    |    |     |     |     |     |     |     |
| Taller de discusión y socialización (Entregable No. 2)  |    |    | 15 |    |     |     |     |     |     |     |
| Informe Parcial de Avance: avance del trabajo que incluya el análisis de los temas propuestos y las propuestas iniciales (Entregable No. 3) |    |    |    | 30 |     |     |     |     |     |     |
| Taller de presentación de resultados, difusión y discusión del Entregable No. 3   |    |    |    |    | 15  |     |     |     |     |     |
| Borador de propuesta del LB (Entregable No. 4)  |    |    |    |    |     | 75  |     |     |     |     |
| Taller de presentación, difusión y discusión del Entregable No. 4   |    |    |    |    |     |     | 15  |     |     |     |
| Informe de Propuesta del LB (Entregable No. 5)  |    |    |    |    |     |     |     | 45  |     |     |
| Taller de presentación, difusión y discusión del Entregable No. 5   |    |    |    |    |     |     |     |     | 15  |     |
| LB Final (Entregable No. 6)   |    |    |    |    |     |     |     |     |     | 45  |

**Entregable 1:** Plan de trabajo. Se preparará un Plan de Trabajo para la realización de la consultoría. El plan deberá incluir la organización del equipo de trabajo y el cronograma previsto para la ejecución de la consultoría. Este plan se presentará dentro de los quince (15) días siguientes a la firma del contrato.

**Entregable 2:** Primer informe: Validación y armonización de los Marcos Conceptuales elaborados en la primera fase, debidamente adaptados a la realidad del sistema eléctrico peruano y con propuestas iniciales existentes. Este documento se entregará dentro de los cuarenta y cinco (45) días siguientes a la firma del contrato.

**Taller de presentación, difusión y discusión del Entregable 2.** Presentación, difusión y discusión de la armonización de los marcos conceptuales con propuestas iniciales, a las partes interesadas pertinentes de los sectores público y privado.

**Entregable 3:** Informe Parcial de Avance: avance del trabajo que incluya el análisis de los temas propuestos y las propuestas iniciales de la firma Consultora para su desarrollo, de

acuerdo con las actividades identificadas en estos Términos de Referencia para cada uno de los ejes temáticos, así como aquellos aspectos relevantes que a consideración de la firma Consultora se deban incorporar. Este documento se entregará dentro de los noventa (90) días siguientes a la firma del contrato.

**Taller de presentación de resultados, difusión y discusión del Entregable 3.** Presentación, difusión y discusión del avance parcial con propuestas iniciales a las partes interesadas pertinentes de los sectores público y privado.

**Entregable 4:** Borrador de Propuesta de Libro Blanco. Avance que incluya las propuestas específicas para el desarrollo de los temas propuestos de acuerdo con las actividades identificadas para esta Consultoría para cada uno de los ejes temáticos, así como aquellos aspectos relevantes que a consideración de la firma Consultora se deban incorporar como resultado del taller de presentación, difusión y discusión del Entregable 3. Este documento se entregará dentro de los ciento ochenta (180) días siguientes a la firma del contrato.

**Taller de presentación, difusión y discusión del Entregable 4.** Presentación, difusión y discusión de las propuestas específicas para el desarrollo de los temas propuestos, de acuerdo con las actividades identificadas para esta Consultoría, para cada uno de los componentes, a las partes interesadas pertinentes de los sectores público y privado.

**Entregable 5:** Informe de Propuesta de "Libro Blanco". Informe que incluya las propuestas detalladas para cada uno de los componentes desarrollados, y el análisis y respuestas a los comentarios recibidos sobre el anterior informe y en el taller de presentación del Entregable 4. Este documento se entregará a los doscientos cuarenta (240) días de la firma del contrato.

**Taller de presentación, difusión y discusión del Entregable 5.** Presentación, difusión y discusión del Informe de Propuesta de Libro Blanco, a las partes interesadas pertinentes de los sectores público y privado.

**Entregable 6:** Informe final: Propuesta de Libro Blanco. La Propuesta de Libro Blanco para la Reforma y Modernización del Sistema Eléctrico Peruano, incluirá las acciones, recomendaciones, posibles políticas, reglamentos y ajustes institucionales que se proponen realizar, sobre la base de la evaluación en todas las actividades de la consultoría y el análisis y respuesta a las inquietudes y comentarios presentados por las partes interesadas en el proceso de consulta en los diversos talleres. Este documento se entregará a los trescientos (300) días de la firma del contrato.

La CRSE designará una comisión de seguimiento, supervisión y aprobación (CSSA) del trabajo de consultoría. Independientemente de los comentarios, propuestas y aportes que puedan presentarse como resultado del proceso de socialización de los talleres, la CSSA compilará los comentarios recibidos, los remitirá a la firma Consultora para su análisis y respuesta y dará aprobación a los entregables de la consultoría, dentro de los quince (15) días de presentados los mismos. La CSSA incorporará, además, a un coordinador de la consultoría por parte del Banco Mundial.

## D. EXPERIENCIA

### D.1 EXPERIENCIA DE LA FIRMA CONSULTORA

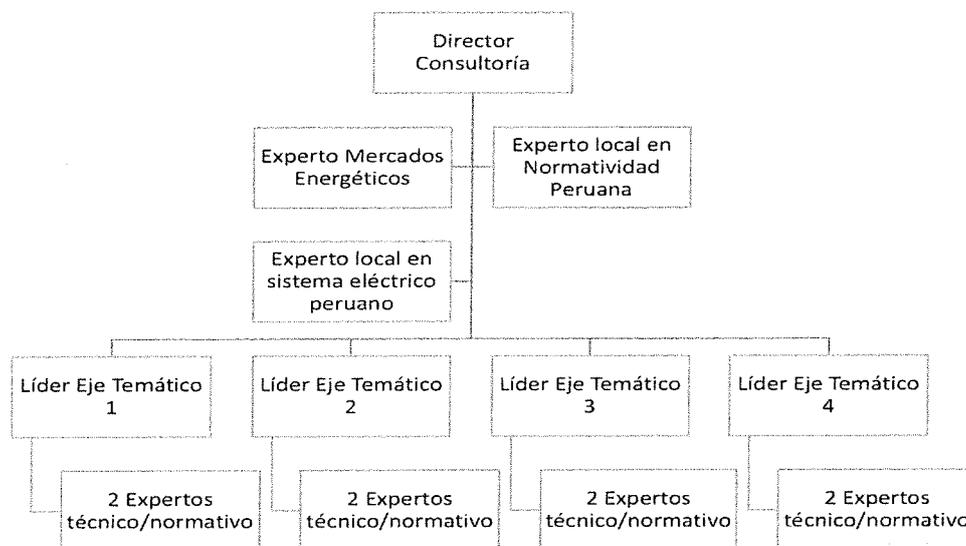
La firma Consultora será una empresa o consorcio de empresas con las siguientes competencias/calificaciones clave que serán utilizadas para su selección:

- La firma Consultora, o el grupo de empresas de un consorcio, deben individualmente tener no menos de 10 años de haber sido constituidas.
- Experiencia en consultoría o prestación de servicios en estructuración, implementación, modernización o innovación de mercados eléctricos y en los segmentos de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.
- Experiencia en el diseño o revisión de marcos institucionales del sector energético, y en planificación del sector energético a nivel de países.
- La experiencia indicada anteriormente debe estar respaldada por lo menos por cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares, realizados en los últimos 10 años en por lo menos tres (3) países diferentes.

### D.2 EXPERIENCIA DEL EQUIPO

La firma Consultora debe contar con una estructura organizacional que incluya el equipo mínimo y el equipo adicional que requiera, para lo cual debe presentar el organigrama del grupo que realizará la consultoría.

Ilustración 7. Organigrama de Referencia para el equipo de la firma Consultora



El equipo de la firma Consultora debe incluir un equipo transversal y un equipo de trabajo para cada uno de los Ejes Temáticos. Para lo cual debe tener, como mínimo, los siguientes especialistas:

Tabla 2. Requisitos del grupo de profesionales del equipo transversal de la firma Consultora

| <b>Requisitos Grupo Consultor</b> |   |  |   |
|-----------------------------------|---|--|---|
| <b>Equipo Transversal</b>         |   |  |   |
| No.                               | Personal                                | Rol  | Requisitos Mínimos  |
| 1                                 | Director Consultoría                    | Dirigir el proyecto, Coordinar los 4 equipos multidisciplinarios de cada Eje Temático. Deberá estructurar el plan de acción, dar cumplimiento al cronograma acordado y lograr la coherencia e identidad de los documentos entregables. | Experiencia reconocida como consultor de alto nivel en regulación del sector eléctrico y en temas relacionados con mercados energéticos.<br><br>Mínimo de 20 años de experiencia profesional pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión de alto nivel. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés.                       |
| 1                                 | Experto Mercados Energéticos            | Consistencia/apoyo al director/coordina los locales y los ejes   | Amplio conocimiento en mercados energéticos. Experiencia probada y pertinente en el diseño de nuevos mercados.<br><br>Mínimo de 20 años de experiencia profesional pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión de alto nivel. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés.   |
| 1                                 | Experto Local Sistema Eléctrico Peruano | Armonizar las propuestas de cada Eje Temático en los aspectos técnicos con la regulación del sistema eléctrico peruano para garantizar su consistencia y aplicabilidad.  | Experiencia probada y pertinente en sistema energético peruano en niveles directivo o asesor.<br><br>Mínimo de 15 años de experiencia profesional técnica pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión de alto nivel. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés.  |
| 1                                 | Experto Local Normativo Peruano         | Armonizar las propuestas de cada Eje Temático en los aspectos legales con la regulación del sistema eléctrico y la normatividad peruanos para garantizar su consistencia y aplicabilidad.  | Experiencia probada en diseño de políticas públicas y normatividad de preferencia en temas de regulación del sector eléctrico y mercados eléctricos.<br><br>Mínimo de 10 años de experiencia profesional pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión en normatividad peruana. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés. |

Se requieren cuatro (4) equipos de trabajo, uno por cada Eje Temático, los cuales, tendrán como mínimo los siguientes miembros:

Tabla 3. Requisitos de los profesionales para los Ejes Temáticos

| <b>Requisitos Grupo Consultor</b>         |                            |   |   |
|---|----------------------------|---|---|
| <b>Equipo de Trabajo por Eje Temático</b> |                            |   |   |
| No.                                       | Personal                   | Rol   | Requisitos Mínimos  |
| 1   | Líder Eje Temático         | Liderar el equipo multidisciplinario a su cargo. Estructurar, a partir de las contribuciones del equipo, las propuestas y recomendaciones normativas y regulatorias de su Eje Temático y la hoja de ruta de implementación. | Experiencia reconocida como consultor de alto nivel en los temas relacionados con el Eje temático a su cargo. Capacidad para aprovechar los aportes de los miembros del equipo y de las diferentes disciplinas.<br><br>Mínimo de 20 años de experiencia profesional pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión superior. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés.   |
| 1   | Experto Técnico            | Desarrollar las actividades descritas en su Eje Temático. Diseñar propuestas normativas y regulatorias en coordinación con el Líder Temático y con el resto del equipo.   | Experiencia reconocida y conocimientos especializados probados en el sector eléctrico con énfasis en los temas relacionados con el Eje Temático Respectivo. Conocimiento actualizado de las herramientas de análisis pertinentes. Habilidades técnicas y administrativas.<br><br>Mínimo de 15 años de experiencia profesional pertinente, incluidos varios años a nivel de asesoramiento o gestión superior. Se prefiere fluidez verbal y escrita en español y en inglés. |
| 1   | Experto Técnico /normativo | Participar en el desarrollo de las actividades descritas en el Eje Temático, incluida la elaboración de propuestas, con énfasis en el análisis y diseño de aquella de carácter normativo y regulatorio                      | Amplia experiencia en análisis legal y diseño regulatorio o normativo. Capacidad para identificar problemas y proponer soluciones viables. Habilidades técnicas y administrativas.<br><br>Mínimo de 12 años de experiencia profesional pertinente en Perú.  |

Una persona sólo puede incorporarse en una posición de experto. El personal adicional debe incluir los especialistas técnicos, económicos, normativos y regulatorios que requieran, además del personal subalterno que preste apoyo en la recopilación de datos, las tareas analíticas seleccionadas, las modelaciones económicas, el diseño técnico de las propuestas, los temas administrativos, etc.

## E. PROPUESTA METODOLÓGICA Y PLAN DE TRABAJO

La firma consultora debe presentar una propuesta del enfoque de la consultoría, en la cual se desarrollen los diversos elementos metodológicos necesarios para su desarrollo. Se deberá describir en forma detallada la metodología de trabajo que la firma empleará para la realización de la consultoría, así como las actividades que llevará a cabo para dar cumplimiento al objetivo y los alcances establecidos en los presentes Términos de Referencia, incluyendo un diagrama de Gantt con los hitos principales, actividades y plazos.

## F. CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE OFERTAS

### F.1 EVALUACIÓN DE LA OFERTA TÉCNICA

#### F.1.1 Evaluación de la Firma Consultora

La escala de evaluación será la que se indica a continuación:

| <b>Experiencia de la firma consultora</b>  |                |
|--|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica  | 10%            |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>  | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares a los indicados en el punto D.1, realizados en los últimos 10 años en por lo menos tres (3) países diferentes. | 70             |
| Diez puntos por cada estudio adicional hasta un máximo de 30 puntos  | 30             |
| No informa o no se puede demostrar   | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

#### F.1.2 Evaluación del Equipo Transversal

La escala de evaluación será la que se indica a continuación:

| <b>Experiencia del Director de Consultoría</b>  |                |
|---|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica   | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>   | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares en los que participó como consultor de alto nivel en regulación del sector eléctrico y en temas relacionados con mercados energéticos | 50             |
| Diez puntos por cada estudio adicional hasta un máximo de 50 puntos   | 50             |
| No informa o no se puede demostrar  | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

| <b>Experiencia del Experto en Mercados Energéticos</b>  |                |
|---|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica   | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>   | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares sobre diseños de nuevos mercados en los que participó | 50             |
| Diez puntos por cada estudio adicional hasta un máximo de 50 puntos   | 50             |
| No informa o no se puede demostrar  | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

| <b>Experiencia del Experto Local Sistema Eléctrico Peruano</b>  |                |
|---|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica   | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>   | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares sobre el sistema energético peruano en los que haya participado a nivel directivo o de asesor | 50             |
| Diez puntos por cada estudio adicional hasta un máximo de 50 puntos   | 50             |
| No informa o no se puede demostrar  | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

| <b>Experiencia Experto Local Normativo Peruano</b>  |                |
|---|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica   | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>   | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares sobre diseño de políticas públicas y normatividad, de preferencia en temas de regulación del sector eléctrico y mercados eléctricos | 50             |
| Diez puntos por cada estudio adicional hasta un máximo de 50 puntos   | 50             |
| No informa o no se puede demostrar  | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

### F.1.3 Evaluación de Equipos de Trabajo por Eje Temático

La escala de evaluación de cada uno de los cuatro (4) equipos de trabajo, uno por cada Eje Temático, será la que se indica a continuación:

| <b>Experiencia del Líder del Eje Temático</b>  |                |
|--|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica  | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>  | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares sobre temas relacionados con el Eje Temático a su cargo en los que participó como líder o consultor de alto nivel. | 50             |
| Diez puntos adicionales por cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar hasta un máximo de 50 puntos  | 50             |
| No informa o no se puede demostrar   | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

| <b>Experiencia del Experto Técnico</b>   |                |
|--|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica  | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>  | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares en los que participó, sobre temas especializados relacionados con el Eje Temático en el que participará como Experto Técnico | 50             |
| Diez puntos adicionales por cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar hasta un máximo de 50 puntos  | 50             |
| No informa o no se puede demostrar   | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

| <b>Experiencia del Experto Técnico/normativo</b>  |                |
|---|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica   | 5%             |
| <b>Evaluación de la experiencia</b>   | <b>Puntaje</b> |
| Cinco (5) informes, estudios, consultorías, o servicios similares en los que participó, sobre análisis legal y diseño regulatorio o normativo en temas especializados relacionados con el Eje Temático en el que participará como Experto Técnico/normativo | 50             |
| Diez puntos adicionales por cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar hasta un máximo de 50 puntos   | 50             |
| No informa o no se puede demostrar  | 0              |

\*Cada informe, estudio, consultoría, o servicio similar deberá ser acreditado mediante un documento de conformidad emitido por el Contratante.

### F.1.4 Evaluación de Propuesta Metodológica y Plan de Trabajo

La escala de evaluación será la que se indica a continuación:

| <b>Propuesta Metodológica y Plan de Trabajo</b>  |                |
|--|----------------|
| Participación en la evaluación de la Oferta Técnica  | 10%            |
| <b>Evaluación de la propuesta</b>  | <b>Puntaje</b> |
| Oferta cumple con todos los requisitos de la propuesta metodológica para el desarrollo del estudio, sin observaciones a la misma.  | 100            |
| Oferta cumple con los requisitos de la propuesta metodológica para el desarrollo del estudio, con observaciones a la metodología que cambien como máximo el 10% de la metodología propuesta. | 80             |
| Oferta cumple con los requisitos de la propuesta metodológica para el desarrollo del estudio, con observaciones a la metodología que cambien como máximo el 25% de la metodología propuesta  | 70             |
| Oferta cumple con los requisitos de la propuesta metodológica para el desarrollo del estudio, con observaciones a la metodología que cambien como máximo el 40% de la metodología propuesta. | 50             |
| Oferta cumple con los requisitos de la propuesta metodológica para el desarrollo del estudio, con observaciones a la metodología que cambien más del 40% de la metodología propuesta.        | 0              |

### F.1.5 Resumen de Evaluación de la Oferta Técnica y Puntaje Mínimo

La evaluación final de la oferta técnica, considerando los criterios definidos del punto F.1.1 al F.1.4, será la siguiente:

| <b>Criterio de Evaluación</b>                          | <b>Puntaje Técnico</b> |
|--|------------------------|
| Experiencia de la Empresa Consultora                   | 10                     |
| Evaluación del Equipo Transversal                      | 20                     |
| Evaluación de Equipos de Trabajo por Eje Temático      | 60                     |
| Evaluación de Propuesta Metodológica y Plan de Trabajo | 10                     |
| <b>Puntaje Total</b>                                   | <b>100</b>             |

La firma consultora que obtenga un Puntaje Técnico menor a 70 puntos en la evaluación de su oferta técnica, o si tiene cero en cualquier componente de dicha evaluación, quedará excluida del proceso de evaluación y adjudicación.

### F.2 EVALUACIÓN DE LA OFERTA ECONÓMICA

La Evaluación de la oferta económica se realizará aplicando el criterio que se indica a continuación:

$$PE_i = (\text{Puntaje Económico})_i = \left( \frac{V_{\min}}{V_i} \right) \times 100$$

Donde:

$V_{\min}$  : Valor Bruto mínimo ofertado en la licitación

$V_i$  : Valor Bruto de la oferta i

### F.3 PUNTAJE TOTAL DE LA OFERTA

El puntaje total de las oferta técnica y económica será obtenido aplicando la relación que se indica a continuación:

$$\text{Puntaje Total} = \text{Puntaje Técnico} \times 80\% + \text{Puntaje Económico} \times 20\%$$

### G. VARIOS

Los consultores tendrán que participar en reuniones por videoconferencia con el equipo de la CRSE. Así mismo, la CRSE podrá establecer videoconferencias con las autoridades del MINEM, de OSINERGMIN y las demás entidades que considere pertinentes. Se espera que parte de los miembros principales del equipo viajen a Lima, Perú, para la presentación de cada entregable, para la recolección de la información necesaria en el estudio, la retroalimentación con los representantes del Gobierno, la realización del taller y el Informe Final. La agenda del viaje debe ser aprobada por la CRSE. Las propuestas económicas deben incluir todos los gastos asociados a la realización de la consultoría incluidos gastos de viaje.

La información que se maneje en este servicio se tratará de manera estrictamente confidencial, a fin de evitar la interferencia de las partes interesadas en los resultados del estudio.

### H. PROGRAMA DE PAGOS

Los montos corresponderán a la oferta económica de la firma Consultora seleccionada, de acuerdo con los siguientes porcentajes de pago:

Tabla 4. Forma de pago

| Condición  | Porcentaje de pago |
|--|--------------------|
| Aprobación Entregable 1                              | 10%                |
| Aprobación Entregable 2 y presentación de avance     | 15%                |
| Aprobación Entregable 3 y presentación de avance     | 15%                |
| Aprobación Entregable 4 y presentación de resultados | 25%                |
| Aprobación Entregable 5                              | 20%                |
| Aprobación Entregable 6                              | 15%                |

### I. DOCUMENTOS A DISPOSICIÓN DE LA FIRMA CONSULTORA

El Consultor recibirá los siguientes documentos:

- Anexos TdR. Los anexos del 1 al 14 contienen información del sector energético peruano para contextualizar al Consultor. No sustituyen ni modifican las tareas previstas en los TdR.
- Anexo 15. Referencias bibliográficas.

Adicionalmente, la firma Consultora recibirá como complemento a estos Términos de Referencia, la documentación pertinente subdividida en los siguientes grupos:

- Principales leyes y normativas sectoriales;
- Estudios anteriores, documentos con propuestas previas, propuestas normativas

- previas; y
- Documentos de los Marcos Conceptuales.

La documentación indicada no constituye toda la legislación existente del sector ni la totalidad de documentación existente sobre los diferentes temas en informes, estudios, propuestas, etc. Es responsabilidad de la firma Consultora recabar la información que crea conveniente para el cumplimiento de su tarea de consultoría, indicada en estos Términos de Referencia.

## **J. CONTACTO**

La firma Consultora enviará todas las comunicaciones escritas oficiales a la comisión de seguimiento, supervisión y aprobación (CSSA) de la consultoría. El Consultor será informado con la debida anticipación de cualquier cambio en la información anterior.

## **ANEXO 1 - PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y LA TRANSMISIÓN**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temás de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

El planeamiento o la planificación, como instrumento para orientar el desarrollo, ha tenido variados matices en el sector eléctrico a lo largo del tiempo y desde el inicio de vigencia de la Ley de Concesiones Eléctrica (LCE) en el año 1992. En un principio, la ley consideró únicamente la existencia de un Plan Referencial como un programa tentativo de obras de generación y transmisión a mínimo costo para cubrir el crecimiento de la demanda de energía en el mediano plazo, plan que debería ser preparado por el Ministerio de Energía y Minas, sin establecer especificación alguna acerca de criterios para su preparación ni su frecuencia de actualización.

La consecuencia de esta forma de enfrentar la planificación tuvo como resultado, la falta de inversiones para asegurar la expansión de la transmisión, puesto que no existió en la ley incentivo alguno para promover el desarrollo de las redes, existiendo además un riesgo regulatorio importante dado que los ingresos del transmisor estaban sujetos a la revisión periódica por parte del Regulador.

Las redes pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión (SPT) son pagadas por todos los consumidores, en tanto que, el uso de las redes no pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión por parte de los generadores era materia de acuerdo de partes entre los generadores y los titulares de las redes y de no lograrse acuerdo de partes, el regulador actuaba en calidad de dirimente. La consecuencia práctica de este esquema, en el cual se dejaba a las fuerzas del mercado el desarrollo de la transmisión no fue exitosa. Como consecuencia de lo anterior, el Gobierno tuvo que intervenir en forma directa para asegurar la expansión de la transmisión, a través de mecanismos de promoción de la inversión privada no contemplados en la regulación del sector eléctrico, sino en la normativa general para promover la ejecución de infraestructura bajo la modalidad de APP.

Esta situación se corrigió parcialmente en el año 2006 con la promulgación de la Ley 28832 que dispuso se centralizara la planificación de las redes troncales y que se hiciera vinculante, en parte, los resultados de la referida planificación, dando la posibilidad en primer orden a las fuerzas del mercado para ejecutar los proyectos identificados en el Plan de Transmisión (con el incentivo de tener una remuneración garantizada por 30 años con costos eficientes), y de no existir interesados, el Estado asumía la labor de promover su desarrollo al amparo de la normativa vinculada a las APP (en todos los casos este último mecanismo es el que ha viabilizado la ejecución de las obras).

El COES es el encargado de elaborar la propuesta de Plan de Transmisión siguiendo los criterios y metodologías aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, y la presenta cada dos años para su revisión ante Osinergmin y aprobación por el Ministerio de Energía y Minas.

Adicionalmente a lo anterior, se creó un instrumento de planificación de las redes complementarias a las troncales, denominado Plan de Inversiones, cuyas obras mayormente recaen en las instalaciones de los Distribuidores (subtransmisión). La aprobación de dicho Plan de Inversiones recae en Osinergmin, para lo cual los titulares de las empresas de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda presentan un plan de inversiones para un periodo

de cuatro años, pudiendo solicitar por causales específicas su revisión cada dos años.

Hasta el año 2018, no existía una armonización entre el Plan de Transmisión y el Plan de Inversiones, lo cual generó una serie de conflictos de competencias entre el COES, Osinergmin y el MINEM, dando como resultado la aprobación de proyectos cuyas características denotaban la falta de armonía entre ambos planes. Se espera que dicha situación cambie tras la implementación paulatina de las obras que califican como Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC).

Por otra parte, al margen del Plan de Transmisión y el Plan de Inversiones, se encuentran los Planes de Expansión presentados por los titulares de Sistemas de Transmisión ejecutados al amparo de los denominados “Contratos Ley”, suscritos previamente a la vigencia de la Ley N° 28832, y que estarán vigentes hasta el año 2032. Estos planes son elaborados cada dos años y con alcance sobre el área de concesión del transmisor que suscribió el Contrato Ley, que en la práctica abarca todo el territorio nacional, por lo que se puede colegir que estos planes se superponen con el Plan de Transmisión y los Planes de Inversión de Transmisión.

Cabe señalar que los proyectos que no forman parte de alguno de los planes para la expansión de la transmisión pueden ser desarrollados según las necesidades de algún agente y por iniciativa propia, a su cuenta y riesgo.

En lo que respecta a la generación eléctrica, al margen de las licitaciones de suministro de energía creadas por la Ley No. 28832, el Estado en aplicación de las normas de promoción de la inversión privada licitó la construcción de centrales hidroeléctricas para que operen en base, y centrales térmicas para incrementar la reserva y/o para que operen en la condición de Reserva Fría, siendo el factor de competencia el menor costo del servicio pagado con ingresos garantizados durante un periodo de entre 20-30 años. A diferencia de la transmisión, para la generación no existe un plan vinculante.

A la fecha, en lo que respecta a la promoción por parte del Estado de las inversiones en generación eléctrica, el marco regulatorio prevé los siguientes mecanismos:

- i) Subasta de inyección al SEIN de energía proveniente de centrales renovables convencionales y no convencionales<sup>11</sup>.
- ii) Obligación del COES de verificar anualmente que se cumpla el Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN, y de no verificarse tal condición, solicitar al Ministerio de Energía y Minas la licitación de potencia firme de reserva para garantizar dicho margen<sup>12</sup>.
- iii) Aprobación cada dos años por parte del Ministerio de Energía y Minas, de los requerimientos de Capacidad necesarios para afianzar la seguridad energética, a propuesta del COES, los cuales son licitados bajo el esquema de APP<sup>13</sup>.

---

<sup>11</sup> Mecanismo contemplado en el Decreto Legislativo de promoción de la inversión privada para la generación de electricidad con el uso de energías renovables, el cual establece que el Estado periódicamente subasta la inyección al SEIN de energía proveniente de centrales renovables convencionales y no convencionales.

<sup>12</sup> Mecanismo contemplado en la Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM/DM.

<sup>13</sup> Mecanismo contemplado en el Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación

Finalmente, un aspecto esencial en la planificación es definir la frontera entre las actividades de transmisión y distribución, ya que ello delimitará las responsabilidades y alcances de los instrumentos de planificación y el régimen regulatorio y tarifario que resultará aplicable a cada instalación.

---

Eléctrica dentro del marco de la Ley N° 29970, el cual establece que el Ministerio de Energía aprueba cada dos años, los requerimientos de Capacidad necesarios para afianzar la seguridad energética, a propuesta del COES, y luego de un procedimiento participativo. Identificados los requerimientos, se licita la construcción, operación y mantenimiento de centrales de energía eléctrica termoeléctricas o hidroeléctricas, bajo el esquema de APP.

## ANEXO 2 - FORMACIÓN DE PRECIOS DE GENERACIÓN

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

La estructura de la industria eléctrica desde el año 1992 ha sido separada en las actividades de generación, transmisión y distribución eléctrica, con el objetivo de introducir la competencia. Dicha competencia se da fundamentalmente en la actividad de generación eléctrica por la libertad de ingreso y salida al mercado de generación. Para el caso de la transmisión y distribución eléctrica, la competencia se introduce a través de la regulación económica y el esquema de Asociaciones Público Privada (APP).

A diferencia de la transmisión y la distribución, en el caso de la generación las empresas se ha considerado que desempeñan sus actividades en un ambiente de competencia; no obstante, la regulación prevé mecanismos de fijación de precios para determinados supuestos.

La fijación de precios para remunerar la generación en un inicio se ha basado en el cálculo de los costos marginales para un periodo de simulación (inicialmente cada seis meses, después cada año) para alcanzar el equilibrio entre la oferta y la demanda. El objeto principal de esta simulación es la determinación (pronóstico) de los costos marginales de la generación eléctrica, a partir de tener como datos de entrada: la demanda de los consumidores, las características del parque de generación, el precio de los combustibles, la situación de los embalses, los escenarios de hidrología, etc. En este procedimiento los generadores no participan ofertando un precio sino poniendo a consideración las características de sus unidades y el precio de los combustibles que permiten determinar el costo variable de producción de las diferentes unidades, todo lo cual debe ser debidamente auditado. Se trata, en resumen, de un mecanismo de determinación de costos marginales utilizando precios auditados.

La fijación de precios de generación más adelante se complementó (desde el año 2006) con la posibilidad de utilizar mecanismos de subasta para determinar precios firmes (fijos) de generación esencialmente para el largo plazo. En esta forma de determinar los precios, las empresas de distribución eléctrica convocan licitaciones para cubrir la demanda de sus usuarios y en las cuales los generadores participan ofreciendo sus precios en un ambiente de competencia por el mercado.

Un mercado de contratos financieros a mediano o largo plazo se encuentra en la base de la arquitectura del mercado de competencia, inicialmente con contratos de precio regulado determinado a partir de la proyección de CMg., y desde el año 2006 complementado con contratos resultantes de subastas competitivas, a la fecha el precio de la energía que se traslada a los usuarios finales representa alrededor del 95% de los precios firmes resultantes de estas subastas, o licitaciones en la terminología de la Ley No. 28832.

Una fuente importante de recursos energéticos en el Perú está dada por las reservas de gas natural, la mayor de las cuales, Camisea, inició su operación comercial en el año 2004 y en la actualidad puede llegar a abastecer más del 50% de la demanda de electricidad del país, dependiendo de las condiciones hidrológicas prevalecientes y la disponibilidad de la infraestructura de producción, transporte o distribución asociadas al proyecto Camisea (la indisponibilidad de dicha infraestructura genera un fuerte incremento de los CMg del Mercado Mayorista de Electricidad). Es importante hacer notar que en el Perú no existe normativa alguna que articule o armonice el desarrollo o la operación de la industria del gas y el de la

electricidad<sup>14</sup>.

El COES se encuentra a cargo únicamente de la administración y coordinación de la operación del mercado del sector eléctrico, no teniendo participación en ninguna de las actividades del sector de gas natural. Aunque se están haciendo esfuerzos recientes para lograr un mínimo de articulación, la operación del sector de gas natural es efectuada de facto por el concesionario de transporte principal del gasoducto Camisea-Pisco-Lima.

La necesidad de auditar los costos de generación no ha estado exenta de dificultades, especialmente en relación con la participación del gas natural, motivo por el cual se considera necesario evaluar entre otras, la posibilidad de migrar la determinación de los precios de generación hacia un sistema de precios ofertados por los generadores, no solo para la determinación de precios de largo plazo para los consumidores, sino también en el mercado spot.

---

<sup>14</sup> Recientemente se ha prepublicado el proyecto de Reglamento para Optimizar el uso del Gas Natural y creación del Gestor del Gas Natural, para comentarios de los interesados.

### **ANEXO 3 - MERCADO DE GAS NATURAL**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

El desarrollo y operación de la industria del gas natural en el Perú posee muy escasa articulación legal o normativa que la vincule con el desarrollo y operación de la industria eléctrica. Excepto por algunas disposiciones que establecen precios especiales del gas natural para la generación, o exigencias a los generadores de electricidad que los obliga a la contratación forzosa de capacidad de transporte de gas natural para poder recibir la remuneración completa de su potencia firme, la planificación para el desarrollo coordinado de ambas industrias es inexistente.

Debido a la forma en que se ha desarrollado la industria del gas natural, en la actualidad los generadores que utilizan gas desde la fuente peruana más importante (Camisea) se enfrentan en la práctica a un monopolio tanto para el suministro como para el transporte y distribución del gas y, no obstante que los precios son fijados por Contrato para el suministro y regulados para el transporte y distribución, los generadores de electricidad se enfrentan en desventaja a las condiciones contractuales que fija el productor de gas para proporcionar el abastecimiento (cláusulas Take or Pay, prohibición de la venta del gas en un mercado secundario, etc.). Esta situación, agregada al hecho de que, para tener un pago de potencia completo, los generadores a gas deben contar con contratos a firme de transporte, ha dado lugar a que el sector eléctrico que utiliza gas para generación, en conjunto, padece ineficiencias de contratación.

Los generadores eléctricos que suscriben volúmenes y capacidad de transporte en forma individual, en conjunto solo utilizan las 2/3 partes de lo contratado, lo cual provoca ineficiencias y sobrecostos para la industria eléctrica.

En la industria del gas natural en el Perú no existe un mercado competitivo organizado primario, secundario y/o spot, para efectuar las transacciones del gas natural ni de la capacidad de transporte. De acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, la determinación del precio de los combustibles se rige por la oferta y demanda. No obstante, dado que la principal fuente de gas natural en el Perú fue resultado de un proceso de otorgamiento de concesiones promovido por el Estado, con contratos que estipulaban los mecanismos para la fijación de los precios, en la actualidad dichos precios se encuentran regulados.

Por las razones indicadas, es necesario se analice la necesidad de constituir un mercado organizado para las transacciones del gas natural al cual puedan acudir los generadores en un ambiente de competencia para asegurarse el abastecimiento del gas para la generación de electricidad, asimismo se debe analizar el papel de la generación a gas natural y revisar el marco normativo (gestión y condiciones de contratación) del suministro y transporte de gas natural para generación eléctrica.

#### **NOTA SOBRE REMUNERACIÓN DE GASODUCTOS**

Para evitar nuevos proyectos tipo Gasoducto del Sur, de seguridad energética y otros parecidos, cualquier propuesta que se haga en esta parte debe sustentarse en una evaluación beneficio-costos de los proyectos de gas natural y que los costos no se carguen exclusivamente a los consumidores del sector eléctrico, como ha sido en el pasado.

## **ANEXO 4 - EMPRESAS ELÉCTRICAS DE DERECHO PÚBLICO**

### Conclusiones de las sesiones de trabajo con los Grupos Temáticos, 2020

Las empresas eléctricas del Estado, enfrentan limitaciones que no tienen las empresas privadas y estas limitaciones tienen impacto directo en su capacidad de gestión y financiación que requieren para garantizar una prestación del servicio en condiciones de calidad del servicio. Si bien el régimen legal de las empresas está sujeto a las políticas públicas del Ministerio de Economía y Finanzas – MEF y el Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado – Fonafe, las implicaciones que tienen para el adecuado funcionamiento del sector eléctrico, en especial en las actividades de transmisión y distribución ameritan una revisión de la problemática con miras a la adaptación necesaria para que puedan cumplir su rol en el proceso de modernización del sistema.

Las principales limitaciones están asociadas a temas administrativos, organizacionales y presupuestales, que en conjunto impiden que tengan la gestión que el sector requiere. Respecto de los temas administrativos las condiciones de contratación a las que deben someterse las empresas estatales implican demoras y pueden conducir a procesos ineficientes en términos técnicos y de oportunidad. Los problemas organizacionales van desde la complejidad de las instancias de toma de decisión hasta la capacidad de atraer, vincular y mantener personal idóneo tanto en cargos técnicos como en los administrativos y financieros.

Probablemente el aspecto presupuestal es el que tiene una repercusión negativa más evidente, ya que la restricción de recursos dificulta que las empresas realicen las inversiones necesarias para mantener y mejorar las condiciones de calidad de la infraestructura a su cargo, así como los proyectos de expansión y la incorporación de nuevas tecnologías.

## **ANEXO 5 - MERCADO MAYORISTA PERUANO**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

La regulación de la generación desde la promulgación de la LCE ha sufrido modificaciones y ajustes que han derivado en un modelo mixto entre precios declarados para la generación con gas natural y precios auditados para la demás generación térmica y tomadores de precio para la generación con recursos energéticos renovables no convencionales (RER). Alguna de la generación con RER recibe un ingreso complementario (Prima RER) si su incorporación se realiza en el marco del Decreto Legislativo 1002 que promueve el ingreso de este tipo de tecnología, asegurándoles un ingreso garantizado.

La existencia de un mercado imperfecto como consecuencia de fallas de diseño de origen o por la incorporación de soluciones imperfectas para el desarrollo y funcionamiento de este, es un aspecto que debe ser revisado e investigado.

Como se ha señalado, el mercado en el Perú corresponde a un diseño que comprende contratos financieros a plazo que son complementados por un mercado spot para resolver las diferencias o liquidaciones entre las transacciones físicas y el mercado de contratos. El mercado de contratos no ha sido nunca un mercado dinámico ni líquido, y el mercado spot se ha visto contrariado, entre otros, por discusiones sobre la declaración de precios del gas natural para la determinación de los CMg de corto plazo.

Una de las características casi universal de los contratos a plazo en el mercado eléctrico peruano ha sido del tipo denominado abastecimiento pleno (full requirement) en el cual se contrata una determinada potencia o capacidad que se pone a disposición con el compromiso de abastecer toda la energía que requiera la curva de demanda del consumidor o del distribuidor en el caso de demandas en bloque para el abastecimiento de un grupo de consumidores. Esto no ha sido un requerimiento explícito en la ley, aunque existe alguna normativa, que no es absolutamente clara sobre esta materia, y los contratos de abastecimiento pleno se han convertido en una práctica casi generalizada.

Esta práctica es muy limitativa por cuanto no ha permitido, entre otros, el acceso libre de la generación RER al mercado de contratos por no poseer, estas, potencia firme. Según la ley ningún generador puede vender más potencia y energía firme que la propia o la que tenga contratada con terceros. Dado que un contrato de abastecimiento pleno exige suministrar no solamente energía sino además potencia, la generación RER se ha visto limitada por este motivo.

Los contratos de abastecimiento pleno tampoco permiten a los comercializadores (distribuidores) acceder al mercado mayorista para comprar energía y constituirse en un participante activo en el mercado spot. Cabe señalar, sin embargo, que la ley tampoco permite a los distribuidores acceder al mercado spot salvo para adquirir a lo más el 10% de la demanda de su mercado libre.

## ANEXO 6 - SUFICIENCIA DE GENERACIÓN Y RESERVAS

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

La suficiencia de generación para fines de este servicio debe entenderse como la habilidad del sistema para disponer de suficiente generación para abastecer la máxima carga del sistema, no solo en términos de potencia o capacidad, sino también en términos de energía. Este requerimiento proviene de la composición hidro-térmica del parque generador con una componente hidro que puede ser incluso superior al 50% en el abastecimiento de la energía. Debido a tal característica el sistema puede contar con suficiente potencia o capacidad y sin embargo el sistema puede encontrarse incapaz de abastecer toda la energía requerida de manera eficiente en condiciones de año seco.

La suficiencia de generación como un componente del problema de las inversiones en confiabilidad ha sido una preocupación no resuelta de manera satisfactoria desde el inicio de la operación del mercado de electricidad. Una de las principales preocupaciones ha sido asegurar que la composición del parque generador posea las características de un “sistema económicamente adaptado”, es decir, sea el parque más eficiente para la prestación del servicio requerido.

Debido a la falta de incentivos suficientes para promover el desarrollo de la generación, el Estado se ha visto en la necesidad de intervenir en repetidas ocasiones para corregir la falta de inversiones que podría hacer incurrir al sistema en insuficiencia de generación. Dicha intervención, ad hoc, no siempre ha resultado en inversiones eficientes. Tal ha sido el caso de centrales hidroeléctricas que se construyeron mediante licitaciones efectuadas por ProInversión y que resultaron en un exceso de generación de base y que cuando la demanda de electricidad no creció como se había esperado, los CMg de corto plazo se redujeron a valores nunca antes vistos, originando varias consecuencias indeseadas en el sistema. Lo mismo ocurrió con las centrales de reserva fría construidas bajo contratos ad hoc que les exigía su operación bajo condiciones específicas, en donde se llegó a presentar el caso de un problema de generación en el sistema en el cual la central no se sintió obligada a operar porque la situación presentada “no estaba en su contrato”, y similares.

La exigencia contenida en la legislación de fomentar mayor generación exigiendo que las centrales hidroeléctricas no puedan contratar más allá de su energía firme, determinada, ésta, en condiciones de hidrología seca con un alto grado de seguridad (95%), no ha sido una solución adecuada en tanto que las centrales hidroeléctricas pueden generar en promedio más energía que la que les es permitida contratar poniéndolas en desventaja con respecto a las demás tecnologías.

La solución del problema de suficiencia de generación debe considerar formas alternativas de mejorar los incentivos para sobrellevar las condiciones de año seco, tomando en cuenta, entre otras, la posibilidad de permitir a las centrales hidroeléctricas contratar hasta su energía de año hidrológico promedio, pero exigir que ellas cuenten con un seguro de año seco (reserva de año seco) que permita a un grupo de centrales térmicas, mediante el *pago de una prima*, encontrarse disponibles para afrontar las exigencias del año seco, cuando las centrales hidroeléctricas se ven limitadas en su capacidad de producción. Este seguro debería permitir a las centrales hidroeléctricas sobrellevar el año seco sin ser expuestas al exceso de los costos marginales

producto de la sequía. En teoría esta prima es similar al pago de potencia que se realiza en el sistema para limitar los picos de precios de la electricidad al costo variable de producción de las centrales de punta. En el caso de la reserva de año seco, el *pago de la prima* les permitiría a las centrales hidroeléctricas limitar los costos marginales al valor que ellas estén dispuestas a afrontar en condiciones de sequía.

Las licitaciones de abastecimiento con precios firmes introducidas en el marco de la Ley No. 28832 (2006) han sido otra manera de enfrentar el problema de la suficiencia de generación. Estas licitaciones fueron un paso importante en la dirección de asegurar la suficiencia de generación en el sistema, sin embargo, a lo largo de los casi 14 años de experiencia se han presentado situaciones que merecen un análisis crítico para resolver los inconvenientes presentados, los cuales deberán ser revisados de los estudios realizados sobre el particular<sup>15</sup>.

El pago de la potencia, o capacidad, de generación como fuente de incentivo para promover la suficiencia de generación no ha tenido los resultados esperados, dado que el problema de la suficiencia de generación en el Perú no puede resolverse solo con el pago de la capacidad. Esta situación ha sido complicada con una definición inicial de potencia firme que no era consistente con la práctica generalmente utilizada en la industria, en el sentido que la potencia firme es una característica propia de la unidad y no algo que depende del resto del sistema como se consideraba en un inicio cuando se exigía que la suma de la potencia firme de todas las unidades debería ser igual a la demanda de todo el sistema.

A lo largo del tiempo las reglas para el pago de la potencia de las unidades de generación han sido distorsionadas por cambios efectuados en la normativa. Uno de los principales ha sido la utilización de la energía producida como una medida para pagar la potencia de las unidades. Similares distorsiones se han producido cuando para el pago de la potencia se ha exigido que las unidades que utilizan gas natural tengan contratada toda la capacidad de transporte de gas a firme para percibir el pago de la potencia sin descuentos.

## **NOTAS RESPECTO AL MARGEN DE RESERVA FIRME OBJETIVO**

El concepto del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) no es un concepto sano y debe ser revaluado. Una explicación de su origen permite observar las razones que justifican esta posición.

En principio, ese concepto no estaba en el marco original de rediseño del mercado que se dio en los años 1992 y 1993 con la promulgación de la LCE y de su Reglamento (RLCE). El concepto fue introducido con el Decreto Supremo N° 004-99-EM, del año 1999. La exposición de motivos da cuenta de graves errores que se utilizaron para sustentar dicho DS. Tales por ejemplo el hecho de reconocer la potencia o capacidad de las unidades de generación en función de su eficiencia en el uso del combustible y en partir el pago de la capacidad en componentes tales como por ejemplo incentivos para la contratación, amén de otras cosas. Después de esas modificaciones y con el tiempo, los Artículos 110 y 111 del RLCE eran casi imposibles de entender.

Un mecanismo real y bien estructurado de la suficiencia de generación (no se hace referencia al término suficiencia de capacidad) puede analizarse de manera independiente al Margen de

---

<sup>15</sup> Ver informes preparados por Uribe & Leyva Consultores.

Reserva Firme Objetivo (MRFO).

El concepto de la capacidad y los estudios de la CTE (Comisión de Tarifas Eléctricas de esos años, luego Osinergmin) a que se refiere la Exposición de Motivos mencionada fueron los estudios realizados por PHB, en la que Larry Ruff (2005) encontró absolutamente ninguna base conceptual en las metodologías.

La necesidad de ahondar profundamente en la revisión de estos conceptos es que el cálculo, tal como se ha implementado a lo largo de los años en Osinergmin para determinar el MRFO, es un cálculo orientado a problemas de capacidad (ELCC y sus derivados) no es un cálculo que aborde el tema de la suficiencia de energía. De otra manera, no resultarían los márgenes del orden del 30 o 35% que resultan para el margen de reserva de un sistema que tiene 50% o más de capacidad hidroeléctrica como el peruano.

Adicionalmente debe tenerse en cuenta que por disposición del DS 038-2013-EM, se ha dispuesto la unificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (fijado por Osinergmin) y el Margen de Reserva Firme (fijado por el MINEM), mandato que nunca ha sido cumplido.

#### **NOTAS RESPECTO A LA RESERVA FRÍA**

El concepto de máquinas de reserva fría es un concepto equivocado introducido en el marco regulatorio peruano y que debe ser revaluado. La reserva de un sistema es una propiedad del sistema, no es una cualidad *per se* de alguna máquina en particular.

Cuando se hace mención a la reserva del sistema se está refiriendo a lo que en conjunto las máquinas (sin referirse en particular a alguna de ellas) pueden generar en exceso de lo que la demanda exige en un determinado momento. No se puede decir que una máquina en particular es de reserva y las otras no, eso lo decidirá el Operador del Sistema en el momento de la operación. Máquinas con ese calificativo específico fueron convocadas a generar en un momento de emergencia y no entraron por que las condiciones presentadas “no estaban en su contrato”. En este sentido, cualquier máquina que ingrese al sistema debe someterse al régimen general, si se le necesita se despacha, y no depender de su régimen especial otorgado, en este caso por Proinversión, en su contrato.

Un caso diferente es el que se implementó en el Nodo Energético del sur del Perú, en donde concursaron plantas para prestar el servicio de capacidad, igual que en el régimen general, estas no son plantas de reserva fría (mucha gente que no conoce el régimen de esas plantas cree que son máquinas de “reserva fría”). El único problema con las máquinas del nodo energético es que su remuneración ha sido incluida como parte de los cargos especiales de transmisión y no de generación como debe ser, algo que se debe corregir.

Sabemos que todo esto se enfrenta con los compromisos de los contratos ya establecidos que el país no puede ignorar, sin embargo, siempre existe la posibilidad de renegociar los mismos con el objeto de pasarlos a regímenes transitorios que puedan ayudar a limpiar el panorama de futuro. Será tarea del GC analizar estas situaciones.

## **ANEXO 7 - GENERACIÓN CON RECURSOS DE ENERGÍA RENOVABLE -RER**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

La generación con recursos energéticos renovables no convencionales (RER) en el Perú fue promovida con incentivos especiales desde el año 2008 con la promulgación del Decreto Legislativo No. 1002. Este DL introdujo el concepto de subastas para fomentar el ingreso de centrales de generación RER (biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz). Dichas subastas aseguran el pago de una tarifa garantizada a centrales con RER que se comprometen a entregar una determinada cantidad de energía anual. El límite establecido para el ingreso de este tipo de generación en el marco de este DL es de 5% del total de la demanda del sistema.

El ingreso de generación RER al amparo del DL No. 1002 tiene una tarifa asegurada resultante del proceso de subasta y pagado con recursos provenientes de la venta de su producción al mercado spot, complementado con una prima (en caso fuera necesario) costeadada mediante un cargo incluido como parte del peaje por conexión (transmisión) que es pagado por todos los consumidores. En este esquema cuanto más alto es el precio del mercado spot, menos es el cargo complementario que debe ser sufragado por todos los consumidores a través del peaje por conexión. Durante los últimos años se ha producido una reducción considerable de los CMg en el mercado spot, lo que ha ocasionado una subida importante de la prima pagada por todos los consumidores en su factura de electricidad.

El mecanismo de promoción instituido en el año 2008 fue promulgado en un contexto de precios no competitivos de la generación RER frente a la generación convencional. Situación que justificaba el subsidio con el objeto de proteger el medio ambiente. Cabe señalar que en el año 2008 no existía reconocimiento del pago de potencia para las centrales RER, para ellas la potencia firme era igual a cero, razón por la cual las subastas eran solo por el precio de la energía ofertada, en la cual debería descontarse cualquier pago de capacidad que estas consideraran necesario para solventar su sostenimiento.

El desarrollo de la tecnología RER con el paso de los años ha reducido el costo de desarrollo de las centrales RER hasta niveles que compiten sin necesidad de subsidios con la tecnología convencional. Esta situación ha ocasionado que exista generación RER que desearía participar en el mercado fuera del marco del DL 1002, pero que no lo ha podido hacer libremente por encontrarse con la necesidad de contar con potencia firme y con la práctica casi universal, en el Perú, del uso de contratos de abastecimiento pleno para el suministro de la energía.

En este contexto, a un generador RER no le es fácil participar porque para tal fin necesita contar con potencia firme o adquirirla de terceros. Esto ha generado un fuerte movimiento, de los interesados en generar con RER, porque se apruebe el reconocimiento de potencia firme a dicha tecnología. Recientemente (2019) el Osinergmin ha aprobado una disposición que otorga potencia firme a las centrales que son capaces de suministrar energía durante las horas de punta (18:00 a 23:00 horas según la normativa vigente). Esta disposición permite el otorgamiento de potencia firme a las centrales eólicas, pero no a las centrales solares (fotovoltaicas), por lo menos mientras no se modifique las horas consideradas de punta en el sistema.

Dada la situación descrita, existe la posibilidad de que la generación RER en el Perú se desarrolle de manera importante sin necesidad de subsidios, lo cual debe ser debidamente

considerado en la revisión del modelo regulatorio. Habida cuenta, en especial, que el crecimiento importante de la generación RER puede acarrear necesidades grandes de inversiones para la provisión de servicios complementarios que permitan gestionar apropiadamente la flexibilidad del sistema, como se discute en la sección sobre servicios complementarios.

## ANEXO 8 - SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

Los Servicios Complementarios (SSCC) en el Perú se encuentran regulados de forma incompleta. En especial frente a los desafíos que pueden significar una mayor participación de la generación RER en el SEIN, lo cual genera la necesidad de que se establezca mayores exigencias de flexibilidad, a fin de garantizar la seguridad de la operación y los estándares de calidad correspondiente.

En el Perú, la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados<sup>16</sup> (NTCOTRSI) establece el marco general para la definición de los SSCC en el Perú. Según la NTCOTRSI, los SSCC a considerar son los siguientes: (a) la Reserva Rotante; (b) la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF); (c) la Regulación de Tensión y/o suministros locales de reactivos; y (d) los Grupos de Arranque Rápido por Emergencia (reserva fría).

Tanto la Reserva Rotante como la Regulación de Frecuencia son servicios relacionados con el control de la frecuencia y que en la terminología internacional son denominados SSCC de Balance.

La NTCOTRSI dispone que la RPF, es un servicio obligatorio y permanente, no sujeto a compensación y debe ser prestado por todas las centrales de generación cuya potencia sea mayor a 10MW. No existe remuneración ni mercado para el suministro de la RPF. Además, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz se encuentran exoneradas de prestar el servicio de RPF. La RSF es opcional y es remunerada a través de un mecanismo de mercado, entre los propios generadores.<sup>17</sup>

En lo que corresponde a la Regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos, la NTCOTRSI establece que todos los Integrantes del Sistema están obligados a proveer los equipos necesarios para la supervisión de los niveles de tensión en sus respectivas instalaciones. La norma no establece mercado, ni estipula pago alguno de manera explícita por la prestación de los SSCC de regulación de tensión. En la normativa existe la obligación de los generadores de suministrar la energía reactiva hasta el límite de la capacidad de sus equipos y la obligación de los distribuidores, o de los clientes libres, de no consumir energía reactiva más allá de los límites permitidos por la regulación de Osinergmin, bajo apercibimiento de recibir una penalidad en caso de excederse en el consumo.

Según la NTCOTRSI, los grupos de arranque rápido por emergencia constituyen parte de la Reserva Fría del Sistema. Permite disponer de capacidad de generación que puede ser puesta en funcionamiento en un tiempo menor a 10 minutos para compensar las reducciones súbitas de generación o atender los incrementos súbitos de la demanda. El COES establece las características técnicas mínimas de las unidades que puedan ser consideradas como unidades de arranque rápido por emergencia. En el esquema peruano la única Reserva Fría que recibe

<sup>16</sup> Aprobada mediante la Resolución Directoral N° 014-2005-DGE.

<sup>17</sup> El diseño del mercado para la prestación del servicio de RSF se encuentra establecido en el Procedimiento Técnico N° 22 del COES, o PR-22.

remuneración de manera cierta es la licitada por ProInversión (esquema APP).

Desde otro ángulo, el rechazo de carga es la contribución del lado de la demanda para mantener el equilibrio del sistema cuando casi todo lo demás ha sido insuficiente. La NTCOTRSI dispone que este servicio es obligatorio y no se establece que perciba remuneración alguna.

No existe tampoco en la normativa peruana mecanismos para remunerar los servicios de almacenamiento que pudieran resultar útiles para proporcionar los SSCC de Balance en el SEIN. Ni la Reserva Rotante ni la Regulación de Frecuencia han sido concebidos como servicios que eventualmente podrían prestar los SSCC de almacenamiento de energía para prestar servicios de balance y menos aún se ha considerado la forma de su remuneración.

El Cuadro siguiente resume la situación de la regulación de los SSCC en el marco de la normativa peruana.

Servicios Complementarios en el Perú

| DENOMINACIÓN INTERNACIONAL MAS USUAL   | PRESCRIPCIÓN EN LA NTOTR                                   | SS.CC. EN EL PERU   | TIPO        | REMUNERACIÓN   | QUIEN PAGA  | PROCEDIMIENTO COES |
|--|--|---|-------------|--|---|--------------------|
| Servicios de Balance                   | Reserva Rotante<br>Regulación de Frecuencia                | Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)                       | Obligatorio | No tiene   | Nadie   | PR-21              |
|  |  | Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)                     | Voluntario  | Mercado  | Generadores   | PR-22              |
|  |  | Grupos de Arranque rápido (Regulación Terciana de Frecuencia) | No definido | No definido  | Nadie   | ---                |
| Servicios de Control de Tensión        | Regulación de Tensión y/o Suministros Locales de Reactivos | Regulación de Tensión y/o Suministros Locales de Reactivos    | Obligatorio | Regulada (solo para las penalidades por consumo en exceso) | Distribuidores o Usuarios Libres (solo las penalidades) | PR-15              |
| Servicios de Recuperación del Servicio | No previsto  | No existe   | Indefinido  | Indefinido   | Nadie   | ---                |

Tabla 1: Aspectos normativos y regulatorios de los SSCC

Puede apreciarse que no existe remuneración explícita por los SSCC, excepto por la RSF y por los excesos en el consumo de energía reactiva por parte de los distribuidores y de los clientes libres. Y en el caso de la RSF, el pago del servicio es pagado únicamente entre los generadores.

## **ANEXO 9 - REGULACIÓN ECONÓMICA DE LA DISTRIBUCIÓN**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

Las empresas distribuidoras desde el inicio de la reforma en el año 1992 han mantenido dentro de su alcance la función de redes y de comercialización y han sido consideradas en su integridad como un monopolio natural. El mecanismo para remunerar el servicio prestado ha sido establecido en consecuencia considerando que se trata de un monopolio. El servicio de transmisión también ha sido regulado como el que corresponde a un monopolio natural, con la obligación de permitir el acceso libre, con precios totalmente regulados y sin la necesidad de contar con una función de comercialización.

Las instalaciones de distribución eléctrica conectan las subestaciones de transmisión eléctrica localizados a lo largo del SEIN a los usuarios a través de la red de los sistemas de distribución que tienen un alcance regional o local. La actividad de distribución eléctrica involucra la distribución de electricidad a nivel de media y baja tensión a través de redes aéreas o subterráneas de distribución, equipos de protección, transformadores, y medidores. La actividad de comercialización se realiza a tarifa regulada e incluye la lectura, facturación, reparto y cobranza de la electricidad al usuario final y es desarrollada por el concesionario de distribución.

La tarifa de distribución eléctrica está representada por el Valor Agregado de Distribución (VAD), cuyo valor es el costo medio de una empresa modelo eficiente basado en el criterio del Sistema Económicamente Adaptado. Dicho criterio refleja los costos marginales de corto plazo, debido a que cada 4 años se calcula el costo medio de la empresa, y este costo medio de corto plazo, corta la curva de los costos marginales de largo plazo, por lo cual se valida el modelo económico. Otro criterio esencial de la empresa modelo es el Valor Nuevo Reemplazo (VNR), que es el costo de renovar las instalaciones existentes, con otra que la reemplace con tecnología eficiente y costos vigentes.

La tarifa determinada a través de la empresa modelo, provee las señales tarifarias a empresas que guardan características similares, fundamentalmente relativas con su mercado, ventas, nivel de inversiones y densidad. Las tarifas que resultan del modelo corresponden al de un sistema económicamente adaptado, concepto de eficiencia, que reconoce los costos de las instalaciones con tecnología vigente y guarda un equilibrio entre su oferta y demanda, y trata de alcanzar una determinada calidad de servicio.

El VAD da las señales para que se expandan los sistemas de distribución. En el Perú, este modelo ha funcionado eficientemente en las zonas urbanas, las mismas que han alcanzado un coeficiente de electrificación de 100%, mientras que para las zonas rurales se adoptó por un mecanismo de subsidio a la inversión para la expansión de la frontera eléctrica.

El VAD reconoce los siguientes componentes: a) costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía, b) pérdidas estándar de distribución en potencia y energía; y, c) costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.

Los costos asociados al usuario se denominan cargos fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión,

reparto y cobranza de la factura o recibo. Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos de inversión corresponden al Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) y los costos de operación y mantenimiento corresponden a los costos eficientes de una empresa modelo que desarrolle las actividades de distribución y comercialización de la energía eléctrica. Así, los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media tensión (VADMT) y VAD de baja tensión (VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia necesaria para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica.

Es decir, los costos que se calculan son los eficientes para el próximo periodo regulatorio que dura 4 años. Antes de la aprobación del Valor Agregado de Distribución se realiza una prueba de consistencia económica mediante el cual la TIR resultante con la tarifa propuesta para la empresa modelo se debe encontrar en +/- 4 puntos de la tasa de descuento reconocida (12%), es decir entre 8% y 16%, de obtener la TIR dentro de este rango el Valor Agregado de Distribución queda aprobado.

La empresa modelo resulta siendo una señal sobre la cual las empresas de distribución eléctrica tratarán de alcanzar y superarla durante su vigencia. Este tipo de regulación sigue el modelo de regulación por incentivos, pero a su vez, la empresa modelo de referencia se construye en cada revisión tarifaria, es decir se hace un corte transversal el año anterior a la regulación y con esa información se construye la empresa modelo. La regulación mira los resultados obtenidos el año anterior, pero en ningún momento proyectan las inversiones que se realizarán en el futuro, es decir no es prospectiva.

Por lo tanto, las empresas de distribución de electricidad tratan de vender más energía y en la medida de lo posible buscan reducir sus costos de inversiones y costos de operación para ser más rentables. Por lo tanto, el mecanismo de regulación por empresa modelo puede ser contraproducente y reduce el incentivo para la innovación tecnológica. El Regulador peruano, bajo el criterio de mejora de la calidad, podría tener en cuenta las inversiones en redes inteligentes, pero esto podría ser ineficaz ya que las empresas de distribución eléctrica están interesadas en la eficiencia productiva que a su vez contribuye a la maximización de sus ganancias.

Asimismo, los niveles de calidad del servicio medidos en términos de los indicadores SAIDI y SAIFI, en las redes de distribución tienen importantes oportunidades de mejora que deberían resolverse con la modernización de la infraestructura (*Smart grid*) y para tal fin se requiere se revise la normativa pertinente de forma que la correspondiente asignación de recursos por parte del regulador no se vea obstaculizada por disposiciones de otra naturaleza que impidan a los concesionarios de distribución cumplir oportunamente con la mejora de la calidad del servicio.

Por lo tanto, el modelo de regulación actual no permite la implementación de nuevas tecnologías en el sector eléctrico (como las *Smart Grid*) debido a que los criterios esenciales del modelo de regulación, Sistema Económicamente Adaptado y Valor Nuevo de Reemplazo, además de no ser un modelo prospectivo (falta de un mecanismo para incorporar los planes de inversión futuro), no conducen al reconocimiento tarifario de la tecnología *Smart grid*. Según, el modelo actual la tecnología *Smart grid* puede ser incorporada sólo si sus costos, en el corto plazo (periodo de 4 años), son menores que la tecnología tradicional en operación.

Por ello, el sector eléctrico peruano necesita con urgencia innovar su sistema de regulación a fin de enfrentar de manera eficaz los desafíos de mejora de la calidad que podrían resolverse de manera eficiente con las nuevas tecnologías, pero que pueden resultar difíciles de desarrollar debido a los costos iniciales de inversión y a la incertidumbre o falta de información para ponderar su verdadero valor o impacto en comparación con las tecnologías tradicionales. Sobre la base de la experiencia más reciente en otras partes, se ha estimado que sería de gran valor un amplio despliegue de redes eléctricas inteligentes (*Smart Grids*), pero esto requiere de una propuesta de mejora de su política de regulación con la finalidad que las empresas distribuidoras y los usuarios tengan las señales económicas y los incentivos para modernizar los sistemas de distribución eléctrica.

El marco de regulación adoptado para la regulación de la tarifa de distribución eléctrica está basado en un esquema de regulación por incentivos la misma que da una señal económica para que los concesionarios de distribución eléctrica maximicen la eficiencia productiva y como consecuencia reducir los costos de inversión y explotación del servicio en beneficio de los usuarios.

El mecanismo regulatorio aplicado en el Perú, como se señaló, es el mecanismo denominado empresa modelo (*business model*) mediante el cual a través de un diseño *bottom-up* y considerando la metodología *greenfield* se determina las instalaciones y costos eficientes de operación y mantenimiento de la empresa modelo que se requiere para brindar el servicio de distribución. En teoría el costo marginal de corto plazo es igual costo medio eficiente de la empresa modelo y esta a su vez al cortar la curva de costos marginales de largo plazo, cada vez que el VAD es calculada en cada revisión tarifaria, asegura una señal económica eficiente y sostenible, para los usuarios y las concesionarias de distribución eléctrica.

En cuanto a la calidad de servicio los índices SAIFI y SAIDI estos no han alcanzado los niveles mínimos requeridos. Una alternativa para resolver la deficiente calidad de servicio sería incorporar nueva tecnología como la *Smart Grid*. Los componentes que ayudarían a obtener una mejora sustantiva en la Calidad de Servicio, serían: a) supervisión, control y mando de los equipos de distribución en MT (SCADA) y la adquisición de datos de los medidores inteligentes a través de sistemas (AMI) y b) la medición inteligente (*Smart Metering*), c) la generación distribuida (eólica y solar) y d) almacenamiento eléctrico (*Electric Vehicle*).

Sin embargo, el mecanismo de regulación adoptado (empresa modelo) en la regulación vigente, no permitiría la implementación de la tecnología *Smart Grid* debido a sus altos costos de corto plazo, aunque mayores beneficios en el largo plazo.

Teniendo en consideración que, el marco regulatorio actual peruano no incentiva la innovación tecnológica, se requiere del desarrollo de una política nacional y un marco regulatorio que garantice, por un lado, la sostenibilidad económica de las empresas concesionarias de distribución mediante el reconocimiento de las inversiones en la *Smart Grid* y, por otro lado, asegurar la presencia de un consumidor eléctrico que cumpla un rol activo mediante el uso eficiente de la energía eléctrica.

## MARCO NORMATIVO DE LA REGULACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

### Antecedentes

El Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE), su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 009-93-EM, la Ley N° 28749, Ley General de Electrificación Rural (LGER) y su Reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 018-2020-EM, establecen los principios y criterios para la fijación del VAD, que representa la tarifa eléctrica para la prestación del servicio de distribución eléctrica. Asimismo, de conformidad con la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, dicha fijación se realiza siguiendo el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, contenido en el Anexo B.1.1 de la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante la Resolución Osinergmin N° 080-2012-OS/CD.

Cabe indicar que, el 24 de setiembre de 2015, se emitió el Decreto Legislativo N° 1221 (DL 1221), modificando diversos artículos de la LCE, entre ellos, los vinculados a la determinación del VAD. Se establece que el VAD incorpora un cargo asociado a la innovación tecnológica y/o eficiencia energética en los sistemas de distribución eléctrica. Asimismo, se dispone que el VAD se calcula individualmente para cada empresa de distribución eléctrica que preste el servicio a más de 50 000 suministros y, en forma agrupada, para las demás empresas. Además, se establece que para la promoción de la mejora de la calidad de servicio eléctrico se considerará un factor de reajuste del VAD, aplicable como incentivo o penalidad.

El 22 de setiembre de 2015, se emitió el Decreto Legislativo N° 1207 (DL 1207), modificando diversos artículos de la LGER, entre ellos, el Artículo 14, el cual dispone que el VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica y que los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de dicho VAD son costos reales auditados, sujetos a un valor máximo establecido por Osinergmin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas.

El 23 de setiembre de 2015, se publicó el Decreto Legislativo N° 1208 (DL 1208) que promueve el desarrollo de planes de inversión de las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado (FONAFE). El DL 1208 establece que las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE deberán presentar al Osinergmin, al inicio de cada fijación del VAD, un Estudio de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo que tenga asociado un Plan de Inversión en Distribución Eléctrica (PIDE), que será aprobado por Osinergmin e incorporado en la anualidad de inversión reconocida en la fijación tarifaria del VAD que corresponda.

Adicionalmente a los puntos indicados, la Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, que reglamentó el DL 1221, establece que las empresas propondrán a Osinergmin, un plan de reemplazo a sistemas de medición inteligente en la fijación del VAD, considerando un horizonte de implementación de hasta 8 años. Esta norma se modificó con el Decreto Supremo 028-2021-EM, el cual incorpora directrices para implementar el plan de reemplazo a sistemas de medición inteligente.

## Determinación del Valor Agregado de Distribución -VAD

Para el caso del VAD, el Anexo B.1.1 de la Norma de Procedimientos para Fijación de Precios Regulados establece el “Procedimiento para la Fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD)”, que señala las etapas, órganos, facultades, obligaciones y plazos para la fijación.

De acuerdo con el Artículo 64 de la LCE, el VAD se basa en una empresa modelo eficiente con un nivel de calidad preestablecido en las normas técnicas de calidad y considera los siguientes componentes:

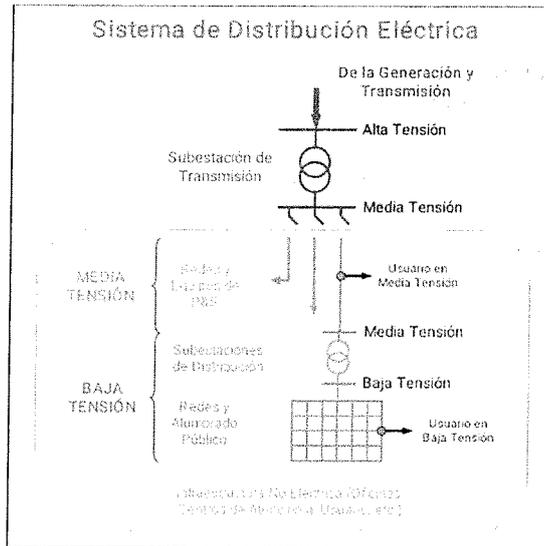
- Costos asociados al usuario, independientes de su demanda de potencia y energía.
- Pérdidas estándar de distribución en potencia y energía.
- Costos estándar de inversión, mantenimiento y operación asociados a la distribución, por unidad de potencia suministrada.



Los costos asociados al usuario se denominan Cargos Fijos y cubren los costos eficientes para el desarrollo de las actividades de lectura del medidor, procesamiento de la lectura y emisión, reparto y cobranza de la factura o recibo.

Las pérdidas estándar de distribución son las pérdidas inherentes a las instalaciones de distribución eléctrica y que se reconocen a través de factores de expansión de pérdidas aplicables en el cálculo de las tarifas.

Los costos estándar de inversión, mantenimiento y operación se reconocen a través del VAD de media tensión (VADMT) y VAD de baja tensión (VADBT). El VAD es el costo por unidad de potencia necesario para poner a disposición del usuario, la energía eléctrica desde el inicio de la distribución eléctrica (después de la celda de salida del alimentador de media tensión ubicada en la subestación de transmisión) hasta el punto de empalme de la acometida del usuario.



Adicionalmente, el Artículo 64° de la LCE señala que el VAD incorpora un cargo asociado a la innovaci3n tecnol3gica en los sistemas de distribuci3n equivalente a un porcentaje máximo de los ingresos anuales que tengan como objetivo el desarrollo de proyectos de innovaci3n tecnol3gica y/o eficiencia energética, los cuales son propuestos y sustentados por las empresas y aprobados por Osinergmin, debiéndose garantizar la rentabilidad de los mismos durante su vida útil considerando la tasa a la que se refiere el Artículo 79 de la LCE. Tratándose de proyectos que reemplacen a instalaciones existentes deberá garantizarse el reconocimiento de los costos remanentes de estos últimos en caso no hayan cumplido su vida útil. Asimismo, indica que RLCE define los límites para este rubro, así como los criterios técnicos y econ3micos, oportunidad, compensaciones tarifarias y el plazo de duraci3n de la compensaci3n tarifaria. El cargo resultante será incorporado en el VAD y tendrá como límite máximo el 1% de los ingresos registrados de cada empresa en el año anterior al de la fijaci3n.

Conforme se dispone en el Artículo 72 de la LCE y el Artículo 152-A de su Reglamento, el VAD tomar en cuenta un factor de reajuste que promueve el mejoramiento de la calidad de servicio eléctrico, que no excederá el 5% del VAD en media tensi3n. El cumplimiento del mejoramiento se revisa anualmente. El factor se aplica como incentivo o penalidad de acuerdo con el cumplimiento y considerará un periodo de adecuaci3n de dos años, en el cual se partir de valores reales hasta valores objetivos definidos en funci3n de las características de cada empresa.

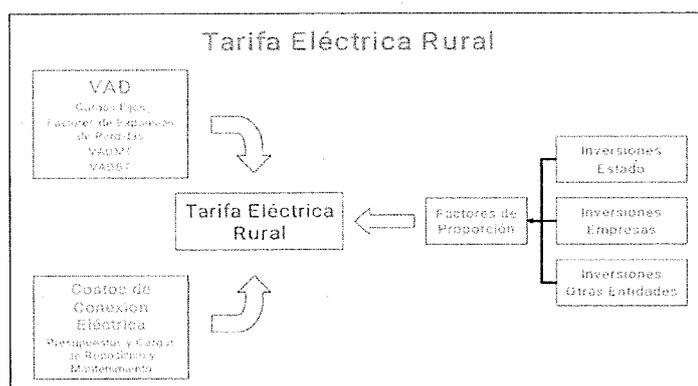
En el caso de la calidad de suministro, esta se evaluar considerando los indicadores globales de desempeño System Average Interruption Frequency Index (SAIFI) y System Average Interruption Duration Index (SAIDI). El incentivo se otorgará al inicio del periodo de fijaci3n que no sobrepasar el porcentaje indicado. En caso de incumplimiento del SAIFI o SAIDI, la penalidad se aplicará en el siguiente proceso de fijaci3n del VAD y corresponde a la devoluci3n del ingreso otorgado, considerando la tasa de actualizaci3n establecida por el Artículo 79 de la LCE.

Adicionalmente, las empresas podrán proponer en el Estudio VAD un plan gradual de reemplazo a sistemas de medici3n inteligente (SMI), considerando un horizonte de implementaci3n de hasta 8 años, de conformidad con la Décima Disposici3n Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N 018-2016-EM y el Artículo 163 del Reglamento de la

LCE.

En el caso de la Tarifa Eléctrica Rural de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER), calificados como tales por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de acuerdo a la LGER, considera los criterios establecidos en el artículo 14° de la LGER, que dispuso que el VAD de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) se fija conforme a lo establecido en la LCE, considerando que dicho VAD incluye los costos de conexión eléctrica y que los costos de operación, mantenimiento y gestión comercial de dicho VAD corresponde a costos reales auditados, sujetos a un valor máximo establecido por Osinergmin sobre la base de mediciones de eficiencia relativa entre los SER de las empresas. Sin embargo, el reglamento, al no haber sido emitido, no ha definido este procedimiento, razón por la cual estos costos se evalúan con criterios de eficiencia vigentes, establecidos por la LCE. Asimismo, el VAD de los SER se determina considerando lo señalado en los Artículos 23, 24 y 25 del Reglamento de la LGER, los mismos que se resumen a continuación:

- El VAD incluye los costos de conexión eléctrica, considerando el número de usuarios de la empresa modelo, los costos de conexión eléctrica regulados, la vida útil de las conexiones eléctricas establecida por el Artículo 163 del Reglamento de la LCE y la tasa de actualización establecida por la LCE. Los costos totales se expresarán por unidad de potencia tomando la demanda máxima establecida para la empresa modelo.
- La tarifa eléctrica rural, es decir, el VAD, considerará factores de proporción que reflejen las inversiones efectuadas por el Estado, las empresas de distribución eléctrica u otras entidades.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por 100% de los aportes del Estado, la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se multiplicará por el factor del fondo de reposición.
- Cuando las inversiones de los SER están constituidas por aportes del Estado y de otras entidades, el monto de retribución de la inversión se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor de proporción (fp) que refleje la proporción de inversiones de otras entidades y el monto de reposición de la inversión se determinará aplicando a la anualidad del VNR, el factor uno descontado del factor de proporción (1-fp) y luego se aplicará el factor del fondo de reposición. El monto total se determinará de la suma de los montos de retribución y de reposición más los costos de operación.



Según lo dispone el Artículo 34 del Reglamento de la LGER (DS No 018-2020- EM), la Tarifa Eléctrica Rural se fija conforme a lo establecido por la LCE.

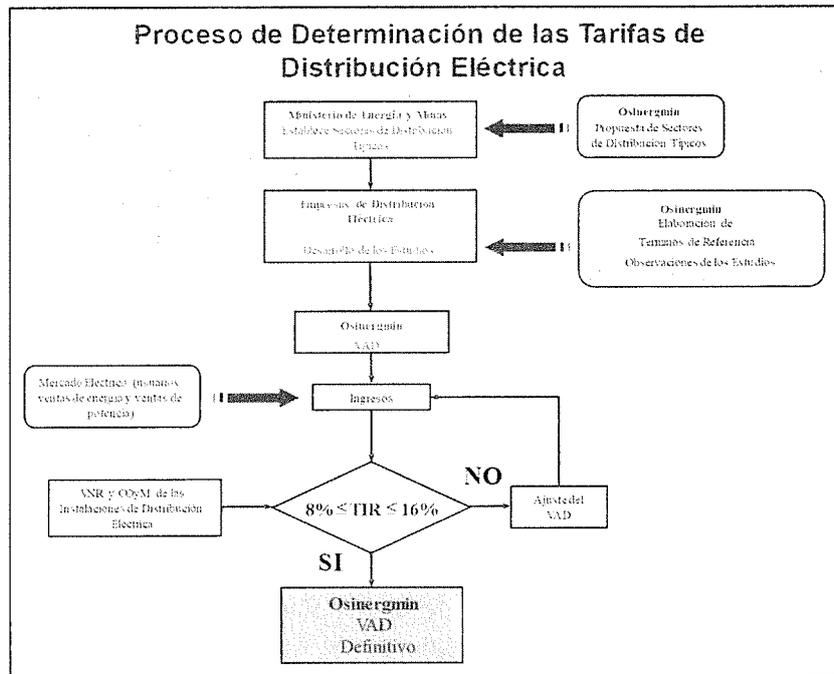
### **Fijación del VAD**

El Artículo 66 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establece que el VAD se calcula individualmente para cada concesionario de distribución que preste el servicio a más de cincuenta mil suministros, de acuerdo al procedimiento que fije el RLCE. Para los demás concesionarios de distribución, el VAD se calcula de forma agrupada, conforme le aprobado por el Ministerio de Energía y Minas a propuesta de Osinergmin, de acuerdo al procedimiento que fije el RLCE.

El Artículo 67 de la LCE señala que VAD y sus componentes, se calculan para cada empresa concesionaria de distribución con más de cincuenta mil usuarios y para el resto de concesionarios de distribución conforme se señala en el artículo 66°, mediante estudios de costos presentados por los concesionarios de distribución, de acuerdo con los Términos de Referencia estandarizados elaborados por Osinergmin. Además, se indica que Osinergmin debe realizar la evaluación de los estudios de costos considerando criterios de eficiencia de las inversiones y de la gestión de un concesionario operando en el país, considerando el cumplimiento del ordenamiento jurídico en general, especialmente las normas ambientales, de seguridad y salud en el trabajo, laborales, de transportes y municipales aplicables en su zona de concesión; entre otras. Asimismo, se precisa que Osinergmin puede modificar sólo aquellos aspectos de los estudios de costos presentados que habiendo sido oportunamente observados no hubiesen sido absueltos por los concesionarios de distribución. Para ello acompañará el sustento de la evaluación a cada una de las observaciones realizadas.

De conformidad con el Artículo 68 de la LCE, Osinergmin luego de recibidos los estudios de costos, comunicará sus observaciones si las hubiere, debiendo las empresas absolverlas dentro de un plazo de 10 días. Absueltas las observaciones o vencido el plazo sin que ello se produjera, Osinergmin establecerá los respectivos VAD para cada sector de distribución típico.

Posteriormente, los VAD deben ser validados a través de la verificación de la rentabilidad de cada empresa o conjunto de empresas, según corresponda, de conformidad con los Artículos 69, 70 y 71 de la LCE. Dicha verificación se realiza calculando las tasa interna de retorno (TIR) que considera los ingresos que se hubieran percibido a través de los VAD con el mercado eléctrico (usuarios, ventas de energía y ventas de potencia) del ejercicio inmediato anterior; los costos de operación y mantenimiento exclusivos de las instalaciones de distribución eléctrica del ejercicio inmediato anterior; y el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de distribución eléctrica con un valor residual igual a cero. Si la TIR resultante no difiere en más de cuatro puntos porcentuales de la Tasa de Actualización establecida en el artículo 79 de la LCE (12%), los VAD serán definitivos, caso contrario se deberán ajustar proporcionalmente hasta alcanzar el límite más próximo inferior o superior.



Finalmente, según los artículos 72 y 73 de la LCE, el VAD y sus fórmulas de actualización entrarán en vigencia a partir del 01 de noviembre del año que corresponda por un periodo de cuatro años.

### Plan de Inversión en Distribución Eléctrica -PIDE

El 23 de setiembre de 2015, se publicó el Decreto Legislativo N° 1208 (DL 1208) que promueve el desarrollo de planes de inversión de las empresas de distribución eléctrica bajo el ámbito del FONAFE.

El DL 1208 establece que dichas empresas deberán presentar al Osinergrmin, al inicio de cada fijación del VAD, un Estudio de Planeamiento Eléctrico de Largo Plazo que tenga asociado un PIDE, que será aprobado por Osinergrmin e incorporado en la anualidad de inversión reconocida en la fijación del VAD que corresponda.

A través del Decreto Supremo N° 023-2016-EM, publicado el 27 de julio de 2016, se aprobó el Reglamento del DL 1208, el cual establece, entre otros, que para la aprobación del PIDE se seguirá el procedimiento que apruebe Osinergrmin. Asimismo, dispone que Osinergrmin realizará los estudios para determinar los criterios y metodología de elaboración del PIDE, los cuales serán aprobados por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM).

De acuerdo con las disposiciones señaladas, Osinergrmin aprobó el procedimiento con la Resolución Osinergrmin N° 264-2016-OS/CD, publicada el 15 de diciembre de 2016, tomando en cuenta las consideraciones de los procedimientos regulatorios de tarifas, toda vez que la aprobación del PIDE incidirá en el VAD. Además, realizó los estudios para determinar los criterios y metodología de elaboración del PIDE, remitiendo el proyecto de norma al MINEM a través del Oficio N° 344-2017-OS-PRES el 21 de junio de 2017. A la fecha, el MINEM no ha establecido los criterios y la metodología de elaboración del PIDE.

## NOTAS SOBRE LA CALIDAD DEL SERVICIO

En el entorno de la aplicación de la red inteligente y la tecnología de red (aérea, subterránea o mixta) los actuales índices de SAIDI y SAIFI se encontrarían bastante desfasados respecto de los índices que se han adoptado en países que han implementado las redes inteligentes. Por ejemplo, con la red convencional la duración de una interrupción estaba diseñada para que no supere un determinado número de horas, hoy con la disponibilidad del Scada aplicado a la red de distribución estos han disminuido a niveles de interrupción de menos de una hora por lo tanto en el entorno Smart Grid, del indicador objetivo debe llegar a valores del orden de minutos.

## **ANEXO 10 - MERCADO MINORISTA**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

La competencia en el mercado minorista de la electricidad no ha sido un tema considerado en el diseño original, ni en las ulteriores modificaciones al marco regulatorio del sector eléctrico. La actividad de comercialización eléctrica del servicio público de electricidad o minorista es regulada y se ha considerado como parte de las actividades de la empresa distribuidora o concesionaria de distribución. El mercado minorista, en el Perú más conocido como mercado regulado comprende los usuarios residenciales que requieren potencias contratadas hasta 20 KW y usuarios comerciales e industriales con potencias contratadas de entre 20 KW hasta 200 KW.

Una forma eficiente para que el usuario juegue un rol activo en el sector eléctrico es dotarle de información y un esquema tarifario que le permita tomar decisiones a fin de utilizar la energía de la forma más eficiente posible. Esto puede ser factible, a través de la implementación de la medición inteligente (*Smart metering*) que posibilita el acceso a un sistema de administración de energía (EMS – Energy Management System. El EMS puede comunicarse con cualquier dominio de la *Smart Grid* a través de la infraestructura avanzada de medición (AMI – Advance Metering Infrastructure).

El EMS comunica a los equipos dentro de las instalaciones del cliente (vivienda) a un área de red eléctrica de distribución, permite el control remoto de los equipos eléctricos del Usuario, posibilita la supervisión y control de la generación distribuida, facilita al usuario una pantalla de control, permite a la distribuidora la lectura de los medidores, así mismo facilita la supervisión para propósitos de seguridad cibernética.

## ANEXO 11 - GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

Las disposiciones sobre la Generación Distribuida en el Perú han surgido de manera no articulada en diferentes normas legales que han establecido reglas para el fomento de esta. Entre las principales de estas normas se encuentran: la Ley No. 28832, el Decreto Legislativo No. 1002 y el Decreto Legislativo No. 1221. Estas reglas, sin embargo, no han sido debidamente detalladas ni articuladas de modo que su aplicación haya promovido el desarrollo esperado de la Generación Distribuida.

De acuerdo con los resultados de un estudio de consultoría reciente sobre esta problemática, se han alcanzado las siguientes conclusiones:

1. **Normativas:** El marco legal es desordenado, confuso e incompleto.
2. **Integración vertical:** La normativa vigente no aborda el tratamiento que debe brindarse a la generación distribuida en caso se permita que el propietario de las redes de distribución realice también la actividad de generación distribuida.
3. **Falta de incentivos para el Distribuidor:** La normativa vigente no ha tomado en cuenta la necesidad de que el distribuidor eléctrico tenga la obligación de monitorear la generación eléctrica conectada a sus redes y a la vez ser el puente con el coordinador del sistema para efectos de conocer el estado de situación de estas instalaciones.
4. **Acceso al Mercado:** La legislación vigente no aborda la forma como accederá al mercado sin incurrir en costos que hagan inviable su participación.
5. **Subsidios:** La legislación no prevé subsidios o ayudas directas a la inversión, exenciones fiscales, transferencias u otras posibles formas de ayuda para el desarrollo de estas tecnologías.

Dentro del mismo estudio se han efectuado las siguientes recomendaciones:

1. Definir la Generación Distribuida sobre la base de la práctica usual en los mercados eléctricos, como es la generación eléctrica conectada a las redes de nivel de tensión de distribución de manera directa o del lado del medidor del consumidor final.
2. Establecer las reglas básicas aplicables para operación de estas instalaciones y la comercialización de la potencia y energía manteniendo las señales de precios de eficiencia en la actividad de generación eléctrica sin afectar los segmentos sujetos a regulación de precios, como son las actividades de redes.
3. Definir las obligaciones del distribuidor eléctrico en términos de libre acceso y aseguramiento de la operación segura y confiable de las instalaciones de distribución ante el incremento de Generación Distribuida, así como los pagos que estos generadores deben efectuar para la conexión y el uso de las redes de distribución.

4. Aplicar medidas de promoción con carácter temporal que ayuden al desarrollo de este tipo de instalaciones mientras se demuestre que los costos de la misma son inferiores a los beneficios que generan en los consumidores finales. Inicialmente como máximo por 10 años.

Como consecuencia, el estado actual de la normativa señalada requiere que las diferentes disposiciones sean debidamente armonizadas y complementadas para constituir un cuerpo coherente de disposiciones que logren el objetivo de promover el desarrollo de la Generación Distribuida.

## **ANEXO 12 - ACCESO Y TARIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN**

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

Uno de los desafíos más relevantes y que va más allá de la planificación ha sido la necesidad de asegurar que los planes vinculantes que se aprueben sean ejecutados de manera oportuna. Han existido muchos casos en que las redes no se han construido a tiempo y de acuerdo con lo planificado, obligando al Ministerio a emitir disposiciones de urgencia para resolver situaciones creadas por la falta de implementación oportuna de las instalaciones de transmisión, con incrementos tarifarios que son cargados a los consumidores.

La ejecución del Plan de Transmisión (red troncal) no se cumple de acuerdo a lo programado provocando contingencias en el SEIN. Los retrasos están provocados por procesos administrativos propios de la normativa de APP. Asimismo, la ejecución de las obras, generalmente se paraliza por temas medioambientales y de servidumbres, los cuales se están convirtiendo en un factor de frenaje importante.

En lo que respecta al Plan de Inversiones (subtransmisión), como hemos indicado, estos son aprobados por el Regulador, previa propuesta de las empresas distribuidoras, debido a que generalmente se trata de instalaciones de transmisión dentro de las áreas de distribución. En general, las empresas privadas tienen un elevado índice de ejecución de las obras que les son aprobadas; sin embargo, las empresas de distribución eléctrica de propiedad del Estado tienen muchas dificultades por las normas generales de política fiscal y sistemas administrativos, que no les permiten acceder al financiamiento para la ejecución de las obras o para ejecutar las obras en un tiempo razonable, por lo que optan por encargar dichas obras al Ministerio de Energía y Minas, y este a su vez, a Proinversion.

El marco regulatorio prevé un régimen especial para la ejecución de reforzamientos de instalaciones en operación identificadas en el Plan de Transmisión, consistente en que el titular de la instalación tiene la opción de ejecutar la obra directamente, pero los costos de inversión no deben superar los aprobados por Osinergmin. De no manifestar interés el titular de la instalación a ser reforzada, el reforzamiento es licitado, y debe ser ejecutado por el adjudicatario de la licitación. El resultado del esquema no ha tenido los resultados esperados.

Para un adecuado ejercicio del derecho al libre acceso, se necesita que el modelo regulatorio contemple mecanismos que garanticen información completa y oportuna. Adicionalmente, se necesita que estén bien definidas las responsabilidades entre las partes involucradas, así como que se establezcan mecanismos de solución de controversias efectivos y eficaces.

Las condiciones de acceso e interconexión a los Sistemas de Transmisión en nuestro país fueron establecidas por la Ley de Concesiones eléctricas (1993) y complementadas por Osinergmin (2003), en un contexto en el que el sector eléctrico pasaba de un modelo estatal verticalmente integrado a un proceso de liberación de las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica.

A la fecha, debido al incremento de la competencia en el sector de generación y comercialización de energía eléctrica, así como, el aumento del número de empresas titulares de Sistemas de Transmisión se ha advertido la necesidad de efectuar una revisión de las condiciones de acceso e interconexión. Entre los problemas que se han advertido por la

aplicación de las reglas actuales, tenemos los siguientes:

- Asimetría en la información relativa a la capacidad de transmisión de los diferentes Sistemas de Transmisión, la cual no es pública.
- Altos costos de transacción durante la negociación de los convenios de conexión.
- Falta de transparencia de los convenios de conexión suscritos al no ser de dominio público.
- Falta de límites temporales para el ejercicio del derecho de acceso otorgado al titular del proyecto para que otros usuarios puedan hacer uso del derecho de acceso (open access).
- Falta de reglas para evaluar solicitudes de acceso concurrentes.
- Falta de mecanismos de solución de controversias efectivos.
- Falta de normas técnicas para la evaluación de solicitudes de seccionamientos de Sistemas de Transmisión<sup>18</sup>.

#### **NOTA ADICIONAL SOBRE EL ACCESO A REDES**

Relacionado al tema de acceso también debe revisarse el esquema vigente de evaluación el Estudio de Pre Operatividad a cargo del COES (viabilidad desde el punto de vista del sistema). el cual tiene incidencia en el otorgamiento de los derechos de acceso. Muchas veces ambos procesos siguen en paralelo y se contraponen.

---

<sup>18</sup> *A través de este concepto existen líneas que se han seleccionado y el titular original es dueño de los cables y torres, mientras las celdas son de los que seleccionan la línea. Este es un problema para la operación y para el mantenimiento de las líneas. Por un lado, el titular de la línea requiere supervisar los parámetros eléctricos de su línea, pero estos parámetros están en subestaciones que son de ellas. Por su parte, para el mantenimiento, las maniobras de conexión y desconexión deben ser solicitadas a los dueños de las celdas y es engorroso.*

### ANEXO 13 - REMUNERACIÓN DE SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

En nuestro país, la regulación tarifaria de los Sistemas de Transmisión sigue los criterios que se muestran en la siguiente tabla:

| Tipo de Sistema de Transmisión | Esquema tarifario                                 | Asignación de responsabilidad de pago  | Pago en función de término de capacidad o energía | Revisión periódica de remuneración y responsable de pago                                      |
|--------------------------------|---|--|---|---|
| Sistema Principal (SPT)        | Regulación por contrato y Regulación por agencia. | Demanda Generación/Demanda   | Potencia contratada                               | No<br>Se mantienen vigentes los utilizados en la última regulación                            |
| Sistema Secundario (SST)       | Regulación por contrato y Regulación por agencia  | Demanda Generación Generación/Demanda  | Energía   | previa a la aprobación de la Ley 28832 (2006).  |
| Sistema Garantizado (SGT)      | Regulación por contrato                           | Demanda  | Potencia contratada                               | No<br>Se utilizan los pactados en el Contrato.  |
| Sistema Complementario (SCT)   | Regulación por contrato y Regulación por agencia  | Demanda (SCT derivados del Plan de Inversiones) Generación (SCT de uso exclusivo de la generación) Demanda (SCT de uso exclusivo de Usuarios Libres) Generación/Demanda (SCT con uso compartido entre generadores y demanda) | Energía   | No<br>Se mantiene invariables los utilizados al momento de regular el Sistema de Transmisión. |

Tabla 2: Aspectos normativos y regulatorios de los Sistemas de Transmisión

De la tabla anterior, se concluye que existen diversos sistemas tarifarios, mediante el cual se reconoce el costo del servicio de las líneas de transmisión. Por otra parte, la determinación de los costos eficientes efectuada por el Regulador es frecuentemente objetada por los interesados, debido a que según sostienen no refleja los costos de inversión reales de las instalaciones. En esa misma línea, los generadores cuestionan la metodología de asignación de responsabilidad de pago por la utilización de los Sistemas de Transmisión asignados total o parcialmente a la generación.

Otro aspecto importante de mencionar es la composición de los cargos de transmisión, ya que estos no solamente están incluyendo la remuneración que le corresponde a los transmisores por la puesta a disposición de sus redes, sino adicionalmente la remuneración de las inversiones en generación promovidas por el Estado.

## ANEXO 14 - INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Texto extraído de TDR para la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Ministerio de Energía y Minas, 2020.

El desarrollo de las interconexiones internacionales en el ámbito de la región latinoamericana y del marco regulatorio que promueva su desarrollo ha sido una inquietud de larga data. Dado que un proceso de interconexión requiere una coordinación estrecha entre los marcos regulatorios de los países involucrados, a través de un proceso de colaboración entre las entidades normativas y regulatorias de los países de la Comunidad Andina (Colombia, Ecuador, Bolivia y Perú) en el año 2002 se aprobó, al amparo del Acuerdo de Cartagena, la Decisión 536 que creó un marco para posibilitar los intercambios de corto plazo entre los países de la CAN.

Dicho modelo que contenía un equivalente simplificado del despacho económico entre dos países funcionó relativamente bien para los intercambios bilaterales, y fue utilizado de manera exitosa para los intercambios entre Ecuador y Colombia hasta el año 2009.

En noviembre del año 2009, debido a un conjunto de inconvenientes relacionados con el tratamiento del pago de la potencia, la asignación de las rentas de congestión, el incremento de los precios en un país por causas de la exportación al otro país, entre otros, la Decisión 536 fue dejada en suspenso hasta que se resolvieran de manera satisfactoria aquellos problemas identificados.

Posteriormente, se aprobó la Decisión 720 que estableció un reparto equitativo (50/50) de las rentas de congestión e incorporó la discriminación de precios para evitar que las acciones de exportación ocasionaran la subida de precios en el mercado interno del país exportador, la Decisión 720 fue reemplazada en agosto de 2011 por la Decisión 757 que aprobó, en los Anexos I y II de esta, las reglas para el intercambio bilateral de electricidad entre Colombia y Ecuador y entre Ecuador y Perú. Posteriormente la Decisión 789, en junio de 2013, prorroga la suspensión de la Decisión 536 hasta el 31 de agosto de 2016.

Finalmente, el 24 de abril de 2017 se aprobó la Decisión 816 que dispone la derogatoria y reemplazo de la Decisión 536 en la fecha que se aprueben los reglamentos de la Decisión 816. La reglamentación de la Decisión 816 se encuentra todavía en trámite.

Las principales disposiciones de la Decisión 816 establecen que:

1. Sólo se exportará excedentes de corto plazo (despacho 24 horas). Sin firmeza. No se requiere pago por capacidad.
2. Se introduce el concepto de mercado del día previo (vinculante) y de los mercados intradiarios.
3. Se distingue los precios del mercado interno de cada país de los precios del resto.
4. Las rentas congestión se asignarán 50% - 50% entre los países importador y exportador.
5. Solo se configura un mercado de corto plazo entre operadores del mercado. No se requiere contratos comerciales para habilitar las transacciones

6. No se prevé regulación sobre contratos bilaterales entre agentes.
7. Las transacciones físicas internacionales serán consecuencia del despacho económico de los excedentes de producción.
8. No se exportará subsidios.
9. El pago por el uso de las redes se efectuará a través del concepto de peaje. No se requiere el concepto de país de tránsito para la remuneración de la transmisión.

Las coordinaciones para la reglamentación de la Decisión 816 ya llevan casi tres años de desarrollo y su lentitud obedece en parte a la diferente interpretación de los alcances de dicha Decisión, y a temas administrativos. La Decisión 816 ha establecido en su Tercera Disposición Transitoria que antes de la entrada en vigor de sus Reglamentos, Colombia, Ecuador y Perú adoptarán las medidas necesarias para asegurar la operación de las interconexiones eléctricas y de las transacciones comerciales para permitir el adecuado funcionamiento del Mercado Andino Eléctrico Regional de Corto Plazo. Esto implica que será necesario identificar los ajustes que deben hacerse en la reglamentación interna del Perú para cumplir con lo indicado.

## ANEXO 15 - REFERENCIAS

- Banco Interamericano de Desarrollo (2012), *“Propuesta de organización del sistema de planificación energética”*, PROSEMER, MINEM, OSINERGMIN.
- Battle Carlos et al. (2020), *“Políticas para fomentar competencia en el Mercado Mayorista de Electricidad en el Perú”*, Contrato con el Ministerio de Energía y Minas.
- CEPA-NEGLI (2016), *“Revisión del marco regulatorio del sector eléctrico peruano”*, SBCC-10-PROSEMER-OSINERGMIN.
- COES (2019), *“Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN”*, Período 2019-2022.
- CRSE (2019), *“Informe de la problemática del régimen de declaración de precios de gas natural”*, Grupo de trabajo de generación eléctrica.
- CRSE (2019), *“Presentación de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrica”*. Lima.
- Mercados Energéticos Consultores – U. de Comillas (2009), *“Libro Blanco del marco regulatorio de la Distribución Eléctrica en el Perú”*, Estudio realizado para OSINERGMIN.
- Ministerio de Energía y Minas - Comisión Ad Hoc de Planeamiento Minero – Energético (2012). *“Planeamiento Minero - Energético. Bases conceptuales y propuesta de organización”*. Lima.
- Ministerio de Energía y Minas (2020). *“Términos de Referencia la Contratación de Asesoría Temas de Largo Plazo. Especificaciones de la Asesoría para formular los Términos de Referencia del Grupo Consultor que preparará el Libro Blanco de la reforma encargada a la CRSE”*. Lima.
- Ministerio de Justicia y Derechos Humanos (2018), *“Guía de Técnica Legislativa para elaboración de Proyectos Normativos de las Entidades del Poder Ejecutivo”*. Lima.
- OSINERGMIN (2011) *“La promoción de inversiones y la Seguridad de Suministro”*, Alfredo Dammert Lira.
- OSINERGMIN (2014), *“Mercados de Capacidad y Confiabilidad en el sector eléctrico, Aspectos conceptuales y experiencia internacional”*. Documento de trabajo No. 32.
- OSINERGMIN (2016a), *“La regulación del sector de energía”*, Documento de trabajo No. 40.
- OSINERGMIN (2016b), *“La industria de Electricidad en el Perú, 25 años de crecimiento del país”*.
- OSINERGMIN (2017a). *“Energías Renovables, Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética”*.

- OSINERGMIN (2017b), "*Documento de Consulta: Procedimiento que propone la mejora del mecanismo de las licitaciones para la contratación de suministros de electricidad*". Documento DC-003-2017-RIA/OS.
- OSINERGMIN (2017c), "*Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Costos del Valor Agregado de Distribución (VAD)*". Periodos de fijación de tarifas 2018-2022 y 2019-2023.
- OSINERGMIN (2019), "*Reporte semestral de Monitoreo del Mercado*", Año 8, No.12.
- PROSEMER (2015a), "*Lineamientos corporativos para la evaluación de gestión de las empresas eléctricas y fortalecimiento de las capacidades de sus directores*", Elaborado por PROSPECTA SAS.
- PROSEMER (2015b), "*Lineamiento Corporativo para la mejora de la gestión de las empresas y del desempeño de los Directores y de la plana Gerencial de la empresa*". Consorcio MC&F SA - PROSPECTA SAS.
- PROSEMER (2015c), "*Propuesta de Directores Independientes para las Empresas Eléctricas de la Corporación FONAFE en el marco del Buen Gobierno Corporativo*", Elaborado por AMROP.
- PROSEMER (2015d), "*Diseño e implementación de perfiles de puestos gerenciales, plan de desarrollo y política remunerativa a nivel gerencial de Empresas Eléctricas de la Corporación FONAFE*", Elaborado por Delloite & Touche.
- Ruff Larry (2005), "*Assuring Generation Adequacy in Perú: Overview and Some Suggestions*"
- Uribe Ingenieros E.I.R.L (2017), "*Consultoría para el perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivos a la generación eléctrica mediante licitaciones de suministro*".
- Uribe Ingenieros E.I.R.L (2018), "*Servicio de consultoría especializada para el análisis de las sugerencias y comentarios recibidos en la publicación dispuesta por la resolución Ministerial No. 292-2018-MEM/DM*".
- XM (2007), "*Informe Final, Estudio de la Reserva Rotante y la regulación de frecuencia en el SEIN*". Informe para el COES.

