

Hugh Rudnick Van de Wyngard  
Alejandro Navarro Espinosa

# Anteproyecto de Informe: Temático Línea 1: Fortalecimiento de la Marco institucional

febrero 2021

Preparado para:



## Resumen ejecutivo

La Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico (CRSE) contrató los servicios de un grupo especializado de expertos para participar en la elaboración de un Libro Blanco que apoye la modernización institucional y regulatoria del sector.

Entre los Consultores, la CRSE contrató a Hugh Rudnick Van de Wyngard y Alejandro Navarro Espinosa para identificar acciones y proponer recomendaciones que busquen la adecuación de la institucionalidad del sector eléctrico peruano para la transición al nuevo mercado eléctrico. El conjunto de tareas, bajo el nombre de "Fortalecimiento del Marco Institucional", incluye recomendaciones en las siguientes áreas:

- Transformación Institucional del COES: i) Evaluar la evolución del COES hacia un operador independiente del sistema (ISO), ii) proponer una nueva gobernanza institucional del COES, iii) evaluar la separación de las funciones de coordinación de la operación del sistema y las funciones de administración del mercado, iv) evaluar el COES funciones respecto del futuro sistema y mercado eléctrico de interconexión regional, y v) analizar y proponer mejoras a la función de planificación de la transmisión del COES.
- Integración de la Planificación Energética: Evaluar alternativas institucionales que permitan la coordinación integral de los trabajos de planificación para la expansión de la transmisión eléctrica, generación y desarrollo de infraestructura de gas natural, incluyendo (pero no limitado a) i) evaluar la viabilidad de unificarse en una sola entidad, la función de estructurar, realizar y gestionar subastas/licitaciones/licitaciones públicas para la ampliación de la infraestructura energética, y ii) analizar la gobernanza de la planificación energética.
- Dinamización del Mercado de Gas Natural: Evaluar y proponer alternativas que permitan que el mercado secundario de gas natural sea más dinámico y más eficiente en el uso del gas natural, tanto para los productores de gas natural como para los generadores de electricidad, incluyendo el establecimiento de una entidad adecuada, coordinar el funcionamiento y la planificación de los mercados de gas natural y electricidad,
- Modernización de las Empresas Eléctricas Públicas: Identificar las barreras que impiden a las empresas estatales realizar una adecuada y eficiente gestión operativa y de inversiones para llevar a cabo su negocio de suministro eléctrico y establecer los requisitos de un adecuado y eficiente gobierno corporativo y gestión de estas empresas.
- Fortalecimiento de la regulación y supervisión/monitoreo del mercado: Identificar las modificaciones que sean necesarias para fortalecer la autonomía administrativa, financiera, regulatoria y técnica del OSINERGMIN.

Este documento es el informe preliminar inicial e incluye un análisis exhaustivo del marco institucional actual, así como la identificación de los principales elementos del marco regulatorio actual que podrían modificarse o revisarse para cumplir con las metas establecidas por CRSE.

A partir del diagnóstico realizado en este informe, se propone un análisis metodológico para elaborar nuevos modelos/marcos, que se detallarán en el próximo informe (borrador final de informe).

Los principales elementos identificados, en el marco regulatorio actual, que podrían modificarse o revisarse son los siguientes:

1. Transformación Institucional del COES: El COES es una organización privada sin fines de lucro compuesta por agentes del SEIN y sus decisiones son vinculantes para todos los agentes. Aunque la estructura del COES se asemeja a la estructura de un Operador Independiente del Sistema (ISO), no cumple plenamente con todas las características de un ISO.

Los miembros registrados del COES participan en la elección de los miembros de la Junta Directiva del COES así como en la adopción de acuerdos y acciones en los Subcomités y Subcomités del COES.

Asamblea. El sistema de votación actual (cada miembro registrado tiene un voto), permite que algunos de los miembros del COES tengan más influencia que otros en las decisiones tomadas por los órganos del COES.

Además, bajo la estructura de gobernanza actual, los nuevos participantes, las nuevas tecnologías y los pequeños agentes están subrepresentados. Además, el marco de instrucción existente no garantiza plenamente que los directores de la junta directiva actúen con total independencia de las influencias y prejuicios de los miembros. Si bien los Directores no tienen ningún mandato vinculante con el Subcomité que los nombró, los Directores tenderían a evitar cualquier conflicto con las empresas que lo eligieron. Es importante avanzar hacia un Operador del Sistema con un gobierno corporativo plenamente independiente, que garantice una total independencia en las actuaciones y decisiones de los Consejeros, frente a cualquier presión externa de los agentes, y así fomentar la competencia y el desarrollo eficiente del sector energético.

Por otro lado, es necesario revisar algunas funciones del COES, considerando que el rol del operador del sistema será crucial para modernizar el sector energético peruano, así como perseguir la seguridad energética cumpliendo con criterios de eficiencia, justicia y equidad, así como el cumplimiento de los compromisos del país en materia de emisiones de gases de efecto invernadero.

La fuerte interdependencia entre la operación del sistema y las áreas de gestión del mercado de corto plazo debe ser evaluada, considerando que el futuro mercado energético requerirá equipos altamente especializados, que tenderán a actuar de manera más independiente y tendrán diferentes conjuntos de habilidades y capacidades. Además, se debe considerar cuidadosamente la incorporación de un área de Monitoreo de Mercado, ya sea dentro del COES o en una entidad diferente. Finalmente, la operación de los enlaces de transmisión internacionales debería seguir confiándose al COES, pero la planificación de nuevos proyectos de interconexión regional debería ser realizada por una entidad diferente.

El próximo informe incluirá el análisis de los Operadores Independientes de Sistemas en EE.UU., Chile y Canadá. El análisis se centrará en el gobierno corporativo de los operadores del sistema, las restricciones en la participación de empresas integradas verticalmente, los mecanismos de resolución de disputas y las funciones de operación del sistema, gestión y seguimiento del mercado. El análisis se utilizará para proponer un conjunto de recomendaciones para mejorar el marco institucional existente.

2. Integración de la Planificación Energética: Los procesos de planificación en el segmento de generación, el segmento de transmisión y el sector de gas natural, son conducidos por múltiples actores diferentes, ya sean privados o entidades públicas. Cada uno de los jugadores participantes.

tienen diferentes objetivos e intereses que no necesariamente están alineados ni asegurarán una solución de equilibrio social. No existe una planificación integral del sector energético, realizada por una sola entidad, que siga metas y criterios consistentes con una visión de largo plazo y coordinada con metas a nivel nacional. De hecho, en segmentos como el sector de generación, los gobiernos han promulgado leyes fuera del mercado que persiguen objetivos específicos de política pública que no necesariamente serán consistentes en el largo plazo.

La falta de una planificación integral eficaz del sector energético es la principal fuente de múltiples problemas, como una expansión insuficiente de la transmisión, una coordinación débil de la expansión de la energía hidroeléctrica y del gas natural, y una armonización deficiente.

con objetivos sociales y ambientales. Es importante evaluar la implementación de un proceso sistemático de planificación energética estratégica de largo plazo conducido por una sola entidad que considere un enfoque holístico y menos detallado, bajo un horizonte de largo plazo y persiguiendo la maximización del bienestar social neto, global fijado por los países. y compromisos locales de reducción de emisiones, métricas de justicia y equidad, desarrollo regional e independencia energética, entre otros objetivos.

Otros aspectos que deben mejorarse son la integración entre el proceso de Planificación de Transmisión, elaborado por el COES bajo la aprobación de OSINERGMIN, y los Planes de Inversiones en Transmisión elaborados por cada concesionaria, así como el aumento de requisitos y multas impuestas a los datos presentados por los agentes en cada uno de los procesos de planificación.

El próximo informe incluirá el análisis de los procesos de planificación energética realizados en Colombia y Chile, centrado en un análisis del análisis energético integral realizado y la coordinación entre las metas energéticas y los objetivos a nivel nacional. El análisis se utilizará para proponer un conjunto de recomendaciones para mejorar el marco institucional existente.

3. Dinamización del Mercado de Gas Natural: El esquema actual de contratos de suministro y transporte de gas natural contiene mecanismos de garantía (take or pay o take or ship cláusulas) que si bien brindan certeza en los ingresos percibidos por los productores, transportistas y distribuidores de gas natural, no introducir restricciones que agreguen limitaciones al funcionamiento eficiente de los mercados de gas natural y electricidad.

Además, varias normas incluidas en el marco regulatorio existente, como la declaración vigente de costos de gas natural para el despacho de generadores, y los requisitos de acuerdos firmes de transporte para recibir pagos por capacidad, han llevado a un uso ineficiente del gas natural, contribuyen a una fuerte reducción de los costos marginales y han resultado en un mercado secundario casi inexistente donde el gas podría comercializarse entre los consumidores.

Actualmente se están llevando a cabo varios cambios regulatorios con el objetivo de fomentar un mercado secundario dinámico y reducir las limitaciones existentes en materia de contratos de gas natural. Algunas de las modificaciones son la sentencia de la Corte Suprema que falla contra la existente subdeclaración de costos de gas natural por parte de las empresas generadoras, la reducción de los requisitos a los generadores para contratar capacidad de transporte firme para recibir pagos por capacidad, y la implementación de un nuevo mercado secundario. en un plazo de 2 años que operaría mediante subastas electrónicas y sería administrado por el MINEM.

Los impactos detrás de los nuevos cambios regulatorios aún no están claros, aunque apuntan en la dirección correcta. Promover un aumento del consumo de gas natural fomentando el crecimiento de la demanda eléctrica y masificando el consumo de gas natural, también podría ayudar a dinamizar el mercado del gas natural. Finalmente, permitir la negociación de capacidad comprometida con productores y distribuidores en acuerdos bilaterales (actualmente solo se comercializa capacidad de transporte) también puede fomentar un uso eficiente del gas natural.

El próximo informe incluirá el análisis de diferentes alternativas para dinamizar el mercado de gas natural, como la reducción de los niveles de take or pay en los contratos, la creación de una entidad independiente que gestionaría el mercado secundario, se coordinaría con el mercado eléctrico y podría actuar como planificadores energéticos estratégicos, e impulsar planes de masificación del gas natural. Estas alternativas deberán ser evaluadas conjuntamente con las propuestas en las demás áreas, para identificar si la dinamización del mercado de gas natural es coherente con las metas de largo plazo y las responsabilidades asignadas al COES, OSINERGMIN y otras entidades.

4. Modernización de las Empresas Eléctricas Públicas: Los esfuerzos gubernamentales por privatizar el sector energético cesan luego de fallidos procesos de privatización de las empresas de generación y distribución. Hoy en día, muchas empresas (en su mayoría empresas de distribución) siguen siendo de propiedad estatal.

Actualmente, existen múltiples barreras que impiden que las empresas estatales operen eficientemente y aumenten sus niveles de inversión. Por un lado, las barreras legales impiden que las empresas aumenten su apalancamiento financiero y emitan deuda y, por lo tanto, las empresas de distribución no tienen los recursos suficientes para invertir en actualizaciones y expansiones de la red. Por otro lado, el excesivo control, regulación y supervisión de entidades públicas como OSINERGMIN, FONAFE y Contraloría General de la República añaden obstáculos burocráticos que ralentizan el proceso de toma de decisiones y la gestión eficiente de las empresas públicas. La presión política que impide que la empresa se gestione de forma independiente también es un obstáculo importante.

Para reducir barreras y fomentar la inversión entre las empresas públicas de distribución, se creó un fideicomiso administrado por FONAFE para financiar los Planes de Inversión en Distribución. El fideicomiso se financiará inicialmente con las anualidades de inversión consideradas en el proceso tarifario del VAD. Sin embargo, a la fecha los Planes de Inversiones en Distribución aún no se han implementado.

El próximo informe incluirá el análisis de empresas estatales de referencia en Colombia y Chile. El análisis de referencia se utilizará para evaluar diferentes alternativas para modernizar las empresas estatales, como privatizar las empresas públicas restantes, crear una entidad independiente que controle las empresas estatales, reforzar los planes de inversión en distribución o permitir que inversores privados independientes inviertan y desarrollen nueva infraestructura. en concesiones de distribución, entre otras posibles soluciones.

5. Fortalecimiento de la regulación y supervisión/monitoreo del mercado: Bajo el marco regulatorio  
actual, OSINERGMIN es responsable de realizar funciones de supervisión, regulatoria, normativa, fiduciaria, sancionatoria, resolución de disputas y solución de quejas de los usuarios. Tener múltiples funciones concentradas en una sola entidad presenta varios desafíos.

Por un lado, cada una de las diferentes actividades requiere de equipos multidisciplinarios compuestos por miembros especializados en temas legales, económicos y técnicos. Por otro lado, considerando que la mayoría de los Directores del OSINERGMIN son designados por funcionarios del Gobierno, la conducción de funciones regulatorias, de supervisión, sanción y solución de controversias sobre un mismo asunto, podría estar sesgada por las políticas públicas seguidas por el Gobierno, y no necesariamente perseguir objetivos a largo plazo (como aumentar la seguridad energética cumpliendo al mismo tiempo criterios de eficiencia, justicia ambiental y equidad). Se debe prestar especial atención a las funciones de resolución de disputas, considerando que los miembros del Tribunal de Resolución de Disputas son designados por representantes gubernamentales. Por lo tanto, el Gobierno, a través de sus instituciones será juez y será juzgado por sus acciones y decisiones.

Además, como se mencionó anteriormente, ni OSINERGMIN, COES ni INDECOPI realizan funciones adecuadas de monitoreo del mercado en el sector energético. Será necesaria una vigilancia activa de la competencia para evitar conductas dominantes en el mercado por parte de actores nuevos o existentes.

El próximo informe analizará las funciones regulatorias, de supervisión normativa, sancionatoria y de resolución de disputas en Chile y Colombia para evaluar la creación de entidades separadas, cada una de ellas responsable de una función diferente que actualmente desempeña OSINERGMIN (regulatoria, normativa, de supervisión, sancionadora), así como así como la creación de una(s) entidad(es) independiente(s) responsable(s) del seguimiento del mercado, la resolución de disputas entre agentes, la supervisión y el establecimiento de reglas para las empresas estatales.

Concluyendo que se requieren varios cambios en el marco institucional existente para asegurar que las instituciones existentes desempeñen sus funciones bajo un enfoque completamente independiente e imparcial, tengan las capacidades suficientes para hacer frente a los desafíos futuros y apliquen políticas consistentes y de largo plazo. bajo criterios de eficiencia económica, equidad y equidad, calidad y confiabilidad, y descarbonización.

El próximo informe incluirá un análisis de las mejores prácticas internacionales que mejor se adapten a la realidad peruana y contendrá propuestas para modificar el marco institucional para cumplir con los desafíos descritos que surgen en el sector energético.

DRAFT REPORT

## ÍNDICE

Resumen ejecutivo	1
1      Introducción	7
2      Definiciones	11
3      Transformación Institucional del COES	19
3,1    Marco normativo	19
3,2    Principales características respecto de la institucionalidad del COES	19
3,3    Diagnóstico	28
3,4    Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.	35
4      Integración de la Planificación Energética	37
4,1    Marco normativo	37
4,2    Procesos de planificación y nuevas iniciativas de desarrollo de infraestructura.	41
4,3    Diagnóstico	54
4,4    Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.	58
5      Dinamización del Mercado de Gas Natural	60
5,1    Precios del gas natural	60
5,2    Determinación de precios en las redes de transporte y distribución de CAMISEA	61
5,3    Mercado del gas natural y contexto actual	61
5,4    Diagnóstico	64
5,5    Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.	67
6      Modernización de las empresas eléctricas públicas	68
6,1    Marco normativo	68
6,2    Proceso de privatización	68
6,3    Desempeño de empresas públicas y privadas	72
6,4    Principales características del FONAFE	76
6,5    Diagnóstico	79
6,6    Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.	81
7      Fortalecimiento de la regulación y supervisión/seguimiento del mercado	82
7,1    Marco regulatorio 82	
7,2    Principales características de la institucionalidad del OSINERGMIN. 82	
7,3    Diagnóstico 91	
7,4    Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas 94	
8      Conclusiones, recomendaciones y próximos pasos	95

## 1 Introducción

En 20191 se creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico (CRSE), para formular propuestas encaminadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y el desarrollo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

La CRSE contrató los servicios de un grupo especializado de expertos para participar en la elaboración de un Libro Blanco que apoye la modernización institucional y regulatoria del sector. El Libro Blanco debe incluir análisis y recomendaciones sobre señales económicas, institucionales y regulatorias que impulsen la modernización y propuestas relacionadas con los desafíos que enfrenta la industria eléctrica para el aseguramiento de la suficiencia de generación, la incorporación de energías renovables, la medición inteligente, la generación distribuida, el potenciamiento de la demanda y el desarrollo armónico de los sectores eléctrico y de gas natural, entre otros.

Se han asignado al grupo de expertos cuatro líneas temáticas:

- I. Fortalecimiento de la institucionalidad: Identificar acciones y proponer recomendaciones que busquen la adecuación de la institucionalidad del sector eléctrico peruano para la transición hacia una nueva arquitectura sectorial y de mercado eléctrico, la consolidación de un esquema de planificación integral, la revitalización del mercado de gas natural, en su relación con el sector eléctrico como importante recurso combustible, y la revisión del régimen administrativo de las empresas eléctricas de titularidad pública.
- II. Transformación del Mercado Mayorista: Proponer el modelo más adecuado en el mercado eléctrico peruano para enfrentar los desafíos de integración de recursos energéticos renovables, garantizar la seguridad de suministro y la suficiencia para lograr precios de generación competitivos-eficientes.
- III. Innovación en distribución y comercialización minorista: identificar y desarrollar un nuevo modelo de regulación económica para la distribución eléctrica, así como el rediseño del mercado minorista peruano, y el rol potencial de los consumidores y prosumidores que enfrentan los desafíos que plantea la incorporación de energías renovables, energías y otros recursos distribuidos, la mejora de la calidad del servicio y la ampliación de la cobertura.
- IV. Simplificación/Modernización de la regulación de las redes de transmisión y su operación/gestión: Revisar la variedad y multiplicidad de enfoques regulatorios, instituciones de planificación, acuerdos comerciales especiales y de propiedad en las redes de transmisión, subtransmisión y distribución, para proponer modificaciones en la regulación de transmisión existente y gestión.

Entre los expertos el CRSE contrató a Hugh Rudnick Van de Wyngard para elaborar la tarea incluida en la Línea Temática I. Hugh Rudnick solicitó el apoyo de Alejandro Navarro Espinosa para la realización de las actividades solicitadas. Ambos expertos (los Consultores) elaboraron el informe.

Hugh Rudnick es socio y Director de Systep Ingeniería y Diseño2 y Profesor Emérito de la Facultad de Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. El tiene un profundo

<sup>1</sup> Mediante la publicación de la Resolución Suprema N° 006-2019-EM.

<sup>2</sup> Systep Ingeniería y Diseños (Systep) es una empresa de consultoría internacional ubicada en Chile, creada en 1989 por el Dr. Hugh Rudnick, altamente especializada en el campo de los estudios técnicos, de mercado y económicos de los mercados energéticos, con

conocimiento del mercado eléctrico chileno, donde ha realizado importantes aportes en términos metodológicos y tarifarios. Es Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile y Doctor en Filosofía de The Victoria University of Manchester, Gran Bretaña. Durante su actividad profesional de más de 50 años.<sup>3</sup>

Alejandro Navarro cuenta con más de 15 años de experiencia como investigador y consultor en el sector eléctrico. Es Doctor en Energía y Magíster en Sistemas de Potencia de la Universidad de Manchester (Inglaterra) e Ingeniero Civil de Industrias y Magíster en Ciencias de la Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Actualmente se desempeña como Director Asociado de Systep Ingeniería y Diseños y Profesor Titular del Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de Chile<sup>4</sup>.

La Línea Temática 1 incluye varias tareas que son principalmente (pero no limitadas a) las siguientes:

**1. Transformación Institucional del COES:**

- a. Analizar y proponer, en su caso, la evolución del COES hacia un operador independiente del sistema (ISO) o mantener su gobernanza institucional tal como está estructurada en la actualidad. Proponer la gobernanza de ISO para garantizar su independencia organizacional, financiera y técnica.
- b. Analizar, evaluar y recomendar la separación o no de las funciones de coordinación de la operación del sistema y funciones de administración del mercado del COES (o la nueva ISO) y cómo cada esquema facilita o no el establecimiento de plataformas de mercado modernas e independientes.
- c. Analizar y proponer cambios organizacionales, si se recomienda, para incorporar las funciones y facilidades necesarias para que el COES, o la ISO, manejen eficientemente el futuro sistema y mercado eléctrico de interconexión regional.
- d. Analizar y proponer mejoras a la función de planificación de transmisión del COES, o la nueva ISO. Analice cómo esta función de planificación interactuaría con la función de planificación energética general, que podría ser responsabilidad de una entidad/agencia separada. Analizar y proponer alternativas para la coordinación del libre ingreso al mercado de la generación eléctrica (en su mayoría de iniciativa privada) y la planificación de la transmisión del COES.

**2. Integración de la Planificación Energética:**

---

sus principales puntos fuertes en los sectores eléctrico y gasista. Mayor información de Systep se puede encontrar en <http://www.systep.cl/>.

3 El Dr. Rudnick ha desarrollado una vasta trayectoria en temas relacionados con la regulación del sector eléctrico en América Latina, tanto en la regulación y fijación de precios de transmisión y distribución como en la organización de mercados de generación competitivos. El Dr. Rudnick también ha desarrollado varios estudios técnicos en el área de transmisión y distribución. Ha prestado servicios de consultoría a grandes consumidores, empresas eléctricas y gobiernos en Argentina, Bolivia, Brasil, Canadá, Centroamérica y Panamá, Chile, Colombia, República Dominicana, España, Inglaterra, México, Perú, Tasmania, Uruguay y Venezuela, y para el PNUD, la UNCTAD y el Banco Mundial.

<sup>4</sup> Las principales líneas de investigación del Dr. Navarro son los impactos de las tecnologías bajas en las emisiones de carbono en los sistemas de distribución, las redes inteligentes, la optimización y planificación de los sistemas de distribución y transmisión, la resiliencia de los sistemas eléctricos y la optimización y flexibilidad operativa de los sistemas de energía eléctrica. Como experto en el área, ha sido invitado a impartir cursos y seminarios para OLADE, Banco Internacional de Desarrollo, Universidad de Estatal de Campinas (Brasil), Universidad Nacional de San Juan (Argentina), entre otras. Anteriormente se desempeñó como Gerente de Estudios en Systep, liderando, coordinando y desarrollando estudios de análisis económico, inversiones, planificación y fijación de precios en los mercados eléctricos, junto con el desarrollo de estudios eléctricos y técnicos tanto dinámicos como estáticos en la generación, transmisión y distribución. segmentos.

- a. Evaluar alternativas institucionales que permitan una coordinación integral de los trabajos de planificación para la ampliación de la transmisión eléctrica, la ampliación de la generación eléctrica y el desarrollo de la infraestructura de gas natural.

Entre las alternativas institucionales a analizar se debe evaluar la factibilidad y conveniencia de contar con una sola entidad encargada de la planificación energética.

- b. Evaluar la viabilidad y conveniencia de unificar en una sola entidad la función de estructurar, realizar y gestionar subastas/licitaciones/licitaciones públicas para la ampliación de la generación y transmisión de electricidad, para aquellas instalaciones/infraestructuras energéticas que no sean realizadas por iniciativa privada. En el caso de que el Consultor proponga una sola entidad de planificación, evaluar la posibilidad de intervención de la entidad de planificación en el avance de la ejecución de los proyectos, de manera que los proyectos de alta prioridad no se retrasen.
- C. Analizar alternativas y proponer la gobernanza del ente de planificación energética para garantizar su independencia organizativa, financiera y técnica.
- d. Identificar y proponer las acciones necesarias para involucrar los requerimientos energéticos del sector minero y grandes cargas en el proceso de planificación energética.

### **3. Dinamización del Mercado de Gas Natural:**

- a. Evaluar y proponer alternativas comerciales, financieras, contractuales, jurisdiccionales u otras que permitan que el mercado secundario de gas natural sea más dinámico y más eficiente en el uso del gas natural, tanto para los productores de gas natural como para los generadores de electricidad.
- b. Establecer el arreglo institucional más adecuado que permita la coordinación de la electricidad y el gas natural en las siguientes actividades: (i) el mercado eléctrico, con los mercados primario y secundario de gas natural; (ii) mercados organizados de gas natural armonizados con el desarrollo del sector eléctrico; (iii) despacho operativo de generación eléctrica, considerando el suministro (producción) y transporte de gas natural; iv) mantenimiento, intervenciones y gestión de inventarios en la infraestructura de gas natural con las correspondientes en el sector eléctrico; (v) planificación y desarrollo de la ampliación de infraestructuras de gas natural y electricidad; (vi) consolidación y divulgación de información operativa y comercial de ambos sectores; y (vii) otras acciones que el Consultor considere convenientes para la coordinación de ambos sectores. Asimismo, el consultor deberá identificar las acciones requeridas en el mercado del gas para facilitar la integración de recursos energéticos renovables.

### **4. Modernización de las Empresas Eléctricas de Propiedad Pública:**

- a. Identificar las barreras específicas (de política pública, legales o regulatorias) que impiden a las empresas del sector, específicamente a las empresas públicas de distribución, realizar una adecuada y eficiente gestión operativa y de inversiones para llevar a cabo su negocio de suministro de energía eléctrica.
- b. Establecer los requisitos de un adecuado y eficiente gobierno corporativo, contratación de activos para expansión, autonomía presupuestaria y gestión de recursos humanos, que permitan a estas empresas realizar sus negocios de manera oportuna y eficiente para el desarrollo de sus actividades en el servicio público eléctrico. Al respecto, el Consultor deberá revisar la

propuestas desarrolladas en el estudio Prosemer del BID, evaluar su relevancia, y sugerir los ajustes que sean necesarios.

5. **Fortalecimiento de la regulación y supervisión/seguimiento del mercado:**

- a. Identificar las modificaciones regulatorias, administrativas y presupuestarias que sean necesarias para fortalecer la autonomía administrativa, financiera, regulatoria y técnica del OSINERGMIN.
- b. Establecer las funciones y competencias, en materia de supervisión, seguimiento y control de los mercados de electricidad y gas, derivadas de la arquitectura del mercado eléctrico peruano que se adopte.

Se solicita a los Consultores la presentación de dos informes respecto de la Línea Temática solicitada: (i) un informe parcial inicial de la comisión; y (ii) un segundo borrador completo del informe final.

Este documento es el informe parcial inicial e incluye un análisis exhaustivo del marco institucional actual, así como la identificación de los principales elementos del marco regulatorio actual que podrían modificarse o revisarse para cumplir con las metas establecidas por la CRSE. A partir del diagnóstico realizado en este informe, se propone un análisis metodológico para elaborar nuevos modelos/marcos, que serán detallados en el borrador del informe final.

Este informe incluye 8 capítulos. El Capítulo 2 incluye una lista de definiciones sobre entidades, normas y términos que se discuten en este documento. En el Capítulo 3 se realiza un análisis integral sobre la Transformación Institucional del COES. El Capítulo 4 contiene el diagnóstico sobre los procesos de planificación actuales en los segmentos energéticos, mientras que el Capítulo 5 analiza el mercado del gas natural y sus barreras respecto al desarrollo de un mercado secundario. En el Capítulo 6 se analizan las empresas estatales para identificar las principales barreras que les impiden mejorar su eficiencia e incrementar sus inversiones, mientras que el Capítulo 7 analiza el papel de OSINERGMIN con el fin de identificar posibles mejoras en sus funciones regulatorias, de supervisión y seguimiento. Finalmente, el Capítulo 7 contiene las principales conclusiones y recomendaciones del informe, así como los próximos pasos.

The Consultants would like to thank the support of Pedro Miquel, Alejandra Miquel, Ivan Rudnick, and Pablo Lecaros, from Systep and Carlos Centeno, Estefanía Centeno, Luis Torres, y Rafael Quispe de SIDEC5 por su apoyo, conocimientos brindados y discusión fructífera sobre las diferentes problemáticas y desafíos analizados en este informe.

---

5 Sidec es una empresa de consultoría ubicada en Perú que brinda soluciones integrales a los desafíos técnicos, regulatorios, financieros y sociales del sector energético. Mayor información de Systep se puede encontrar en <http://www.sidec.com.pe/page/homepage>.

## 2 definiciones

Para todos los efectos de este Informe, los siguientes términos tienen el significado que a continuación se indica:

- Agentes: Según se define en el artículo N°1 de la Ley N° 28.832, los agentes son el conjunto de empresas de generación, empresas de transmisión, empresas de distribución y usuarios libres.
- Leyes Aplicables: Todas las normas jurídicas y precedentes vinculados que constituyen el Derecho Interno del Estado y pueden ser modificados o complementados por las Autoridades Gubernamentales.
- Precios de barra: Precios regulados que calcula anualmente OSINERGMIN y se utilizan para determinar las tarifas para los usuarios regulados. Los precios de barra regulados se componen de cargos a nivel de generación y a nivel de transmisión.
- CAISO: El Operador Independiente del Sistema de California (ISO) supervisa la operación del sistema de energía eléctrica a granel, las líneas de transmisión y el mercado de electricidad de California generado y transmitido por sus empresas de servicios públicos miembros<sup>6</sup>.
- CAN: "Comunidad Andina" (Comunidad Andina). Es una organización internacional cuyo principal objetivo es lograr un desarrollo integral, equilibrado y autónomo, a través de la integración de los países andinos<sup>7</sup>.
- Decisión 536 de la CAN: Establece el marco general en materia de interconexión regional vínculos en la Comunidad Andina<sup>8</sup>.
- Decisión CAN 757: Se refiere a la vigencia de la Decisión CAN 5369.
- COES: "Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional". It is the Economics Operation Committee of the Interconnected Nationwide System<sup>10</sup>.
- Estatutos del COES: Reglamento de la Ley N° 28.832 del COES aprobado mediante DS 027-2008-EM<sup>11</sup>.
- Estatutos del COES: Estatutos del COES aprobados por la Asamblea del COES en noviembre de 2020<sup>12</sup>.
- CRSE: Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico. Esta comisión es responsable de formular propuestas encaminadas a la adopción de medidas que garanticen la sostenibilidad y el desarrollo en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad<sup>13</sup>.
- Área de Demanda: Área definida por OSINERGMIN en la cual se aplican los mismos peajes a todas las instalaciones de transmisión secundaria y complementaria que prestan servicio en esa área.

<sup>6</sup> Sitio web de CAISO: <http://www.caiso.com/>

<sup>7</sup> Sitio web de la CAN: <http://www.comunidadandina.org/>

<sup>8</sup> Fuente: <http://intranet.comunidadandina.org/documentos/Gacetas/Gace878.pdf>

<sup>9</sup> Fuente: <http://www.sice.oas.org/Trade/Junac/Decisiones/DEC757s.pdf>

<sup>10</sup> Sitio web del COES: <https://www.coes.org.pe/Portal/>

<sup>11</sup> Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctrev/DS-027-2008-EM-CONCORDADO.pdf>

<sup>12</sup> Fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Estatuto/>

<sup>13</sup> Sitio web del CRSE:  
[http://www.minem.gob.pe/\\_detalle.php?idSector=6&idTitular=9330&idMenu=sub9329&idCateg=1756](http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=6&idTitular=9330&idMenu=sub9329&idCateg=1756)

- DGE: "Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas". It is the Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas.
- DS: Se refiere al Decreto Supremo.
- DS N° 016-2000-EM: Decreto Supremo que establece normas específicas respecto de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>14</sup>.
- DS N° 021-2000-EM: Decreto Supremo que aprueba el contrato de licencia de Lote 8815.
- DS N° 072-2000-EF: Decreto Supremo que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27.17016.
- DS N° 032-2001-PCM: Decreto Supremo promulgado en 2001, que especifica ciertos artículos incluido en la Ley N° 27.33217.
- DS N° 043-2003-EM: Aprueba el contrato de licencia del Lote 57.
- DS N°042-2005-EM: Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por el DS N° 042-2005-EM<sup>18</sup>.
- DS N° 063-2005-EM: Decreto Supremo que establece normas que Impulsan la Masiva Consumo de Gas Natural<sup>19</sup>.
- DS N° 046-2010-EM: Decreto Supremo que aprueba el Sistema Secundario de Gas Natural Estatutos del Mercado<sup>20</sup>.
- DS N° 011-2012-EM: Decreto Supremo que fija el Reglamento Interno sobre Decisión de la CAN 75721.
- DS N° 017-2015-EM: Decreto Supremo que modifica y adiciona normas relativas a las actividades de transporte y distribución de gas natural<sup>22</sup>.

<sup>14</sup> Fuente: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/888149/DS-016-2000-EM.pdf>

<sup>15</sup> Fuente:

[https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos%20y%20Convenios%20DGH%20\(Actualizado%20oct.%202010\)/CONTRATO%20DE%20LICENCIA%20LOTE%2088/1.%20\(CONTRATO\)%20DS%20NC%20BA%20021-2000-EM.pdf](https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/Legislacion/Contratos%20y%20Convenios%20DGH%20(Actualizado%20oct.%202010)/CONTRATO%20DE%20LICENCIA%20LOTE%2088/1.%20(CONTRATO)%20DS%20NC%20BA%20021-2000-EM.pdf)

<sup>16</sup> Fuente:

[https://www.fonafe.gob.pe/pw\\_content/reglamentos/20/Doc/ReglamentoFONAFE\\_Actualizado2019.pdf](https://www.fonafe.gob.pe/pw_content/reglamentos/20/Doc/ReglamentoFONAFE_Actualizado2019.pdf)

<sup>17</sup> Fuente:

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Electricidad/legislacion/002subsectorelectricidad/ds032-2001-PCM.PDF>

<sup>18</sup> Fuente: <https://leyes.congreso.gob.pe/Documentos/Leyes/26572.pdf>

<sup>19</sup> Fuente: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgh/legislacion/ds063-2005.pdf>

<sup>20</sup> Fuente: <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/normas-legales/732270-046-2010-em>

<sup>21</sup> Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctrev/DS-011-2012-EM-CONCORDADO.pdf>

<sup>22</sup> Fuente: <https://sinia.minam.gob.pe/normas/modifican-incorporan-disposiciones-vinculadas-distribucion-transporte-gas#:~:text=%2D%20Modifican%20e%20incorporan%20disposiciones%20vinculadas,natural%20y%20emiten%20otras%20disposiciones>

- DS N° 019-2017-EM: Decreto Supremo que modifica el Decreto Supremo N° 016-2000-  
EM23.
- DS N° 031-2020-EM: Decreto Supremo que establece las principales normas para la determinación del gas natural  
Precio de la generación de electricidad24.
- DS N° 003-2021-EM: Decreto Supremo que tiene como objetivo Mejorar el transporte de gas natural  
eficiencias para fines de generación de electricidad. <sup>25</sup>
- FONAFE: “Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado”. Es el Fondo Nacional para  
el Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado, entidad pública encargada de regular y administrar  
las empresas estatales26.
- Usuarios Libres: Usuarios que no están sujetos a regulación de precios por su energía consumida.  
o capacidad.
- Electrooperú: empresa de generación estatal27.
- ERCOT: El Consejo de Confiability Eléctrica de Texas opera la red eléctrica y gestiona el mercado liberalizado  
para el 75 por ciento del estado28.
- GART: Comisión de Tarifas de Energía del OSINERGMIN.
- Reglamento de Transporte de Hidrocarburos: Reglamento de la Ley N° 26.221 aprobado por DS N° 091-  
2007-EM29.
- IET: Transacciones Internacionales de Electricidad.
- INDECOPI: “Autoridad Nacional de Protección del Consumidor”. Es la Autoridad Nacional de Protección al  
Consumidor, responsable de la regulación antimonopolio de la electricidad y la protección de los consumidores30.
- ITC: “Instalación de Transmisión de Conexión”. Refers to facilities not included in the  
PIT que interconectan Áreas de Demanda al SEIN.
- Usuario Libre: El marco regulatorio actual define a los Usuarios Libres como usuarios de electricidad con demandas  
superiores a 2.500 kW. Además. Los usuarios con una demanda superior a 200 kW hasta 2.500 kW podrán  
elegir entre ser Usuario Regulado o Usuario Libre. Los usuarios de menos de 200 kW están sujetos a una tarifa  
regulada. Los Usuarios Gratuitos pueden negociar un contrato de suministro directamente con generadores o  
distribuidores para su suministro eléctrico.

<sup>23</sup> Fuente: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-modifica-el-articulo-5-del-decreto-supre-decreto-supremo-n-019-2017-em-1529828-1/#:~:text=N%C2%BA%20019%2D2017%2DEM&text=El%20precio%20C3%BA%20considerar%C3%A1%20los,de%20gas%20natural%2C%20seg%C3%A1n%20corresponda.&text=El%20proceso%20de%20apertura%20de,OSINERGMIN%2C%20quien%20oficiar%C3%A1%20como%20veedor.>

<sup>24</sup>Fuente: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-establece-disposiciones-para-la-determin-decreto-supremo-n-031-2020-em-1913578-2/>

<sup>25</sup> <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/decreto-supremo-que-mejora-la-eficiencia-en-el-uso-de-la-cap-decreto-supremo-n-003-2021-em-1924302-2/>

<sup>26</sup> Sitio web del FONAFE: <https://www.fonafe.gob.pe/>

<sup>27</sup> Sitio web de Electrooperú: <http://www.electroperu.com.pe/home.aspx>

<sup>28</sup> Sitio web de ERCOT: <http://www.ercot.com/>

<sup>29</sup> Fuente: <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/ogp/legislacion/ds081-2007.pdf>

<sup>30</sup> Sitio web del INDECOP: <https://www.indecopi.gob.pe/indecopi>

- Ley N° 28.832: Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, promulgada en 200631.
- Ley N° 26.221: Ley Orgánica de Hidrocarburos, promulgada en 199332.
- Ley N° 26.572: Ley General de Arbitraje, promulgada en 199633.
- Ley N° 26.734: Ley que crea OSINERG, promulgada en 199634.
- Ley N° 26.876: Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico, sancionada en 199735. • Ley N° 27.133: Ley de Fomento al Desarrollo del Gas Natural, sancionada en 199936.
- Ley N° 27.133 Estatutos: Reglamento aprobado por el DS N° 040-99-EM37.
- Ley N° 27.170: Ley del FONAFE, promulgada en 199938.
- Ley N° 27.332: Ley Marco de los Órganos Reguladores de la Inversión Privada en el Sector Público. Servicios, promulgada en 200039.
- Ley N° 27.510: Ley FOSE, promulgada en
- Ley N° 27.631: Ley que modifica el artículo N° 3 de la Ley N° 27.33241.
- Ley N° 27.699: Ley que establece un Fortalecimiento Institucional al OSINERGMIN42.
- Ley N° 27.510: Ley FOSE, promulgada en
- Ley N° 28.749: Ley de Electrificación Rural, promulgada en 200644.
- Ley N° 29.158: Ley Orgánica del Poder Ejecutivo del Estado45.

31 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/pdf/LEY-28832-CONCORDADO.pdf>

32 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYOH-%2026221.pdf>

33 Fuente: <https://leyes.congreso.gob.pe/Documentos/Leyes/26572.pdf>

34 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009)

35 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-26876-CONCORDADO.pdf>.

36 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-27133-CONCORDADO.pdf>

37 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/DS-040-1999-EM-CONCORDADO.pdf>

38 Fuente:

[https://www.fonafe.gob.pe/pw\\_content/leyes/19/Doc/4.4.1.1%20Ley%20del%20Fondo%20Nacional%20de%20Financiamiento%20de%20la%20Actividad%20Empresarial%20del%20Estado%20\(LEY%20N%C2%BA%2027170\).pdf](https://www.fonafe.gob.pe/pw_content/leyes/19/Doc/4.4.1.1%20Ley%20del%20Fondo%20Nacional%20de%20Financiamiento%20de%20la%20Actividad%20Empresarial%20del%20Estado%20(LEY%20N%C2%BA%2027170).pdf)

39 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009)

40 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-27510-CONCORDADO.pdf>

41 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%2009)

42 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-27699-CONCORDADO.pdf>

43 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-27510-CONCORDADO.pdf>

44 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctypes/LEY-28749-CONCORDADO.pdf>

45 Fuente: [http://www.pcm.gob.pe/wp-content/uploads/2013/09/Ley-Organica-del-Poder-Ejecutivo\\_29158-LOPE.pdf](http://www.pcm.gob.pe/wp-content/uploads/2013/09/Ley-Organica-del-Poder-Ejecutivo_29158-LOPE.pdf)

- Ley N° 29.970: Ley que promueve la seguridad energética y fomenta el desarrollo de un polo petroquímico en la región sur del país, promulgada en 2012<sup>46</sup>.
- Decreto Legislativo N° 1.041: Ley que actualiza varias normas especificadas en la Ley N° 28.832<sup>47</sup>.
- Decreto Legislativo N° 1.221: Ley que actualiza el reglamento de distribución eléctrica marco<sup>48</sup>.
- Decreto Legislativo N° 1.208: Ley que promueve el desarrollo de planes de inversión en Distribución<sup>49</sup>.
- LCE: Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas<sup>50</sup>.
- GNL: Gas natural licuado.
- Reglamento de subastas de largo plazo: Reglamento de la Ley N° 28.832, aprobado por DS N° 052-2007-EM<sup>51</sup>.
- Procedimiento de subastas de largo plazo: Establece el régimen específico en materia de subastas de largo plazo y aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 688-2008-OS-CD<sup>52</sup>.
- MINEM: “Ministerio de Energía y Minas”. It is the Ministry of Energy and Mines.  
Responsable de la formulación de políticas del sector eléctrico<sup>53</sup>.
- Presidencia del Consejo de Ministros: Según la Ley N° 29.158, el Consejo de Ministros  
La Presidencia es responsable de coordinar las políticas públicas nacionales y sectoriales impulsadas por el Gobierno. El consejo coordina las relaciones entre los distintos Poderes del Estado, los organismos constitucionales, los gobiernos regionales y locales y la sociedad civil. El representante del Consejo es uno de los ministros del Gobierno<sup>54</sup>.
- Resolución Ministerial N° 360-2020-MINEM/DM: Reglamento que persigue la optimización del uso de gas natural mediante la creación del Gestor de Gas Natural.<sup>55</sup>
- Reglamento de Distribución de Gas Natural: Reglamento de la Ley N° 26.221, aprobado por DS N° 040-2008-EM<sup>56</sup>.

46 Fuente: [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Proyecto%20de%20Decreto%20Supremo\(5\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Proyecto%20de%20Decreto%20Supremo(5).pdf)

47 Fuente: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/12816/DLeg-1041.pdf>.

48 Fuente:

[http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5\\_uibd.nsf/6ABF3FFE2E3E73C8052582430074ABE7/\\$FILE/DL\\_1221.pdf](http://www2.congreso.gob.pe/sicr/cendocbib/con5_uibd.nsf/6ABF3FFE2E3E73C8052582430074ABE7/$FILE/DL_1221.pdf)

49 Fuente: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/per160189.pdf>

50 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/D-LEY%2025844-CONCORDADO.pdf>

51 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-052-2007-EM-CONCORDADO.pdf>

52 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/Resoluciones/pdf/2008/OSINERGMIN%20No.688-2008-OS-CD.pdf>

53 Sitio web del MINEM: <https://www.gob.pe/minem>

<sup>54</sup> Fuente: Artículo N° 17, Ley N° 29.158.

55 <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/1409210-360-2020-minem-dm>

56 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-040-2008-EM-CONCORDADO.pdf>

- NTCSE: Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, aprobada por DS N° 020-97-EM57
- NYISO: Operador Independiente del Sistema de Nueva York: la organización responsable de administrar la red eléctrica de Nueva York y su competitivo mercado eléctrico mayorista<sup>58</sup>.
- OCDE: Es la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, responsable de formular políticas que fomenten la prosperidad, la igualdad, las oportunidades y el bienestar para todos<sup>59</sup>.
- OSINERG: “Organismo Supervisor de la Inversión en Energía”. Era el organismo regulador y supervisor del sector eléctrico. Posteriormente, el organismo pasó a ser también el organismo regulador y supervisor del sector minero (OSINERGMIN).
- Estatutos de OSINERG: Aprobados por DS N° 054-2001-PCM<sup>60</sup>.
- Reglamento de Resolución de Controversias de OSINERG: Aprobado por Resolución de Directorio de OSINERG N° 0826-2002/S-CD61.
- Reglamento de Supervisión de las Actividades Energéticas de OSINERG: Aprobado mediante DS N° 029-97-EM62.
- Reglamento de Apelación de Reclamaciones de Usuarios de OSINERG: Aprobado por Resolución de Directorio de OSINERG N° 0945-2002/S-CD63.
- OSINERGMIN: “Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería”. It is the organismo regulador y supervisor del sector energético<sup>64</sup>.
- Resolución OSINERGMIN N° 108-2009-OS-CD: Procedimiento que establece las normas relativas a los incentivos a una adquisición eficiente de capacidad firme y un consumo eficiente de gas<sup>65</sup>.
- Perupetro: Empresa estatal encargada de promover, negociar y supervisar los acuerdos de exploración y producción de hidrocarburos<sup>66</sup>.
- PIT: “Plan de Inversión de Transmisión”. Refers to the Transmission Investment Plan.

57 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctrev/DS-020-97-EM.pdf>

58 Sitio web de NYISO: <https://www.nyiso.com/what-we-do>

59 Fuente: <https://www.oecd.org/>.

60 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctrev/DS-054-2001-PCM-CONCORDADO.pdf>

61 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20\(09](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20(09)

62 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20\(09](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20(09)

63 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20\(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20\(09](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/474.htm#:~:text=%2D%20Ley%20N%C2%BA%2026734%20(31.&text=Ley%20de%20Creaci%C3%B3n%20del%20Organismo,%2D2001%2DPCM%20(09)

64 Sitio web del OSINERGMIN: <https://www.osinergmin.gob.pe/SitePages/default.aspx>

65 Fuente:

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Osinergmin-108-2009-OS-CD.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Osinergmin-108-2009-OS-CD.pdf)

66 Sitio web de Perupetro: <https://www.perupetro.com.pe/>

- Proinversión: Agencia gubernamental encargada de promover la inversión de Asociaciones Público Privadas (APP) y las inversiones en el sector energético, sector transporte y otras industrias<sup>67</sup>.
- PT: "Plan de Transmisión". Se refiere al Plan de Transmisión elaborado por el COES cada 2 años y aprobado por el MINEM.
- PT N° 43: Procedimiento técnico del COES en materia de intercambios eléctricos internacionales<sup>68</sup>.
- PJM: Es una organización de transmisión regional (RTO) que coordina el movimiento de electricidad mayorista en la totalidad o parte de 13 estados y el Distrito de Columbia<sup>69</sup>.
- RLCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado mediante DS N° 009-93-EM<sup>70</sup>.
- RER: "Recursos Energéticos Renovables". Correspond to renewable energy sources.  
La Ley RER en su artículo N° 3 establece que califican como RER las plantas de biomasa, eólicas, solares, geotérmicas, mareomotrices e hidroeléctricas menores a 20 MW.
- Ley RER: Decreto Legislativo N° 1.002, Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con uso de Energías Renovables<sup>71</sup>.
- Estatutos del RER: Decreto Legislativo N° 1.002 estatutos, aprobado por DS N° 012-2011-EM<sup>72</sup>
- SGT: "Sistema Garantizado de Transmisión". Correspond to the Guaranteed Transmission System under Law 28.832.
- SCT: "Sistema Complementario de Transmisión". Correspond to the Complementary Transmission System under Law 28.832.
- SPT: "Sistema Principal de Transmisión". Correspond to the Main Transmission System bajo la LCE.
- SST: "Sistema Secundario de Transmisión". Correspond to the Secondary Transmission System under LCE.
- SEIN: "Sistema Eléctrico Interconectado Nacional". It es el nacional Sistema Eléctrico Interconectado<sup>73</sup>.
- Resolución Suprema N° 006-2019-EM: Crea la Comisión Multisectorial para reformar el sector eléctrico<sup>74</sup>.
- Reglamento de Transmisión: Reglamento de la Ley N° 28.832, aprobado por el Decreto Supremo 027-2007-EM<sup>75</sup>.

67 Proinversión's website: <https://www.proinversion.gob.pe/>

68 Fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Procedimientos/Tecnicos>

69 Sitio web de PJM: <https://www.pjm.com/>

70 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-009-93-EM-CONCORDADO.pdf>

71 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/D.%20Leg.%201002-CONCORDADO.pdf>

72 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-027-2007-EM-CONCORDADO.pdf>

73 Fuente: [https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/322224/RS\\_N\\_006-2019-EM.pdf](https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/322224/RS_N_006-2019-EM.pdf)

74Fuente: <https://busquedas.elperuano.pe/normaslegales/crean-comision-multisectorial-para-la-reforma-del-subsector-resolucion-suprema-n-006-2019-em-1780974-11#:~:text=N%C2%BA%20006%2D2019%2DEM&text=La%20Comisi%C3%B3n%20Multisectorial%20tiene%20la,y%20a seguro%20su%20desarrollo%20sostenible.>

75 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/DS-012-2011-EM-CONCORDADO.pdf>

- Decreto de Urgencia N° 032-2010: Decreto que tiene como objetivo promover la inversión y financiamiento de nuevos proyectos eléctricos<sup>76</sup>.
- Decreto de Urgencia N° 121-2009: Decreto que prioriza la promoción de proyectos específicos de inversión privada y Asociaciones Público-Privadas<sup>77</sup>.

DRAFT REPORT

---

76 Fuente: <http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/doctrev/DU%20032-2010-CONCORDADO.pdf>

77 Fuente: [https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/251373/226750\\_file20181218-16260-imis9d.pdf](https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/251373/226750_file20181218-16260-imis9d.pdf)

### 3 Transformación Institucional del COES

#### 3.1 Marco normativo

El marco normativo general que rige el Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Nacional (COES) está compuesto por la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28.832 de 2006), el Reglamento del COES (aprobado por el DS N° 027-2008-EM) y los estatutos del COES, actualizados recientemente en noviembre de 202078.

La estructura actual del COES existe desde la sanción de la Ley N° 28.323. Antes de esta ley, el COES estaba compuesto únicamente por empresas de generación y transmisión. La Ley N°28.832 mejora la estructura de gobernanza, al permitir que todos los agentes del sistema (generadores, empresas de transmisión, empresas de distribución y usuarios libres) sean miembros del COES. Bajo la estructura actual, el sistema eléctrico ha experimentado un crecimiento importante; la participación de agentes de todos los segmentos ha proporcionado un sistema de pesos y contrapesos en la toma de decisiones del COES. Sin embargo, se debe realizar un análisis exhaustivo del marco institucional actual del COES para identificar posibles ajustes y mejoras en su gobernanza, responsabilidades y otras características.

La Ley N°28.832 en sus artículos N°12, N°13 y N°14 establece las principales características del COES, sus competencias de servicios públicos y las funciones operativas. Por su parte, los artículos N°15, N°16 y N° 17 definen los principales órganos que integran el COES. Por otro lado, el artículo N°18 define el presupuesto y el mecanismo en el que se distribuyen los pagos presupuestarios entre los miembros del COES. La metodología detallada de asignación del presupuesto se especifica en el Procedimiento Administrativo PR-AD-08A del COES.

Adicionalmente, la Ley N°26.572 define las principales reglas sobre los procesos de arbitraje que se aplican a las controversias entre los miembros del COES y los órganos rectores del COES, y que se presentan a los Tribunales de Arbitraje.

Finalmente, la Decisión 757 de la Comunidad Andina (CAN), DS N° 011-2012-EM y el Procedimiento Técnico PR-43 establecen los principales lineamientos y responsabilidades del COES en materia de operación y coordinación de las transacciones eléctricas internacionales.

En la siguiente sección se presenta un análisis detallado del COES, sus funciones y su gobierno corporativo.

#### 3.2 Principales características de la institucionalidad del COES

##### 3.2.1 Principales características y organización

El COES se define como una organización privada sin fines de lucro y con personalidad jurídica pública. El Comité está compuesto por los agentes del SEIN y sus decisiones son vinculantes para todos los agentes<sup>79</sup>. Su estructura, según Chawla y Pollit<sup>80</sup> se asemeja a la estructura de un Operador de Sistema Independiente (ISO), aunque no cumple del todo con todas las características de un ISO<sup>81</sup>.

<sup>78</sup> Fuente: <https://www.coes.org.pe/Portal/MarcoNormativo/Estatuto/>

<sup>79</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 12.2.

<sup>80</sup> Fuente: Tendencias globales en la operación del sistema de transmisión de electricidad: ¿Dónde está el futuro?, Mallika Chawla y Michael Pollit, 2014. Chawla y Pollit clasifican al COES como ISO. Los autores citan el artículo de Steve Thomas “Unbundling of Electric Transmission Networks: Analysis of the European Commission's position” al definir que la principal característica de un Operador de Sistema Independiente es “cuando existe una distinción clara entre las organizaciones que son responsables de operar la red de transporte en condiciones reales”. -tiempo, y aquellos que lo poseen y lo mantienen”.

<sup>81</sup> En comparación con los operadores de sistemas independientes en EE. UU.

El COES está regido por un directorio de cinco directores que son designados por una asamblea compuesta por los agentes que participan en los diferentes segmentos eléctricos (generación, transmisión, distribución y usuarios libres). El COES tiene tres órganos principales: la Asamblea, la Junta Directiva y la Dirección Ejecutiva<sup>82</sup>.

### 3.2.2 Funciones principales

La Ley N°28.832 define los principales objetivos y responsabilidades del COES. La ley clasifica las funciones del COES en dos tipos diferentes: i) funciones que siguen el Interés Público, y ii) funciones operativas.

Por un lado, la Ley N° 28.832 en su artículo N° 12, define los siguientes deberes que siguen el interés público:

- a) Elaborar la propuesta de Plan de Transmisión bajo aprobación del Ministerio de Energía y Minas.
- b) Elaborar los procedimientos, bajo aprobación del OSINERGMIN, relacionados con el funcionamiento del sistema, operación y gestión del mercado a corto plazo.
- c) Garantizar el acceso oportuno a la información relacionada con la operación del sistema, planificación de la transmisión y gestión del mercado a corto plazo.
- d) Garantizar las condiciones de competencia en el mercado de corto plazo y
- e) Procurar actualizaciones tecnológicas para asegurar el eficiente cumplimiento de sus funciones,

Por otra parte, la Ley N° 28.832 en su Artículo N° 14, establece las principales funciones operativas del COES:

- a) Desarrollar, compartir y supervisar la ejecución de proyectos de corto, mediano y largo plazo. programas de operación.
- b) Programar y coordinar el mantenimiento mayor de la generación y transmisión. infraestructura.
- c) Coordinar la operación en tiempo real del SEIN.
- d) Coordinar las líneas de interconexión internacional y el sistema energético internacional. actas.
- e) Calcular los costos marginales de corto plazo.
- f) Calcular la energía y potencia firme para cada unidad de generación.
- g) Determinar y valorar las transferencias de energía y potencia entre los agentes del COES.
- h) Gestionar el mercado de corto plazo.
- i) Asignar responsabilidades y determinar compensaciones relacionadas con el incumplimiento de las normas establecidas en la NTCSE.
- j) Planificar y gestionar la prestación de servicios auxiliares.
- k) Resolver las controversias y divergencias debidas a la aplicación de la Ley. Sin embargo, cualquier Una decisión tomada por el COES que afecte a los usuarios regulados puede ser impugnada por ellos o sus representantes ante el Tribunal de Resolución de Controversias del OSINERGMIN. Este tribunal decidirá en última instancia. Los casos restantes se resolverán mediante arbitraje, de acuerdo con la Ley N° 26.572 y los Estatutos del COES, donde se establecen comités de tribunales Ad-hoc y sus decisiones serán definitivas y aplicables a todos los Agentes, independientemente de si participaron en la disputa o no.

<sup>82</sup> Ley N° 28.8320, artículo N° 15.

### 3.2.3 Montaje

La Asamblea es el órgano supremo y está integrada por representantes de los agentes participantes en el sector eléctrico<sup>83</sup>. Las principales funciones de la Asamblea son<sup>84</sup>:

- i. Nombrar y remover al Presidente del Directorio y los salarios del presidente y director.
- ii. Aprobar el presupuesto anual.
- III. Aprobar o delegar en el Directorio la selección de auditoría externa.
- IV. Discutir los estados financieros del COES.
- v. Aprobar y modificar el estatus del COES.

La asamblea está compuesta por cuatro subcomités: o) Empresas de Generación, ii) Empresas de Distribución, iii) Empresas de Transmisión, iv) y Usuarios Libres<sup>85</sup>. La asamblea está compuesta por miembros registrados que son miembros obligatorios o miembros voluntarios.

Por un lado, los socios obligatorios deberán cumplir al menos uno de los siguientes requisitos<sup>86</sup>:

- Empresas generadoras con capacidad instalada total igual o superior a 50 MW.
- Empresas transmisoras que tengan infraestructura de transmisión Principal o Garantizada con nivel de tensión igual o superior a 138 kV y longitud total igual o superior a 50 km.
- Empresas distribuidoras con carga coincidente igual o superior a 50 MW.
- Usuarios libres con carga máxima contratada igual o superior a 10 MW.

Por otro lado, los miembros voluntarios son agentes que no cumplen con estas últimas condiciones pero voluntariamente deciden ser miembros del COES. Deben permanecer como miembros por al menos 3 años y contribuir al financiamiento del presupuesto del COES.

Los miembros registrados serán asignados a un subcomité específico, en función de su actividad (generación, transmisión, etc.). Aquellas empresas con más de una actividad están adscritas al subcomité que representa su actividad principal<sup>87</sup>. Cada subcomité selecciona un representante principal y un representante suplente. Estos funcionarios representarán a los miembros del subcomité en todas las actividades requeridas por las leyes aplicables.

Los representantes son seleccionados por la aprobación de la mayoría (50%+1) de los miembros del subcomité<sup>88</sup>. Además, cada subcomité selecciona un director del COES. La selección de estos directores sigue el mismo mecanismo que los representantes (mediante la aprobación del 50%+1 de los miembros del subcomité)<sup>89</sup>. Los subcomités de generación y transmisión tienen funciones específicas, relacionadas con elaborar y presentar los estudios técnicos y económicos necesarios para la propuesta de precios Tarifarios, que están sujetos a la aprobación del OSINERGMIN<sup>90</sup>.

Los acuerdos sobre decisiones en materias específicas se alcanzan mediante votación general de los miembros del COES. Los miembros del COES votan en su subcomité sobre el tema a decidir, y para cada subcomité, la aprobación se calcula como el número de miembros a favor del

83 Ley N° 28.8320, artículo N° 16.1.

84 Ley N° 28.8320, artículo N° 16.

85 Ley N° 28.8320, artículo N° 16.2.

86 Estatutos del COES, artículo N° 2.

87 estatutos del COES, artículo N° 5.

88 Estatutos del COES, artículo N° 9.

89 Estatutos del COES, artículo N° 30.

90 Estatutos del COES, artículo N° 14.

decisión dividida por el total de miembros del comité. La aprobación global se calcula como el promedio de la aprobación de cada subcomité. Se llega a un acuerdo sobre una decisión concreta si existe una aprobación global de al menos 2/391.

Regularmente se organizan dos convocatorias de Asamblea por año: la primera convocatoria dentro del primer trimestre y la segunda convocatoria en noviembre. Sin embargo, se organizan algunas convocatorias adicionales si así lo acuerda el Consejo de Administración o si lo solicitan al menos dos directores o el representante de dos subcomités<sup>92</sup>.

### 3.2.4 Junta Directiva

La Ley N° 28.832 define el Directorio del COES, el cual es responsable del cumplimiento de las funciones principales del COES. El Consejo de Administración está compuesto por cinco miembros. Cada subcomité elige un miembro de la junta. Además, la Asamblea elige al Presidente de la Junta<sup>93</sup>. El cargo de Director dura 5 años<sup>94</sup>. Sin embargo, los Consejeros pueden ser reelegidos un número ilimitado de veces<sup>95</sup>. No existe relación laboral directa entre el COES y los Directores<sup>96</sup>.

Según el Estatuto del COES<sup>97</sup>, los miembros del directorio deben cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Estar en posesión de un título profesional.
- b) Contar con un mínimo de 15 años de experiencia en el sector eléctrico.
- c) Mientras sean directores y al menos un año después de su cesé en el cargo, el Directorio

Los miembros no pueden realizar las siguientes actividades:

- i. Ser director o poseer más del 0,5% del capital social de uno de los socios del COES.
- ii. Mantener vínculos económicos y financieros con los miembros del COES.
- III. Al mismo tiempo trabajar en el sector público.
- IV. Tener conflictos legales o de arbitraje con el COES o los miembros del COES.
- v. Mantener vínculos económicos y financieros con otros operadores del sistema que realicen transacciones con agentes del SEIN.

Los directores no pueden delegar ninguna de sus funciones<sup>98</sup>. Sus principales funciones son las siguientes:

- a) Aprobar la estructura organizacional del COES, aprobar los salarios y requerimientos de personal del COES propuestos por la Dirección Ejecutiva, y aprobar los salarios y personal de la Dirección Ejecutiva.
- b) Supervisar, nombrar y remover al Consejero Ejecutivo.
- c) Aprobar y modificar el presupuesto anual.
- d) Otorgar facultades al personal del COES para la suscripción de convenios.
- e) Aprobar los procedimientos propuestos por la Dirección Ejecutiva antes de su presentación para su aprobación al OSINERGMIN.
- f) Aprobar informes y estudios siguiendo las leyes aplicables.

<sup>91</sup> Estatutos del COES, Artículo N° 12.1

<sup>92</sup> Estatutos del COES, artículo N° 5.

<sup>93</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 16.

<sup>94</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 17.

<sup>95</sup> Estatutos del COES, artículo N° 16.4

<sup>96</sup> Estatutos del COES, artículo N° 20

<sup>97</sup> Estatutos del COES, artículo N° 16 y N° 17.

<sup>98</sup> Estatutos del COES, artículo N° 16.4

- g) Resolver las solicitudes de reconsideración y las solicitudes de apelación.
- h) Presentar a la Asamblea, previa aprobación de la Asamblea, cambios en el COES estatutos, el informe anual del COES y los estados financieros del COES.
- i) Informar a los miembros del COES, MINEM y OSINERGMIN, los principales acuerdos y eventos relacionados con la operación del sistema, la gestión del mercado de corto plazo y la planificación de la transmisión.
- j) Proporcionar acceso a todos los agentes, MINEM y OSINERGMIN a la información recopilada y elaborado por el COES.

A cada reunión del Directorio deberán asistir al menos 3 Directores. Los acuerdos sobre las decisiones en las reuniones del Directorio se alcanzan si existe al menos la aprobación del 50%+1 de los asistentes al Directorio. En caso de empate, decidirá el Presidente de la Junta. En caso de que el miembro de la Junta esté ausente de una reunión de la Junta, el director de mayor edad será nombrado presidente temporal<sup>99</sup>.

Los Directores son personalmente responsables solidariamente ante los miembros del COES por cualquier daño o perjuicio que el COES, agentes u otros sufran por acuerdos o actos tomados por el Directorio que i) no cumplan con la legislación aplicable y ii) se tomen bajo bruto negligencia y dolo. No serán responsables<sup>100</sup> todos los Directores que votaron en contra de los acuerdos o actos adoptados.

Cualquier Director, incluido el Presidente del Directorio, podrá ser removido por la Asamblea sólo en caso de incapacidad demostrada o falta grave. Cualquier miembro registrado puede solicitar la destitución de un Director presentando una denuncia al Director Ejecutivo. Las causas que califican como incapacidad o faltas graves son i) aprobar cualquier gasto no incluido en el presupuesto anual del COES, ii) realizar declaraciones en nombre del COES que afecten al COES o a sus integrantes, iii) ausencia injustificada a 3 reuniones de Directorio, iv) estar física o psíquicamente incapaz de desempeñar el cargo de Director, iv) dejar de cumplir con los requisitos propios del director, y vii) utilizar por cuenta propia la información que esté disponible por razón de su cargo, entre otras causas<sup>101</sup>.

### 3.2.5 Dirección Ejecutiva

La Dirección Ejecutiva es el órgano que administra el COES. La Dirección Ejecutiva está compuesta por la Dirección Operativa y la Dirección de Planificación. Las Direcciones, en representación de la Dirección Ejecutiva, deberán actuar de manera independiente e imparcial, con criterio técnico y cumpliendo siempre con las leyes aplicables, los Estatutos y los procedimientos del COES<sup>102</sup>. El Director Ejecutivo es designado por el Consejo de Administración<sup>103</sup>. El Director Ejecutivo es el representante responsable del COES ante las autoridades legales, administrativas, sociales y otras<sup>104</sup>.

Según el Estatuto del COES<sup>105</sup>, el Director Ejecutivo deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Estar en posesión del título de ingeniero eléctrico o ingeniero mecánico. Ser miembro de la Asociación Peruana de Ingenieros.

<sup>99</sup> Estatutos del COES, artículos N° 20 y N° 21.

<sup>100</sup> Estatutos del COES, artículos N° 35.

<sup>101</sup> Estatutos del COES, artículos N° 34.

<sup>102</sup> Estatutos del COES, artículos N° 44.

<sup>103</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 18.

<sup>104</sup> Estatutos del COES, artículos N° 44.

<sup>105</sup> Estatutos del COES, artículo N° 26 y N° 27.

- b) Contar con un mínimo de 15 años de experiencia en el sector eléctrico.
- c) No tener conflictos legales o de arbitraje con el COES o los miembros del COES.
- d) Cumplir con los requisitos aplicables a los Consejeros.

Las principales funciones del Director Ejecutivo son las siguientes<sup>106</sup>.

- a) Proponer modificaciones a los Estatutos al Consejo de Administración
- b) Elaborar y presentar una propuesta de presupuesto al Consejo Directivo.
- c) Elaborar propuestas de procedimientos del COES necesarios para las funciones del COES y relacionados con la operación del SEIN, la gestión maker de corto plazo. Presentar las propuestas al Consejo Directivo.
- d) Elaborar informes periódicamente de acuerdo con las leyes aplicables.
- e) Publicar y difundir información relacionada con las actividades del COES, de sus miembros y SEÍN. Proporcionar toda la información solicitada por los miembros del COES.
- f) Brindar apoyo técnico a la Junta Directiva.
- g) Subir al sitio web del COES los i) acuerdos adoptados en Asamblea y Junta Directiva, ii) procedimientos técnicos, y iii) información relativa a los costos marginales del sistema, inyecciones de energía, retiros de energía, producción de energía, costos de materiales y combustibles, así como así como otra información técnica y operativa.
- h) Aprobar el reglamento interno e informar al Consejo.
- i) Cumplir con todas las decisiones del Directorio.
- j) Suscribir y celebrar acuerdos operativos y comerciales con Operadores de Sistemas de sistemas interconectados de países limítrofes.
- k) Designar comités de trabajo para tareas específicas, que dejarán de existir una vez cumplidos los objetivos. se logran.
- l) Otras funciones definidas por la legislación aplicable.

### 3.2.5.1 Dirección de Operaciones

La Dirección de Operación forma parte de la Dirección Ejecutiva y sus funciones son mandatadas por la Dirección Ejecutiva<sup>107</sup>. El Director de Operaciones es designado por el Director Ejecutivo, debe tener título profesional y tener un mínimo de 10 años de experiencia en el sector eléctrico<sup>108</sup>.

Las principales funciones de la Dirección de Operación son las siguientes<sup>109</sup>:

- a) Coordinar la operación y gestión de corto plazo del SEINS en tiempo real, cumpliendo con los estándares de seguridad y calidad.
- b) Elaborar los programas de operación de corto, mediano y largo plazo del SEINS y comunicarlos a los miembros del COES.
- c) Supervisar y ejecutar los programas de operación de corto plazo y comunicar al MINEM y al OSINERMIN cualquier evento que afecte la normal operación y gestión del mercado de corto plazo.
- d) Remitir al OSINERGMIN en un plazo de 24 horas un informe de supervisión del diario ejecución del programa de despacho.
- e) Coordinar el mantenimiento mayor de la infraestructura y ordenar las medidas correctoras, si necesario.

<sup>106</sup> Estatutos del COES, artículo N° 48.

<sup>107</sup> Estatutos del COES, artículo N° 50.

<sup>108</sup> Estatutos del COES, artículo N° 51.

<sup>109</sup> Estatutos del COES, artículo N° 48.2.

- f) Calcular los costos marginales del SEIN.
- g) Calcular y valorar las transferencias de capacidad y energía entre los miembros que sean resultado del funcionamiento del sistema al mínimo coste.
- h) Planificar, gestionar y valorar los servicios auxiliares prestados por los agentes.
- i) Calcular y valorar las transacciones entre agentes en el mercado de corto plazo.
- j) Coordinar las líneas de interconexión internacional y el sistema energético internacional. actas.
- k) Determinar y asignar responsabilidades específicas entre los agentes, así como calcular las compensaciones por transgresiones a la Norma Técnica de Seguridad y Calidad del Servicio.
- l) Tomar cualquier medida necesaria, cuando ocurran eventos inesperados que puedan afectar la operación del sistema bajo estándares de seguridad y costo mínimo.
- m) Facturar al mercado administrador del sistema vecino por la energía exportada, y facturar al COES miembro por la energía importada, ambas originadas en transacciones internacionales de energía.
- n) Gestionar las rentas de las congestiones y los ingresos que se generan por motivos financieros. derechos de transmisión, debido a la legislación aplicable.
- o) Otras funciones definidas por la legislación aplicable.

### 3.2.5.2 Dirección de Planificación

La Dirección de Planificación forma parte de la Dirección Ejecutiva y sus funciones son mandatadas por la Dirección Ejecutiva<sup>110</sup>. El Director de Planificación es designado por el Director Ejecutivo, debe poseer título profesional y tener un mínimo de 10 años de experiencia en el sector eléctrico<sup>111</sup>.

Las principales funciones de la Dirección de Planificación son las siguientes<sup>112</sup>:

- a) Cumplir con el marco regulatorio existente relacionado con la planificación del sistema de transmisión, incluyendo el desarrollo eficiente del sistema de transmisión, siguiendo los criterios del MINEM y las metodologías elaboradas por OSINERGMIN, aprobadas por el MINEM, y cumpliendo con la LCE, RLCE, Ley N° 28.9832. , los estatutos del COES, los procedimientos del COES y demás estatutos aprobados por el COES.
- b) Elaborar y adquirir los estudios especializados que se requieran para sustentar el plan de transmisión y cumplir con las políticas y criterios establecidos por el MINEM.
- c) Cualquier otro deber que le encomiende la legislación aplicable.

### 3.2.6 Resolución de disputas

Los socios registrados pueden impugnar los acuerdos adoptados por la Asamblea, o las decisiones tomadas por la Junta Directiva y la Dirección Ejecutiva. Los desafíos permitidos son los siguientes:

- 1) Impugnaciones a acuerdos de Asamblea<sup>113</sup>:

<sup>110</sup> Estatutos del COES, artículo N° 51.

<sup>111</sup> Estatutos del COES, artículo N° 48.3.

<sup>112</sup> Estatutos del COES, artículo N° 48.

<sup>113</sup> Estatutos del COES, artículo N° 10.

- Cualquier Miembro Registrado puede impugnar los acuerdos adoptados en la Asamblea que afecten sus intereses, derechos y obligaciones. La impugnación se resolverá mediante arbitraje.

2) Impugnaciones a decisiones tomadas por la Dirección Ejecutiva<sup>114</sup>:

- Cualquier Miembro Registrado puede impugnar una decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva o su Dirección que afecte sus intereses, derechos y obligaciones.
- La impugnación podrá presentarse ya sea como solicitud de reconsideración ante la Dirección Ejecutiva o como solicitud de apelación ante la Junta.
- Un miembro que no esté de acuerdo con el resultado de una solicitud de Reconsideración, puede presentar una solicitud de apelación ante la Junta.
- Los socios que se vean afectados por un recurso solicitado resuelto por la Junta podrán solicitar un proceso de arbitraje. Si la decisión tomada por la Junta ratifica la decisión adoptada por la Dirección Ejecutiva, sólo podrán solicitar el proceso de arbitraje los socios que presentaron en tiempo una solicitud de apelación o intervinieron en el procedimiento de impugnación.
- Las decisiones adoptadas por el Director Ejecutivo son vinculantes para todos los miembros.

3) Impugnaciones de decisiones tomadas por el Directorio<sup>115</sup>:

- Cualquier Miembro Registrado puede impugnar una decisión tomada por la Junta que tener efecto en sus intereses, derechos y obligaciones.
- La impugnación se presentará como solicitud de apelación ante la Junta.
- Las decisiones adoptadas por el Directorio son vinculantes para todos los miembros.

4) Procesos de arbitraje<sup>116</sup>:

- Se establecen tribunales ad-hoc para resolver arbitrajes.
- La solicitud de arbitraje deberá incluir la identificación del miembro registrado que solicita el proceso de arbitraje, la identificación de la decisión objeto de controversia y la identificación del organismo del COE objeto de impugnación.
- Todas las controversias técnicas se resuelven mediante un Arbitraje de Conciencia, mientras que las controversias no técnicas se resuelven mediante un Arbitraje Legal. Ambas partes deben ponerse de acuerdo en el tipo de arbitraje. Si las partes no se ponen de acuerdo, el arbitraje será técnico.
- El Tribunal arbitral estará compuesto por 3 miembros. Cada parte designa a un miembro e informa a la otra parte, que deberá aprobar el nombramiento. Los miembros seleccionados designarán al tercer miembro, que presidirá el Tribunal. Los miembros del Tribunal serán designados por el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima, entidad que será responsable de resolver cualquier discrepancia respecto de la designación, inhibición de impugnación o sustitución de un miembro del Tribunal.

<sup>114</sup> Estatutos del COES, artículo N° 11.

<sup>115</sup> Estatutos del COES, artículo N° 12.

<sup>116</sup> Estatutos del COES, artículo N° 55.

- Las decisiones del Tribunal son definitivas e inapelables para todos los miembros, ya sean participantes o no participantes.
- Los arbitrajes deben cumplir con la Ley N° 26.572.
- Si bien los estatutos del COES no especifican quién paga los gastos del Tribunal, según la Ley N° 26.572, en caso de que no exista un acuerdo previo sobre quién paga, los miembros del Tribunal deben definir quién será el responsable de pagar los gastos. Generalmente, la parte que pierde paga los gastos.

### 3.2.7 Presupuesto

El presupuesto del COES se financia con las contribuciones de todos los miembros registrados del COES. Los aportes de los afiliados, se determinan en proporción a los siguientes montos registrados en el año anterior<sup>117</sup>:

- a) Potencia e inyecciones de energía de Generadores, valoradas al Precio Básico de Potencia Pico y al Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.
- b) El total de ingresos derivados de la prestación del servicio de transmisión por parte de las empresas Transmisoras.
- c) Retiros de potencia y energía de Distribuidores y Usuarios Libres, valorizados al Precio Básico de Potencia Pico y al Costo Marginal de Corto Plazo, respectivamente.

### 3.2.8 Transacciones internacionales de electricidad

Perú ha firmado varios acuerdos con países vecinos relacionados con transacciones internacionales de electricidad. Los acuerdos son los siguientes:

#### 1. Acuerdos entre Perú y Ecuador:

- Actualmente se permiten intercambios internacionales entre Perú y Ecuador, pero sólo para transferir energía en casos de emergencia.
- La Decisión 536 de la CAN permitió el desarrollo de una línea de Interconexión en 220 kV entre ambos países. La capacidad de transmisión actual limita los intercambios a un máximo de 90 MW.
- La Decisión 536 de la CAN fue reemplazada por la Decisión 757 de la CAN, esta última norma establece las principales reglas en materia de intercambios internacionales entre Perú y Ecuador. A raíz de la Decisión 757 de la CAN, los COS elaboraron el Procedimiento Técnico N°43 (Intercambios eléctricos internacionales), que establece los principales lineamientos, responsabilidades y deberes del COES y sus miembros para realizar intercambios eléctricos con Ecuador.
- En octubre de 2020<sup>118</sup> se anunció una subasta sobre una nueva línea de transmisión, con el objetivo de reforzar la capacidad de transmisión existente entre Perú y Ecuador<sup>118</sup>. La línea en 500 kV conectará La Niña (Perú) y Frontera (Ecuador) barras colectoras.

#### 2. Acuerdos entre Perú y Brasil:

- Se han realizado informes preliminares para evaluar el potencial de intercambio energético entre ambos países.

<sup>117</sup> Estatutos del COES, artículo N° 34.

<sup>118</sup> Fuente:

[https://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/LT\\_500KV\\_PIURA/Aviso\\_de\\_Convocatoria\\_16\\_y\\_17-10-20\\_-EL-11\\_ada\\_12-10-20\\_.pdf](https://www.proyectosapp.pe/RepositorioAPS/0/2/JER/LT_500KV_PIURA/Aviso_de_Convocatoria_16_y_17-10-20_-EL-11_ada_12-10-20_.pdf)

- En 2008 se firmó un acuerdo de integración energética entre los Ministerios de Energía de ambos países.

**3. Acuerdos entre Perú y Chile:**

- Se han creado grupos de trabajo para evaluar una potencial línea de transmisión de interconexión entre Tacna (Perú) y Arica (Chile).
- Se incluyó un proyecto de transmisión internacional en el Plan Peruano 2021-2030.  
Plan Indicativo de Transmisión de Largo Plazo.

**4. Acuerdos entre Perú y Colombia:**

- Según OSINERGMIN, no existen líneas de transmisión de interconexión viables entre ambos países. Sin embargo, es posible un proyecto de transmisión que conectaría Perú y Colombia a través de territorios ecuatorianos.

**5. Acuerdos entre Perú y Bolivia:**

- No se han firmado acuerdos de cooperación hasta la fecha.

Las principales funciones del COES en materia de transacciones de interconexión internacional están definidas en el Procedimiento Técnico N°43 del COES:

- Coordinar la operación de las líneas internacionales y gestionar el Servicio Internacional Transacciones de Electricidad (IET)-
- El COES puede suscribir convenios internacionales con otras operaciones del sistema que incluyan las siguientes actividades y/o cláusulas:
  - o Coordinar la planificación de la operación, mantenimiento y gestión de los sistemas interconectados, incluyendo la coordinación de la carga eléctrica demandada por los importadores.
  - o Coordinar la operación y mantenimiento de las barras ubicadas cerca del fronteras.
  - o Interrumpibilidad en los intercambios eléctricos.
  - o Definición de reglas de operación en materia de enlaces internacionales.
  - o Acceso a enlaces eléctricos internacionales.
  - o Procedimientos para el Intercambio de información y registros.
  - o Sistemas de medición.
  - o Procedimientos de resolución de disputas.
  - o Eventos de fuerza mayor
  - o Causas de resolución del contrato.
  - o Confidencialidad

**3.3 Diagnóstico**

Luego de finalizar el análisis detallado del marco institucional existente del COES, se identificó un conjunto de varios elementos existentes que muestran que se podrían realizar posibles mejoras a la estructura, funciones y características del COES. Este conjunto de elementos será evaluado cuidadosamente para elaborar posibles propuestas de mejora.

### 3.3.1 Gobierno corporativo

Un operador del sistema con un mayor grado de independencia será un actor relevante en el desarrollo futuro del sector energético peruano. Si bien las modificaciones incluidas por la Ley N° 28.832 contribuyeron a mejoras significativas en el desempeño del COES, aún existen algunas oportunidades de mejora que deben ser exploradas, considerando que se debe promover un mayor nivel de competencia en el sector eléctrico peruano, así como liderar el mercado peruano a un nuevo marco regulatorio.

Según la orden 888 de la FERC publicada<sup>119</sup> en 1996, "la gobernanza de los Operadores de Sistemas Independientes debe estructurarse de manera justa y no discriminatoria". Además, un Operador Independiente del Sistema "debería proporcionar acceso abierto al sistema de transmisión y a todos los servicios bajo su control a tarifas no integradas de conformidad con una tarifa única, desagregada y para toda la red que se aplique a todos los usuarios elegibles de manera no discriminatoria". Un operador del Sistema Independiente debe garantizar esas condiciones competitivas, para fomentar la entrada de nuevos actores y tecnologías. Por otro lado, un operador del sistema con un gobierno corporativo desequilibrado, donde algunos miembros tendrán más influencia en los órganos del COES que otros, podría sesgar las decisiones del COES potencialmente a favor de grupos de intereses específicos, así como favorecer a los agentes titulares sobre los nuevos agentes.

Por ejemplo, en el proceso de elaboración de un nuevo procedimiento, llevado a cabo por la Dirección Ejecutiva del COES, y bajo la aprobación final de OSINERGMIN, la opinión de miembros titulares específicos podría tener más peso que las observaciones presentadas por nuevos actores (como los desarrolladores de almacenamiento de energía). , y estos últimos agentes podrían resultar agraviados. Además, en el proceso de planificación de la transmisión, liderado por el COES, algunas mejoras de transmisión en el territorio nacional podrían seleccionarse en lugar de enlaces internacionales. En la primera alternativa, los actores locales locales podrían verse beneficiados, mientras que en la segunda, los costos de operación podrían reducirse. proporcionando beneficios a todos los usuarios finales.

A través de la influencia en las funciones del COES, como la elaboración de procedimientos, la gestión del mercado a corto plazo y la resolución de disputas, los actores actuales podrían construir barreras para impedir la entrada de nuevos actores, así como reducir las condiciones competitivas en el sector. Además, considerando que no todos los agentes son miembros del COES, el interés de todos los actores de la industria, particularmente los agentes pequeños o los agentes nuevos (por ejemplo, agregadores, proveedores de flexibilidad, etc.), no está representado en el COES.

La siguiente sección presentará las principales debilidades en el actual gobierno corporativo del COES que podrían afectar las decisiones imparciales del Comité. A partir del conjunto de debilidades identificadas, se elaborarán propuestas de mejora para asegurar un operador del Sistema más independiente.

#### 1. Algunos miembros tienen más influencia que otros en las decisiones del COES.

Como se describe en la sección 3.2.3, según el sistema de votación actual para cada Subcomité considera, cada miembro Registrado tiene un voto. Los acuerdos en la Asamblea se votan primero en cada Subcomisión y luego se calcula el porcentaje de aprobación para cada Subcomisión (se consideran todos los miembros registrados); luego, las aprobaciones del subcomité se promedian para calcular la aprobación general.

La Figura 3-1 muestra los miembros actuales del COES para cada subcomité y clasificados como empresas privadas o empresas estatales.

<sup>119</sup> Fuente: <https://scholar.harvard.edu/whogan/files/iso0696.pdf>

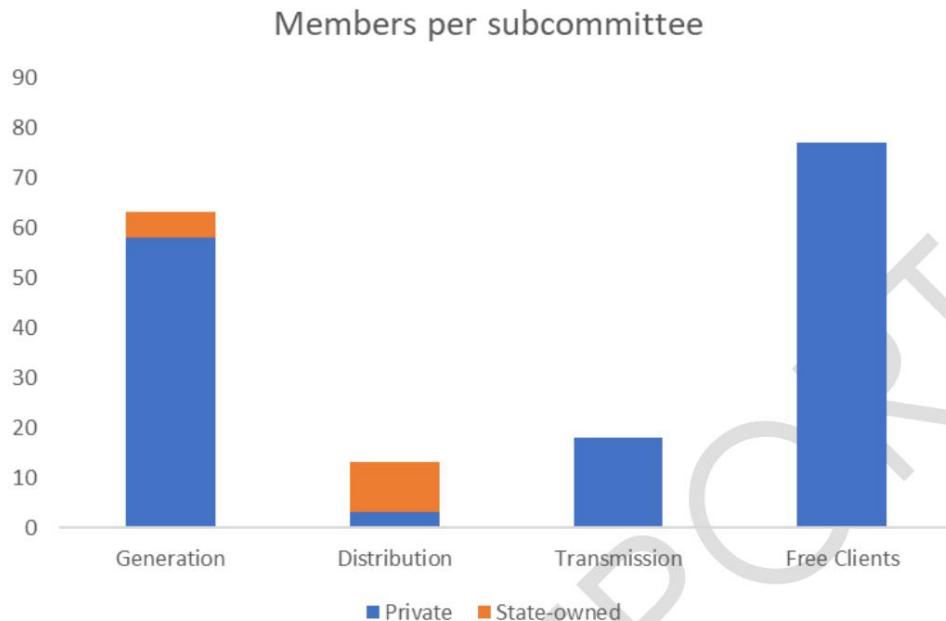


Figura 3-1: Miembros del subcomité

Bajo el sistema de votación actual, algunos miembros pueden tener más influencia en las decisiones adoptadas por los Subcomités y la Asamblea que otras:

- El Gobierno, a través del FONAFE, controla el Subcomité de Distribución, considerando que 10 de los 13 miembros están bajo su control. Por lo tanto, la mayoría Las decisiones y acuerdos en el Subcomité de Distribución son tomados por el FONAFE con poca o ninguna participación de los privados.
- Algunas empresas son holdings que controlan a más de un miembro registrado ya sea en un mismo comité o en comités diferentes. Por ejemplo, ENEL controla 3 corporaciones que son miembros del subcomité de Generación y 1 corporación de la empresa de Distribución, por lo que tiene 3 votos en el primer subcomité y 1 voto en el último subcomité. Otros holdings existentes que cuentan con más de 1 voto son Inkia Energy, Engie, Solarpack y el grupo ISA. Si bien la presencia de estos holdings no ha tenido ningún efecto significativo en las decisiones y acuerdos adoptados en el COES, no hay plena certeza de que no pueda tener algún efecto no deseado en el futuro.
- Considerando el sistema de votación existente, existen incentivos para que las empresas registren múltiples corporaciones en el COES, donde cada corporación controla un proyecto de infraestructura diferente. Por ejemplo, Solarpack controla 3 centrales eléctricas<sup>120</sup>, cada una de ellas a través de una sociedad anónima diferente y todas registradas como entidades separadas en el COES.

Además, la estructura de votación actual no es lo suficientemente flexible para representar a los agentes que operan nuevas tecnologías. Por ejemplo, si un desarrollador de almacenamiento está interesado en ser miembro del COES, ¿en qué subcomité participará: Generación? ¿Usuarios gratuitos? El mismo dilema se aplicará a los agregadores de demanda y/o proveedores de flexibilidad. La ausencia de nuevos agentes en el COES conducirá a una subrepresentación de los intereses de estos agentes en las decisiones tomadas por los diferentes órganos del COES.

<sup>120</sup> Las diferentes entidades son Tacna Solar SAC, Pan American Solar SAC y Moquegua FV SAC

Una de las principales ventajas de algunos de los Operadores Independientes de Sistemas en EE.UU. es que sus responsabilidades son completamente independientes de las de los actores actuales y, por lo tanto, el operador tomará decisiones centradas principalmente en los beneficios potenciales para el sistema en su conjunto, en lugar de centrarse en sesgado por intereses específicos de un grupo específico de jugadores.

Finalmente, el sistema de votación difiere del de asignación presupuestaria. Por un lado, la influencia que cada agente tiene en las decisiones del COES dependerá del número de miembros que controle el agente. Por otro lado, los pagos presupuestarios se asignan en proporción a los ingresos de cada miembro registrados en el mercado de corto plazo. Esta diferencia podría provocar que una pequeña empresa de generación que controla una pequeña cantidad de capacidad instalada pero bajo diferentes corporaciones pueda tener más influencia que una empresa más grande que controla una gran cantidad de centrales eléctricas, pero bajo una sola entidad legal.

### 2. No todos los agentes son miembros del COES.

Como se describe en la sección 3.2.3, existen dos tipos de Miembros Registrados: Miembros Obligatorios y Miembros Voluntarios, donde estos últimos pueden decidir voluntariamente ser miembro pero deben permanecer como miembro durante al menos 3 años y deben financiar una parte del COES presupuesto anual. No existen incentivos suficientes para que los pequeños agentes sean miembros del COES: los costos esperados (pagos presupuestarios) superarán los posibles beneficios esperados (influencia en las decisiones del COES).

De hecho, no hay muchos agentes pequeños que sean miembros actuales del COES. A la fecha existen 77 miembros en el Subcomité de Usuarios Libres, cuando, según el MINEM, para 2018 eran más de 1.700 usuarios libres participando en el mercado<sup>121</sup>.

La falta de incentivos para que los pequeños agentes sean miembros del COES, ha llevado a una subrepresentación de los pequeños actores en las decisiones y acuerdos adoptados por la Asamblea y Dirección Ejecutiva del COES. Una representación adecuada de los pequeños miembros es crucial para el desarrollo de nuevos recursos, como la generación distribuida<sup>122</sup>.

Además, al no ser miembros, los pequeños agentes no pueden impugnar las decisiones tomadas por los órganos del COES y, por tanto, no pueden defender sus intereses. Por ejemplo, un nuevo desarrollador de almacenamiento que no sea miembro del COES, no podría impugnar ante la Dirección Ejecutiva del COES el contenido de un nuevo procedimiento relativo, por ejemplo, a la operación de corto plazo.

### 3. La Junta Directiva del COES no es completamente independiente de los miembros del COES.

Los directores son nombrados por cada Subcomité (cada subcomité elige un Director mientras que el Presidente de la Junta es elegido por la Asamblea). Aunque el cargo de Director dura 5 años, Los Consejeros podrán ser reelegidos un número ilimitado de veces. Además, el Director no puede tener ningún vínculo financiero o comercial con los miembros del COES. Sin embargo, no existen incentivos suficientes que impidan a los Directores actuar en nombre del Subcomité que los eligió.

Si bien los Directores no tienen mandato vinculante con el Subcomité que los nombró, los Directores tenderían a evitar conflictos con las empresas que componen este Subcomité, para permanecer en su cargo y ser reelegidos una vez finalizado su mandato.

Las funciones del Directorio tienen un efecto directo en el desarrollo y operación del sector energético, tales como la aprobación de procedimientos técnicos a ser presentados ante OSINERGMIN, resolver

<sup>121</sup> Source: Estadísticas del Ministerio de Energía y Minas, 2018.

<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2011%20Número%20de%20Clientes%20Mensual%20por%20Sistemas%202018.pdf>

<sup>122</sup> Por ejemplo, en Chile, a enero de 2021, hay casi 1.300 MW de capacidad instalada de generación distribuida.

Fuente: <https://www.revistaei.cl/2021/02/09/capacidad-instalada-de-pmgs-partes-el-ano-con-1-282-mw-operando-en-el-sistema-electrico/>

solicitudes de reconsideración y apelación, supervisar la Dirección Ejecutiva, entre otros.

Considerando la importancia de las responsabilidades de los Directores, la total independencia de su desempeño es crucial para cumplir con criterios no discriminatorios y de eficiencia en la planificación y operación del sistema. Un grado de dependencia de los Directores de los miembros del COES, sumado a una posible sobrerepresentación de algunos agentes en las decisiones del COES, podría conducir potencialmente a sesgos en las acciones del COES.

Hasta la fecha las debilidades identificadas no han causado efectos negativos en el funcionamiento del COES, principalmente por la notable calidad del directorio del COES. Sin embargo, el desempeño del COES no debe depender de la probidad y ética de los miembros de la Junta Directiva, sino que debe regirse por un marco institucional, que independientemente de quiénes pertenezcan a la Junta Directiva, fomentaría y garantizaría una total independencia en las actuaciones y decisiones de los Consejeros, frente a cualquier presión externa de los agentes. Para lograrlo, es importante avanzar hacia un Operador del Sistema con un gobierno corporativo totalmente independiente. El COES existente puede participar y aportar todo el conocimiento y experiencia para apoyar la transición a esta nueva estructura de gobierno corporativo.

### 3.3.2 Resolución de disputas

Como se describe en la sección 3.2.6, los órganos del COES son responsables de resolver disputas relacionadas con la ley aplicable y con respecto a los deberes del COES. Algunas de las funciones del COES que están sujetas a discrepancias son la operación del sistema, la gestión de corto plazo y la planificación de la transmisión. Cualquier decisión tomada por el COES que afecte a los usuarios regulados, queda excluida de este mecanismo de solución de controversias, pudiendo ser impugnada ante el Tribunal de Resolución de Controversias de OSINERGMIN.

Impulsar una correcta transición hacia un nuevo marco regulatorio en el sector eléctrico peruano se necesita un mecanismo claro, transparente y no discriminatorio.

Luego de realizar una revisión exhaustiva del mecanismo de Resolución de Disputas existente, se identificaron los siguientes aspectos que deben ser examinados cuidadosamente para proponer modificaciones.

#### 1. Los Consejeros y el Consejero Ejecutivo podrán ser simultáneamente juzgados y juzgados en discrepancias:

Los mecanismos de resolución de disputas existentes permiten a los miembros registrados impugnar las decisiones del COES. decisiones que afectan sus intereses, derechos y obligaciones. Los afectados pueden impugnar (mediante solicitudes de reconsideración y apelación) las decisiones adoptadas por el Directorio o Dirección Ejecutiva. Eventualmente, los miembros pueden solicitar un proceso de arbitraje que conduciría al establecimiento de tribunales Ad-hoc que decidirían en última instancia. Esto último se aplica también a las decisiones y acuerdos adoptados en la Asamblea; Los miembros registrados pueden impugnar a través de un proceso de arbitraje estas decisiones.

Si bien el mecanismo de Solución de Controversias considera, como último recurso, la intervención de un Tribunal de Arbitraje independiente, todo el proceso tiene varias etapas en las que los órganos del COES son a la vez juez y juzgado en las controversias que involucran sus actuaciones.

Un ejemplo son las impugnaciones presentadas al COES que involucran "la asignación de responsabilidades y determinación de compensaciones relacionadas con el incumplimiento de las normas establecidas en la NTCSE". El incumplimiento de las normas NTCSE puede deberse a decisiones tomadas por la Dirección Ejecutiva al coordinar la operación del sistema. El Ejecutivo

La dirección es la encargada de asignar responsabilidades y asignar pagos de compensaciones.

Sin embargo, por tanto, el Director Ejecutivo también será responsable de resolver, en primera instancia, las impugnaciones que presenten los miembros respecto de la asignación de responsabilidades y remuneraciones. Por tanto, el Director Ejecutivo será a la vez parte y juez de la controversia.

Por ejemplo, en 2019 se presentaron 119 solicitudes de Reconsideración ante la Dirección Ejecutiva, 91 solicitudes de apelación ante la Junta y solo 3 procesos de arbitraje ante el Tribunal<sup>123</sup>. El bajo porcentaje de impugnaciones presentadas al Tribunal en comparación con las solicitudes de reconsideración y apelación, muestra que o la Resolución de Controversias satisfizo a ambas partes involucradas o bien los gastos involucrados en un Proceso de Arbitraje (que requiere el establecimiento de un Tribunal Ad-Hoc) o su falta de competencias técnicas disuadiría su solicitud por parte de los miembros.

Además, es importante evaluar cómo se forman los tribunales Ad-hoc, y en lugar de tener tribunales temporales, crear un Panel de Expertos Independientes permanente que pueda resolver cualquier discrepancia en el sector energético. La mayoría de las discrepancias presentadas ante los Tribunales de Arbitraje son técnicas y requieren un conjunto específico de conocimientos y habilidades, por lo que se necesitan expertos del tribunal con profunda experiencia en el sector energético. Además, estos expertos no deben tener ningún conflicto de intereses con las partes del arbitraje. Estos últimos requisitos son difíciles de cumplir teniendo en cuenta que los peritos del Tribunal con experiencia trabajan en su mayoría en las industrias energéticas y por tanto tienen vínculos con los agentes involucrados.

### 3.3.3 Funciones del COES

Finalmente, el operador del sistema debe tener las responsabilidades necesarias que le permitan orientar al sector energético peruano hacia un nuevo sector energético de futuro, persiguiendo e incrementando la seguridad energética cumpliendo con criterios de eficiencia, justicia y equidad, así como cumpliendo con los compromisos peruanos en materia de gases de efecto invernadero. emisiones de gases.

Por un lado, el COES debe garantizar condiciones competitivas en los diferentes mercados futuros que fomenten una participación no discriminatoria de todos los actores actuales y nuevos. Por otro lado, como operador del sistema, el COES debe tener la función relevante de garantizar la seguridad y calidad del suministro, haciendo frente a la variabilidad de las fuentes renovables variables y la participación de carga.

Se identificaron las siguientes responsabilidades del COES y deben ser evaluadas cuidadosamente antes de proponer posibles mejoras.

#### 1. Operación y gestión del mercado de BE

La estructura organizativa del COES, como se muestra en la Figura 3-2, delega en una sola entidad la operación del sistema y la gestión del mercado de corto plazo (Dirección de Operaciones).

Actualmente, el COES realiza el despacho considerando las cargas, características de las centrales, precios de los combustibles, disponibilidad hídrica, restricciones del sistema, criterios de seguridad, entre otros elementos. Una vez realizado el despacho, se calculan los costos marginales en cada nodo, siguiendo la definición establecida en la LCE<sup>124</sup>. Una vez calculados los costos marginales, el COES calcula las transferencias de energía a costos marginales entre los agentes, considerando las inyecciones de las centrales y los retiros de los usuarios.

La consolidación de las funciones de operación del sistema y responsabilidades de gestión del mercado se justifica por el marco regulatorio existente: los resultados obtenidos por la operación del sistema se utilizan como insumos para estimar los costos marginales y gestionar el mercado de corto plazo.

Sin embargo, se necesitaría una estructura diferente del COES si el sector energético avanza hacia un nuevo marco eléctrico, que implique la modernización de los segmentos de generación, transmisión y distribución. Se requerirán nuevas funciones y capacidades si se incorporan nuevos mecanismos basados en el mercado (siguiendo el ejemplo de CAISO, NYISO, ERCOTT, PJM,

123 Fuente: Informe anual COES 2019. <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Memorias>

124 La Definición N°5 de la LCE define los costos marginales como "Costo de suministro de una unidad adicional de electricidad en cada barra".

mercado español, mercado británico, entre otros), tales como despachos basados en ofertas, subastas de capacidad, subastas de servicios auxiliares, entre otros. Las habilidades y capacidades necesarias para coordinar nuevos mecanismos basados en el mercado son completamente diferentes de las capacidades actuales que se requieren para gestionar el mercado de corto plazo. Se necesitan nuevas capacidades, como la coordinación de múltiples agentes, la liquidación de mercados y las responsabilidades de reasentamiento, entre otras. Además, se requerirán mejoras en la estructura de TI para gestionar un aumento significativo de la información que se compartirá debido a la interacción en tiempo real de múltiples agentes.

El marco existente implica una fuerte interdependencia entre el funcionamiento del sistema y la gestión del mercado a corto plazo. El marco futuro probablemente contará con varios mercados que, si bien se verán afectados por el funcionamiento del sistema, se comportarán de forma más independiente. Las actividades relacionadas con la coordinación del mercado y la operación del sistema deben delegarse en diferentes áreas, donde cada área debe estar altamente especializada en sus responsabilidades.

Además, las funciones actuales delegadas a la Dirección de Operaciones no incluyen responsabilidades de seguimiento de la competencia. La incorporación de nuevos mecanismos basados en el mercado, incluyendo posiblemente la participación de diferentes recursos de generación y carga en la provisión de energía, potencia y servicios auxiliares. Será necesaria una vigilancia activa de la competencia para evitar conductas dominantes en el mercado por parte de actores nuevos o existentes. Estas responsabilidades actualmente no las desempeñan ni el COES, ni el OSINERGMIN ni el INDECOPI<sup>125</sup>. Se debe hacer una evaluación cuidadosa de quién debería tener estas funciones, ya sea el COES, el OSINERGMIN o una entidad diferente.

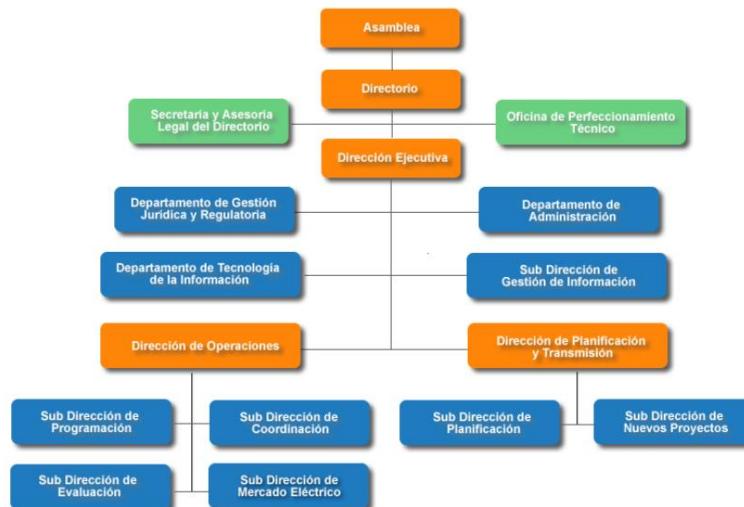


Figura 3-2 Estructura organizacional del COES

## 2. Planificación de la transmisión

La Ley N° 28.832 define varias funciones de Interés Público asignadas al COES, entre ellas la “Elaboración de la propuesta del Plan de Transmisión bajo aprobación del Ministerio de Energía y Minas”.

<sup>125</sup> El INDECOPI es la entidad encargada de monitorear la competencia en el mercado. Sin embargo, esta entidad supervisa todos los sectores y no sólo el sector energético y, por lo tanto, no tiene las capacidades técnicas específicas para comprender las complejidades involucradas en el sector eléctrico.

Como se describirá detalladamente en el siguiente capítulo los planes de transmisión son elaborados cada 2 años por el COES, revisados por OSINERGMIN y aprobados por el MINEM.

Para garantizar una total transparencia en el proceso de planificación, actualmente se establece un Consejo de Planificación de Transmisión, compuesto por un representante de las empresas generadoras, distribuidoras y usuarios libres, y dos representantes de las empresas transmisoras. Este consejo supervisa el proceso de planificación y participa en cada una de las etapas del proceso y tiene la última palabra en la propuesta final.

El plan de transmisión es muy técnico y detallado y el COES lo ha ejecutado exitosamente. Por lo tanto, este proceso debe permanecer bajo la conducción del COES y no se deben realizar cambios significativos.

Sin embargo, como se explicará detalladamente en el siguiente capítulo, el marco existente carece de planes energéticos estratégicos que no sólo planifican la expansión del sistema de transmisión, sino también el desarrollo (al menos de manera indicativa) de la capacidad de generación, el desarrollo de enlaces de transmisión internacional y una nueva expansión del gas natural.

infraestructura. Este proceso de planificación estratégica debe i) considerar un enfoque holístico y menos detallado, ii) considerar un horizonte de largo plazo (30 años) y iii) debe perseguir la maximización del bienestar social neto, considerando los costos de operación e inversión, la reducción de gases de efecto invernadero emisiones, el cumplimiento de los compromisos locales de emisiones, lograr el desarrollo regional y la independencia energética, entre otros objetivos.

#### El estratégico

El proceso debe ser realizado por una entidad diferente y debe contar con todos los insumos necesarios para todo el proceso de planificación y desarrollo que se lleva a cabo en cada uno de los diferentes segmentos.

#### 3. Operación de Enlaces de Transmisión Internacionales.

El marco regulatorio actual sólo establece reglas respecto de la operación y gestión de las transacciones internacionales de energía entre Perú y Ecuador, dado que ese es el único vínculo internacional existente.

Funciones del COES definidas por la Ley N° 28.832, y en materia de enlaces de transmisión internacional, consisten en "Coordinar las líneas de interconexión internacional y las transacciones energéticas internacionales". Además, el DS N° 011-2012-EM y el PT N° 43 establecen las principales responsabilidades del COES en las interconexiones internacionales, principalmente relacionadas con la coordinación y operación de enlaces internacionales y la gestión de transacciones internacionales de energía.

Actualmente se encuentra en subasta una línea de transmisión que refuerza la interconexión entre Ecuador y Perú<sup>126</sup>. Este proyecto fue resultado del plan de transmisión 2013-2022, elaborado por el COES, considerando proyectos presentados por agentes y finalmente revisados por OSINERGMIN.

La coordinación y operación de enlaces internacionales así como la gestión de transacciones internacionales son funciones que deben ser responsabilidad del COES. Sin embargo, la planificación de nuevos enlaces internacionales debería incluirse primero en un proceso de planificación energética a largo plazo, llevado a cabo por una entidad diferente. En el siguiente capítulo se incluirá un análisis adicional de esta función.

#### 3.4 Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.

El próximo informe incluirá un conjunto de propuestas para mejorar el marco institucional del COES. La metodología para la elaboración de propuestas considerará las siguientes actividades:

- Revisar también el diagnóstico de institucionalidad del COES elaborado en este informe.  
comentarios adicionales enviados por los revisores.

<sup>126</sup> El proyecto es una línea de transmisión en 500kV que conecta la barra La Niña (Perú) y la barra Frontera (Ecuador)

- Analizar mercados de referencia: Mercados con Operadores de Sistemas Independientes en EE.UU. (PJM, CAISO), Chile (CEN) y Canadá (IESO).
- El análisis se centrará en los siguientes temas: i) gobierno corporativo, ii) restricciones en la participación de empresas integradas verticalmente, iii) mecanismos de resolución de disputas, iv) unidades de operación del sistema y gestión del mercado y v) actividades de seguimiento del mercado.
- Finalmente, con base en las actividades anteriores se generará un conjunto de propuestas y recomendaciones. ser elaborado.

DRAFT REPORT

## 4 Integración de la Planificación Energética

### 4.1 Marco normativo

#### 4.1.1 Segmento de Generación

La Ley de Concesión Eléctrica (LCE), promulgada en 1992, fija las principales reglas del segmento de generación. LCE define una nueva estructura de mercado e impone un nuevo proceso tarifario.

Los principales objetivos de la ley consistían en crear un entorno estable para promover la inversión de nueva capacidad de generación y, por tanto, ampliar la cobertura de la oferta.

La estructura tarifaria considera los precios de la energía a corto plazo establecidos por costos marginales y pagos de capacidad que fomentan la provisión de nueva capacidad eléctrica. Según el nuevo marco regulatorio (1992), el segmento de generación está descentralizado, no regulado y sujeto a competencia.

La Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28.832), promulgada en 2006, introduce cambios adicionales al segmento de generación. Uno de los principales objetivos de la ley es promover la provisión de suministro de energía a través de tarifas energéticas eficientes. Esta ley mantiene los principios económicos básicos de la LCE, para la determinación de los precios de generación y promover la competencia en el mercado mayorista. Además, la Ley N° 28.230, introduce procesos de licitación pública como principal herramienta para satisfacer la demanda de los consumidores de las distribuidoras al menor precio posible, aumentar la adecuación de la oferta e incentivar el desarrollo de nuevas centrales eléctricas. La Ley N° 28.832, el Reglamento de las Subastas de Largo Plazo y el Procedimiento de las Subastas de Largo Plazo fijan los principales lineamientos respecto de las Subastas de Largo Plazo para el suministro regulado.

usuarios.

Últimamente, en la última década, se promulgaron varias leyes fuera del mercado que perseguían objetivos de política pública y promovían el desarrollo de tecnologías de generación específicas. El Decreto Legislativo N° 1.002 (Ley RER) y el Reglamento del RER promueven el desarrollo de fuentes de energía renovables. Mientras tanto, el Decreto de Urgencia N° 032-2010 y la Resolución Suprema introducen subastas de largo plazo que promueven el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas. Asimismo, se publicaron la Ley N° 29.970, el Reglamento de la Ley N° 29.970, el Decreto de Urgencia N° 121-2009 y el Decreto Legislativo N° 1.041, promoviendo el desarrollo de la capacidad de reserva fría, con el objetivo de incrementar la seguridad del suministro. Finalmente, la promoción del uso del gas natural en el sector de generación a través del desarrollo del proyecto CAMISEA y la promulgación de leyes específicas sobre la producción y transporte de Gas Natural desde los campos de CAMISEA ha impulsado el desarrollo de centrales eléctricas a base de gas.

#### 4.1.2 Segmento de Transmisión

##### 4.1.2.1 Normas principales

El marco regulatorio del sector eléctrico ha experimentado varias modificaciones a lo largo de las últimas décadas.

En materia de transmisión, las principales leyes y estatutos que han impulsado los principales aspectos de la actual normativa del sistema de transmisión son la LCE y su reglamento (DS N° 009-93-EM conocido como "RLCE"), la Ley N°28.832 y la Reglamento de Transmisión.

La LCE establece normas que rigen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad. Para los sistemas de transmisión, la principal característica de esta ley es que las actividades de transmisión pueden ser desarrolladas por actores locales y extranjeros cuando cumplen plenamente con las leyes locales. Se necesita una concesión definitiva cuando las instalaciones impactan sobre bienes inmuebles.

La LCE también establece la definición de acceso abierto, lo que significa que los concesionarios están obligados a permitir que terceros se conecten a sus instalaciones de transmisión cuando lo soliciten.

En cuanto a las tarifas de transmisión, están reguladas por OSINERGMIN.

Además, a través del RLCE, el MINEM establece dos categorías para los sistemas de transmisión, el Sistema de Transmisión Principal ("SPT") y el Sistema de Transmisión Secundario ("SST").

La Ley N°28.832 tuvo como objetivo mejorar las principales normas establecidas en la LCE. Esta ley introdujo dos nuevas categorías para los sistemas de transmisión: el Sistema de Transmisión Garantizado ("SGT") y el Sistema de Transmisión Complementario ("SCT"). Estos nuevos sistemas corresponden a los que inició sus operaciones comerciales luego de la promulgación de esta ley y son adicionales a los SPT y SST existentes bajo las normas de la LCE.

Esta ley también establece que las instalaciones del SGT son parte del Plan de Transmisión y resultado de un proceso de licitación pública que permite al concesionario operar comercialmente sus instalaciones de transmisión por 30 años. Al finalizar este período, todas las instalaciones deberán ser devueltas al Estado sin costo alguno, excepto los costos remanentes de Refuerzo. Sin embargo, dos años antes de la fecha de vencimiento del contrato, el COES evalúa la conveniencia de seguir utilizando las instalaciones. En este caso, el MINEM puede incluir dichas instalaciones en el próximo proceso de licitación pública.

El Plan de Transmisión es un proceso obligatorio que ocurre cada dos años. Los principales aspectos del proceso de elaboración del Plan de Transmisión están recogidos en el DS 027-2007-EM, que también incluye lineamientos para los procesos de licitación y compensaciones tarifarias para los sistemas Garantizado y Complementario. En este decreto también se encuentran varias modificaciones de la LCE.

La RM 129-009-MEM-DM establece los "Criterios y Metodología para el Plan de Transmisión", junto con sus modificaciones establecidas por la Resolución Ministerial del MINEM RM 051-2018-MEM-DM. DS 018-2016-EM (que introduce modificaciones a la LCE y al DS 027-

2007-EM) también es relevante para el actual proceso de elaboración del Plan de Transmisión.

Cabe mencionar que hubo un primer acercamiento a una licitación pública en la que se adjudicaron concesiones de largo plazo a empresas privadas antes de la promulgación de la Ley N° 28.832.

Esta situación se dio con la promulgación del DS N° 059-96-PCM, conocido como Texto Único Ordenado o "TUO".

Se adjudicaron concesiones a tres empresas privadas: Consorcio Transmantaro SA en 1998, Red Eléctrica Perú SA en 1999 y Eléctrica ISA Perú SA en 2001. Estos contratos tienen una vigencia de alrededor de 30 años cada uno. La Ley N°28.832 estableció que estos contratos pasarán a formar parte del SGT al finalizar su período de concesión si el COES determina que el uso de dichas instalaciones aún es necesario<sup>127</sup>.

Además, en 2002 la empresa privada Red de Energía del Perú SA se adjudicó una concesión que permite la gestión y operación de las empresas estatales ETECEN y ETESUR. Estas empresas representaban alrededor del 70% del total de líneas de transmisión en términos de extensión en 2001. De manera similar a los contratos TUO, esta concesión se adjudicó por un período de 30 años y se conoce como contrato "RAG", ya que su Los costes de inversión, operación y mantenimiento se remuneran mediante una Retribución Anual Garantizada.

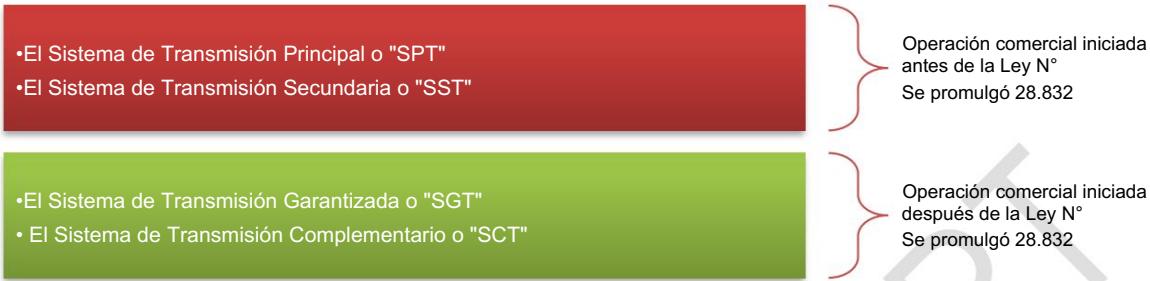
#### 4.1.2.2 Sistema de transmisión existente

La transmisión de energía eléctrica se realiza a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional o "SEIN", y en mucha menor medida a través de los Sistemas Aislados o "SSAA".

<sup>127</sup> De hecho, una vez finalizados los plazos de estas concesiones, la infraestructura se subastará siguiendo el marco de la SGT.

En términos de voltaje, se pueden reconocer dos niveles en los sistemas de transmisión: los sistemas de Alta Tensión (60 kV, 138 kV o 220 kV), y los sistemas de Muy Alta Tensión (superiores a 230 kV, en este caso 500 kV).

Como se explicó anteriormente, el sistema de transmisión actualmente consta de 4 categorías diferentes:



El SPT es una parte del sistema de transmisión, común a un conjunto de generadores del sistema interconectados, que permite el intercambio de electricidad. También permite a los generadores intercambiar capacidad y energía en cualquier barra colectora del sistema.

La SST es una parte del sistema de transmisión destinada a transferir electricidad desde una barra colectora SPT a un distribuidor o consumidor final, o para transferir electricidad desde una planta de generación a una barra colectora SPT. El SST permite a los generadores intercambiar tanto capacidad de potencia como energía en la barra colectora de cualquier sistema.

El SGT está compuesto por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación pública. Estas instalaciones de SGT siguen siendo de propiedad estatal, pero una empresa privada posee la concesión por un período determinado.

La SCT consiste en instalaciones de transmisión cuya construcción es resultado de la iniciativa propia de uno o varios agentes (empresas generadoras, empresas transmisoras y/o Usuarios Libres).

Los SCT también pueden ser resultado de facilidades aprobadas en el Plan de Inversiones por el OSINERGMIN.

La SCT puede ser parte del Plan de Transmisión o no. En este último caso, si las instalaciones satisfacen exclusivamente las necesidades de demanda energética y han sido priorizadas por el MINEM, estas instalaciones formarán parte de un proceso de licitación similar a lo que ocurre con las instalaciones del SGT.

En términos de remuneración, las cuatro categorías mencionadas anteriormente tienen en común que tanto las compensaciones (pagos realizados por las empresas generadoras) como las tarifas (pagadas por cualquier otro usuario final) buscan cubrir todos los costos anuales de inversión, operación y mantenimiento.

Los Concesionarios cuyas instalaciones permitan transferir energía a un Usuario Libre o permitan a Generadores inyectar energía al SEIN, podrán suscribir contratos de libre negociación.

#### 4.1.3 Sector del Gas Natural

##### 4.1.3.1 Normas principales

El marco regulatorio general que rige el sector del gas natural está compuesto por la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26.221, sancionada en 1993, y consolidada por el Texto Único Ordenado aprobado por el DS 042-2005-EM) y la Ley de Fomento al Desarrollo de la Industria del Gas Natural (Ley N° 27.133).

La Ley N° 26.221 fijó las principales normas relativas a las actividades de hidrocarburos en el territorio peruano, asignando al Estado las responsabilidades de promover las actividades de hidrocarburos, en condiciones de competencia y acceso abierto, y por ende, perseguir el desarrollo nacional y en consecuencia, el bienestar social. El MINEM es responsable de elaborar, aprobar, proponer, y aplicar las políticas del sector, así como velar por el cumplimiento de la Ley N° 26.221 y dictar las normas pertinentes.

Por otro lado, la Ley N° 27.133 establece condiciones específicas en materia de promoción y desarrollo de la industria del gas natural. Los objetivos de la ley son fomentar la competencia y promover la diversificación de las fuentes de energía que contribuirían a aumentar la confiabilidad del suministro energético, así como reforzar la competitividad de las industrias nacionales.

Otras leyes que rigen el sector son la Ley de Refuerzo de la Seguridad Energética (Ley N° 29.970), el Reglamento de la Ley N° 27.133 (aprobado por DS N° 040-99-EM), el Reglamento de Distribución de Gas Natural (aprobado por DS N° 040-2008-EM), el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos (aprobado por DS N° 081-2007-EM), y las Normas que Promueven el Consumo Masivo de Gas Natural (aprobado por DS N° 063-2005-EM), entre otros.

#### 4.1.3.2 Actividades reguladas y no reguladas

La Industria del gas natural comprende cinco actividades: i) exploración, ii) producción, iii) transporte, iv) distribución y v) comercialización. Tradicionalmente, el gas natural

la transferencia de un punto a otro se realiza a través de redes de suministro, ductos o gasoductos virtuales, que están diseñados para atender a un diverso tipo de usuarios. Estas redes están destinadas exclusivamente al suministro de gas a través de redes domiciliarias a nivel residencial o mediante redes de enlace con la red principal de distribución para suministro industrial.

Las primeras cuatro actividades mencionadas anteriormente requieren inversiones importantes para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro. También se asume un conjunto de riesgos, tales como fallas en los procesos de exploración y riesgos en la gestión de la seguridad, entre otros. Paralelamente, estas inversiones tienen la particularidad de ser irrecuperables y específicas del núcleo de negocio, ya que no es posible reconvertir o reubicar a otro tipo de uso la infraestructura instalada en caso de que las empresas operativas abandonen el servicio. Estas inversiones se constituyen en costes estancados irreversibles, que desencadenan una asimetría esencial entre las empresas establecidas y las potenciales empresas entrantes. Esta situación se da porque actúa como barreras de entrada, lo que permite a las empresas gozar de cierto grado de poder monopólico, especialmente en el transporte y la distribución, lo que las convierte en actividades sujetas a regulación de precios.

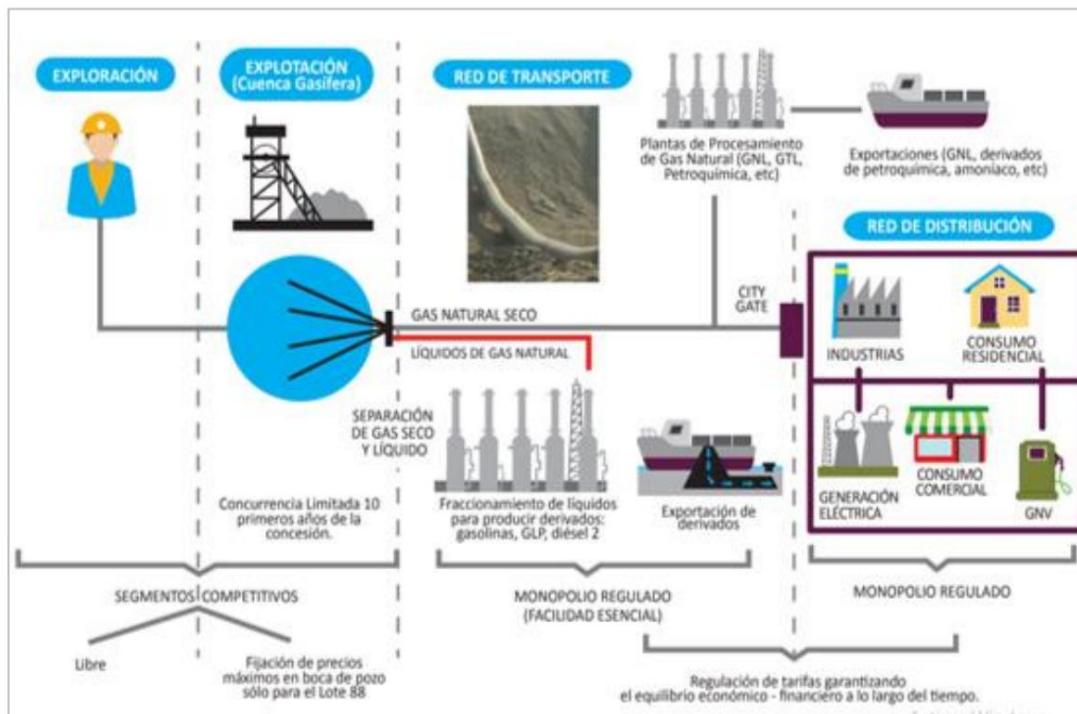
Según la Ley N° 26.221, la exploración, la producción y el proceso son actividades no reguladas que se desarrollan en un mercado competitivo. Los precios en boca de pozo no están sujetos a fijación de tarifas por parte del OSINERGMIN<sup>128</sup>. Además, las actividades de transporte y distribución de Gas Natural Comprimido y Gas Natural Licuado a través de ductos virtuales<sup>129</sup>, dirigidas a consumidores residenciales, industriales, comerciales y de transporte, también se llevan a cabo en un mercado competitivo. El Estado no interviene en este mercado.

Las actividades de transporte y distribución de gas natural a través de redes de ductos están sujetas a regulación tarifaria por parte del OSINERGMIN. Estos incluyen el transporte a través de ductos desde CAMISEA hasta City Gate en Liema – Lurín, operados por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP); el sistema de distribución a través de redes de ductos en Lima y El Callao, operado por la empresa Calidda, y el sistema de distribución a través de redes de ductos en el departamento de Ica operado por la empresa Contugas.

<sup>128</sup> Sin embargo, el marco regulatorio que rige el proyecto CAMISEA, establece topes de precios para los acuerdos de licencia entre Perupetro y los productores de gas natural, respecto de las reservas probadas de producción (como el Lote N° 88). Esto se explicará en el Capítulo 5.

<sup>129</sup> Los gasoductos virtuales son sistemas de transporte de gas natural compuestos por plantas compresoras, sistemas modulares de compresión natural unidades de transporte de gas, e instalaciones de consumo o distribución, tales como estaciones de Gas Natural Vehicular.

Otras actividades reguladas son aquellas concesiones otorgadas por el Estado Peruano, cuyo objetivo es promover el uso del Gas Natural<sup>130</sup> y el proyecto de Masificación del Uso del Gas Natural<sup>131</sup>.



#### 4.2 Procesos de planificación y nuevas iniciativas de desarrollo de infraestructura.

##### 4.2.1 Desarrollo de capacidades de generación

El segmento de generación no está regulado y sujeto a competencia. Reformas del sector energético (1992) esperaban que los inversores privados realizaran inversiones de forma independiente en infraestructura de generación, siguiendo las señales del mercado.

Sin embargo, como se describió anteriormente, los gobiernos peruanos han asumido un papel de liderazgo al promover leyes fuera del mercado que persiguen objetivos de política pública, incluido el aumento de la seguridad del suministro de combustible y la diversificación geográfica, el desarrollo de fuentes de energía renovables, entre otros.

En la última década se han realizado cuatro procesos diferentes de licitación pública promoviendo la participación de empresas generadoras, que compiten por suscribir el suministro eléctrico a largo plazo.

<sup>130</sup> Estas concesiones son el sistema de distribución de gas natural a través de la red de gasoductos de la concesión norte que cubre las ciudades de Huaraz, Lambayeque, Chimbote, Trujillo, Chiclayo, Cajamarca y Pacasmayo, que es operada por Gases del Pacífico. Así como el sistema de distribución de gas natural a través de la red de ductos de la concesión suroeste que cubre las ciudades de Arequipa, Moquegua, Tacna e Ilo, operada por Gas Natural Fenosa Perú. Estas concesiones serán abastecidas desde la Planta Melchorita a las respectivas ciudades bajo el concepto de ductos virtuales, que consiste en transportar GNL en camiones cisterna hasta las plantas de regasificación estratégicamente ubicadas en dichas ciudades y desde allí se distribuirán a través de ductos subterráneos para abastecer la demanda residencial, industrial, comercial y vehicular.

<sup>131</sup> Este proyecto suministra gas natural comprimido a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Cusco, Juliaca y Puno. Para ello existe un contrato de asociación público-estatal suscrito con la empresa Transportadora Andina de Gas Natural Comprimido (TGNCA).

contratos (energía y/o potencia). Estos procesos aseguran, por un lado, que los usuarios regulados puedan cubrir sus necesidades energéticas a través de acuerdos a largo plazo y, por otro lado, fomentan el desarrollo de nueva capacidad de generación.

Las principales características del proceso de licitación pública se resumen en la siguiente tabla:

Tabla 4-1: Procesos de licitación competitiva

Subasta	Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados	Subastas eléctricas para impulsar el desarrollo de centrales hidroeléctricas	Subastas de fuentes de energía renovables <sup>132</sup>	Subastas de reserva fría <sup>133</sup>
Normas que rigen los términos de la subasta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley N° 28.832.</li> <li>• DS N° 052-2007-EM</li> <li>• Procedimiento OSINERGMIN N° 688-2008-OS-CD</li> <li>• Términos de la subasta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley N° 28.832</li> <li>• Decreto de Urgencia 032-2010</li> <li>• Resolución Suprema N° 064-2010-EF</li> <li>• Resolución Ministerial N° 564-2010-MEM/DM</li> <li>• DS N° 003-2011</li> <li>• DS N° 008-2011-EM</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley RER</li> <li>• DS Supremo 012-2011-EM</li> <li>• Términos de la subasta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ley N° 29.970.</li> <li>• DS N° 038-2013-EN.</li> <li>• Decreto de Urgencia N° 121-2009.</li> <li>• Decreto Legislativo N° 1.041.</li> </ul>
objetivo de la subasta	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizar el suministro eficiente de los usuarios finales regulados, promover el desarrollo de nuevas centrales eléctricas, promover la competencia y aprovechar economías de escala.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Garantizar el suministro eficiente de los usuarios finales regulados, promover el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas, diversificar el suministro eléctrico.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Promover el desarrollo de energías renovables fuentes.</li> <li>• La energía subastada se determina considerando: i) la demanda futura de electricidad esperada, ii) la participación objetiva del TCR en el mix de generación, fijada por el MINEM, y iii) Energía RER ya adjudicada.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incrementar la adecuación del sistema.</li> <li>• Promover el desarrollo de nuevas tecnologías térmicas.</li> <li>capacidad y aumentar el margen de reserva del sistema.</li> </ul>
Entidades involucradas en el proceso	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Descentralizado proceso.</li> <li>• Cada empresa distribuidora es responsable de la previsión de carga, fijación de potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proceso centralizado realizado by Proinversión.</li> <li>• Proinversión es responsable de elaborar los términos de la subasta y definir la potencia.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Centralizado proceso.</li> <li>• El MINEM evalúa cada 2 años la realización de una nueva subasta, define la energía total requerida y el</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Centralizado proceso.</li> <li>• MINEM evalúa cada 2 años, considerando la propuesta del COES y la opinión del OSINERGMIN la</li> </ul>

<sup>132</sup> Las fuentes de energía renovables (RER) están definidas en el Decreto Legislativo N° 1.002. La Ley RER en su artículo N° 3 establece que las plantas de biomasa, eólica, solar, geotérmica, mareomotriz y hidráulica de menos de 20 MW califiquen como RER.

<sup>133</sup> De acuerdo a la definición incluida en las bases de la subasta, las plantas de reserva fría corresponden a centrales térmicas que están disponibles para suministrar energía y potencia cuando ocurren eventos de escasez de suministro o por eficiencia operativa.

Subasta	Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados	Subastas eléctricas para impulsar el desarrollo de centrales hidroeléctricas	Subastas de fuentes de energía renovables <sup>132</sup>	Subastas de reserva fría <sup>133</sup>
	<p>requisitos<sup>134</sup>, y realizar la subasta organizar sus propias subastas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las empresas distribuidoras deberán informar al MINEM y al OSINERGMIN su intención de realizar una subasta.</li> <li>• Las bases de subasta son elaboradas por las empresas distribuidoras y aprobadas por OSINERGMIN.</li> <li>• Los compradores son empresas distribuidoras que abastecen a los consumidores regulados (y algunos consumidores libres) en sus áreas de concesión.</li> </ul>	<p>Requisito para ser subastado.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las empresas distribuidoras (principalmente empresas estatales) son el comprador final. Sin embargo, algunas subastas incluyen a Electroperú (empresa estatal) como comercializadora que compra la energía a los postores y suministra a las empresas distribuidoras.</li> </ul>	<p>porcentaje a subastar para cada tecnología.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Convoca subastas OSINERGMIN.</li> <li>• El MINEM es responsable de elaborar las bases de la subasta.</li> <li>• Un comité compuesto por 2 miembros (uno designado por OSINERGMIN y el otro designado por el MINEM) conduce la subasta.</li> <li>• El MINEM, en representación del Estado, firma los contratos con los adjudicatarios, aunque los compradores finales son todos usuarios finales.</li> </ul>	<p>realización de una nueva subasta.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El MINEM define la ubicación en la que se desarrollará el proyecto, la capacidad requerida y la fecha de operación comercial.</li> <li>• Las subastas son realizadas por Proinversión.</li> <li>• El MINEM, en representación del Estado, firma los contratos con los adjudicatarios, aunque los compradores finales son todos usuarios finales.</li> </ul>
Período de contrato	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entre 5 y 20 años.</li> <li>• Las últimas subastas han fijado una subasta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Las últimas subastas se consideraron de 15- período de contrato de un año.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La última subasta se consideró una de 20- período de contrato de un año.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Duración máxima: 20 años.</li> <li>• Todas las subastas celebradas han fijado un plazo de 20 años. período de contrato.</li> </ul>

<sup>134</sup> Si bien las Empresas Distribuidoras son responsables de definir sus requerimientos de potencia y energía, la Ley N° 28.832 establece varios límites respecto de la potencia y energía adquiridas a través de subastas de energía. Al menos el 75% de la demanda de los usuarios regulados deberá ser abastecida mediante contratos superiores a 5 años (artículo N° 4.4.). Además, las empresas Distribuidoras deberán realizar procesos de subasta con 3 años de anticipación, para evitar retiros no respaldados por contratos (artículo N° 5.1). Finalmente, las Empresas Distribuidoras deberán realizar procesos de subasta con anticipación menor a 3 años sólo por el 10% de su demanda regulada (artículo N° 5.2).

Por otro lado, la Ley N° 28.832 establece que las Empresas Distribuidoras deberán adquirir la energía demandada por las empresas distribuidoras a través de dos vías (artículo N°3):

- 1) Los convenios se suscriben mediante procesos de licitación pública.
- 2) Acuerdos negociados bilateralmente; incluidos los precios que no superen los precios de barra.

En cuanto a los precios de barra (el componente de generación), el precio de la capacidad se calcula como el costo de expansión de la generación para satisfacer la demanda máxima (como se describió anteriormente), el precio de la energía regulada es un promedio ponderado de los costos marginales futuros esperados. Estos costos marginales futuros son calculados por el regulador con un modelo informático. Luego, estos precios se ajustan si difieren en más del 10% del precio promedio de los contratos adjudicados mediante procesos de licitación pública.

Si bien la normativa actual incentiva a las empresas distribuidoras a contratar la carga total de sus usuarios regulados, varias empresas distribuidoras han requerido retirar energía no respaldada por contratos. Estos retiros se valorizan a precios de barra y se asignan a las empresas generadoras de acuerdo con sus ventas físicas y de energía firme.

Subasta	Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados	Subastas eléctricas para impulsar el desarrollo de centrales hidroeléctricas	Subastas de fuentes de energía renovables <sup>132</sup>	Subastas de reserva fría <sup>133</sup>
	período. entre 5 y 10 años.			
Tiempo de espera	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las subastas deben realizarse al menos 3 años antes del inicio del suministro<sup>135</sup>.</li> <li>Últimas subastas se han celebrado entre 5 y 6 años antes de su fecha de inicio de suministro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las subastas deben realizarse al menos 3 años antes del inicio del suministro<sup>136</sup>.</li> <li>La última subasta se realizó entre 5 años antes de su fecha de inicio de suministro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El MINEM evalúa cada 2 años la realización de una nueva subasta.</li> <li>Sin embargo, sólo se han realizado 4 subastas. La última subasta se celebró en 2014.</li> <li>La última subasta consideró un plazo de más de 1,5 años entre el anuncio de los resultados de la subasta y la Fecha de Operación Comercial referencial fijada para los adjudicatarios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>El MINEM evalúa cada 2 años la realización de una nueva subasta.</li> <li>Se han realizado 3 subastas (la última en 2013)</li> <li>Las centrales eléctricas adjudicadas deberán comenzar a operar dentro de los 2 años siguientes a la fecha de finalización de la subasta.</li> </ul>
¿Qué se subasta?	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerza.</li> <li>La empresa distribuidora fija una capacidad requerida para ser subastada (Última subasta requería una capacidad total de 300 MW).</li> <li>Los generadores ofrecen una cantidad de capacidad (MW) un precio de energía en hora pico (en moneda local/kWh) y un precio de energía en hora no pico (en moneda local/kWh).</li> <li>Los precios de la energía están asociados a la energía que será suministrada al poder del comité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerza.</li> <li>Proinversión fija una capacidad requerida para subastar (la subasta realizada en 2011 requirió una capacidad total de 500 MW).</li> <li>Los generadores ofrecen un monto de capacidad (MW) un precio de energía en hora pico (en USD/MWh) y un precio de energía en hora no pico (en USD/MWh). Los precios de la energía están asociados a la energía que se suministrará al poder del comité.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Energía</li> <li>Los participantes ofrecen una cantidad de energía (en MWh) y un precio monómico (en USD/MWh que incluye pagos de energía y potencia).</li> <li>Los postores deberán especificar el punto de entrega, la cantidad mínima de energía que están dispuestos a adjudicarse y la capacidad de la planta que respalda la oferta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fuerza</li> <li>Los generadores ofrecen el monto de la capacidad (MW) y el precio de la capacidad (US\$/kW-mes).</li> </ul>

<sup>135</sup> Según Ley N° 28.832. Sin embargo, el artículo N° 5.2 permite a las empresas Distribuidoras realizar subastas con menos de 3 años de anticipación a sus requerimientos de suministro para una potencia requerida menor o igual al 10% de la carga prevista de sus usuarios finales regulados.”

<sup>136</sup> Según Ley N° 28.832. Sin embargo, el artículo N° 5.2 permite a las empresas Distribuidoras realizar subastas con menos de 3 años de anticipación a sus requerimientos de suministro para una potencia requerida menor o igual al 10% de la carga prevista de sus usuarios finales regulados.”

Subasta	Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados	Subastas eléctricas para impulsar el desarrollo de centrales hidroeléctricas	Subastas de fuentes de energía renovables <sup>132</sup>	Subastas de reserva fría <sup>133</sup>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>La potencia ofrecida por los generadores incluye una "potencia requerida fija" y una potencia variable. La potencia variable corresponde al 20% de la potencia fija requerida.</li> </ul>			
Mecanismo de adjudicación	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las ofertas se ordenan de menor a mayor según sus precios Promedio Ponderado ofrecido: correspondiente al promedio ponderado de los precios de energía en horas punta y precios de energía en horas no punta.</li> <li>Todas las ofertas se adjudican de menor a mayor hasta alcanzar la capacidad requerida.</li> <li>El precio promedio ponderado ofrecido de nuevos proyectos hidroeléctricos considera un 15% de descuento.<sup>137</sup></li> <li>Las ofertas presentadas no pueden superar un precio máximo, que es definido por OSINERGMIN y mantenido en secreto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las ofertas se ordenan de menor a mayor según sus precios Promedio Ponderado ofrecido: correspondiente al promedio ponderado de los precios de energía en horas punta y precios de energía en horas no punta.</li> <li>Todas las ofertas se adjudican de menor a mayor hasta alcanzar la capacidad requerida.</li> <li>Ofertas enviadas no puede superar un precio máximo, que es definido por ProInversión y mantenido en secreto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las ofertas se ordenan de menor a mayor según los precios monómicos ofrecidos.</li> <li>Todas las ofertas se adjudican de menor a mayor hasta alcanzar la energía requerida.</li> <li>Las ofertas presentadas no pueden superar un límite monómico precio, fijado para cada tecnología por el OSINERGMIN y mantenido en secreto.</li> <li>Las subastas incluyen 2 rondas: los postores no ganadores pueden participar en una segunda ronda, ofreciendo un precio menor o igual al precio ofrecido en la primera ronda.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Las ofertas se ordenan de menor a mayor según la oferta según los precios de capacidad ofrecidos.</li> <li>El participante con los precios de capacidad más bajos ofrecidos es el ganador de la subasta.</li> </ul>
¿Toma o paga?	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incluye un nivel de potencia take pay, correspondiente a la potencia fija adjudicada.</li> <li>Los niveles de toma o pago se transmiten a los usuarios finales en las tarifas de energía reguladas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incluye un nivel de potencia take or pay, correspondiente a la capacidad adjudicada. Esto significa que los premiados reciben la remuneración correspondiente a lo premiado.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tomar o pagar la energía inyectada a su precio monómico adjudicado.</li> <li>Se garantiza al postor una ingresos anuales por capacidad que consisten en la suma de i) ventas de capacidad I el mercado de corto plazo y ii) subasta</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tomar o pagar la capacidad adjudicada.</li> <li>Se garantiza al postor una ingresos anuales por capacidad que consisten en la suma de i) ventas de capacidad I el mercado de corto plazo y ii) subasta</li> </ul>

<sup>137</sup> Este descuento se incluyó para promover el desarrollo de nueva capacidad hidroeléctrica. El descuento sólo se considera en el mecanismo de adjudicación. Si las centrales hidroeléctricas licitantes se encuentran entre las ganadoras de la subasta, sus precios ofrecidos serán los precios adjudicados.

Subasta	Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados	Subastas eléctricas para impulsar el desarrollo de centrales hidroeléctricas	Subastas de fuentes de energía renovables <sup>132</sup>	Subastas de reserva fría <sup>133</sup>
		<p>capacidad, aunque no efectivamente demandada.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Los contratos también consideran un nivel de energía take or pay, correspondiente a la capacidad contratada multiplicada por el número de horas por mes multiplicada por 0,7. Esto significa que se deberá pagar al menos el 70% de la energía asociada a la potencia contratada, aunque no sea efectivamente demandada.</li> <li>Los pagos Take or Pay se transfieren a los usuarios finales en las tarifas de energía reguladas.</li> </ul>	<p>por el precio monómico adjudicado. Los ingresos provienen de las ventas de energía y capacidad en el mercado de corto plazo y de un ingreso complementario financiado mediante un sello postal. pago pagado por todos los usuarios finales.</p>	términos calculados como el precio de la capacidad adjudicada multiplicado por la capacidad adjudicada.
¿Quién participa?	<ul style="list-style-type: none"> <li>Permite la participación de capacidad nueva y existente.</li> <li>Se anima a los nuevos proyectos a participar en las subastas. Nuevas centrales hidroeléctricas tienen incentivos para participar ya que reciben una evaluación especial en el mecanismo de adjudicación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado únicamente a nuevos proyectos hidroeléctricos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado únicamente a nuevos proyectos RER.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Limitado únicamente a proyectos de nuevos planes térmicos.</li> <li>Las plantas térmicas deben ser duales (capaces de operar con diésel o gas).</li> </ul>
Duración del proceso	<ul style="list-style-type: none"> <li>La última subasta tuvo una duración total de 4,5 meses entre la publicación de los términos de la subasta y el anuncio de los resultados de la subasta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La última subasta tuvo una duración total de 5,5 meses entre la publicación de los términos de la subasta y el anuncio de los resultados de la subasta.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La última subasta tuvo una duración total de 5 meses entre la publicación de los términos de la subasta y el anuncio de los resultados de la misma.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La última subasta tuvo una duración total de más de 1 año entre la publicación de los términos de la subasta y el anuncio de los resultados de la misma.</li> </ul>

Los resultados de los diferentes procesos de subasta han sido los siguientes:

- Subastas eléctricas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados:

- o Desde la introducción del proceso de Subasta en 2009 se han celebrado un total de 9 subastas de electricidad para abastecer a usuarios regulados, y en estos procesos de licitación competitiva se han adjudicado más de 3.600 MW. En 2009, los precios adjudicados ponderados oscilaron entre 36 US\$/MWh y 38 US\$/MWh, mientras que los precios adjudicados ponderados adjudicados en 2015 entre 32 US\$/MWh y 38 US\$/MWh<sup>138</sup>.
- o Además, los procesos de subasta han incentivado el desarrollo de centrales principalmente hidráulicas y a gas. En los procesos de subasta han participado más de 1.500 MW en nuevos proyectos (alrededor de un 50% a gas y un 50% hidro)<sup>139</sup>. La participación de fuentes de energía renovables (solar fotovoltaica y parques eólicos) ha sido prácticamente nula. Las barreras impuestas en los términos de la subasta (los postores no pueden ofertar energía por encima de la potencia firme reconocida por el regulador<sup>140</sup>) inhiben la participación de energía variable.
- Subastas eléctricas para promover el desarrollo de centrales hidroeléctricas:
  - o Se han celebrado 2 subastas y se han adjudicado un total de 650 MW de nueva capacidad con precios medios ponderados adjudicados que oscilan entre 45 USD/MWh y 50 USD/MWh<sup>141</sup>.
  - o Sin embargo, la mayoría de los proyectos adjudicados sufrieron retrasos (se pospuso la fecha de operación comercial de una central eléctrica que respaldaba una capacidad contratada de 200 MW) o no se desarrollaron (una central hidroeléctrica que respaldaba una capacidad contratada de 60 MW)<sup>142</sup>.
  - o El exceso de capacidad de generación existente sumado a los niveles de toma o pago ha afectado el minorista (Electroperú).
- Subastas de energías renovables:
  - o Se han realizado 4 subastas, impulsando el desarrollo de nuevas renovables proyectos (más de 1.200 MW)<sup>143</sup>.
  - o Sin embargo, las subastas dejan de celebrarse en 2014.
- Subastas de reserva fría:

<sup>138</sup> Además, en el período intermedio 2006-2009, se implementó un régimen de subasta temporal para tener una transición sin problemas a las nuevas regulaciones integrales de subastas de suministro de energía.

<sup>139</sup> Source: Consultoría para Perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica Mediante Licitaciones de Suministro, Uribe Ingenieros E.I.R.L, 2017.

<sup>140</sup> Las leyes existentes establecen que los generadores no pueden contratar en todos los PPA una cantidad de potencia (y energía) que supere la cantidad total de potencia firme (y energía firme) reconocida a las plantas de los generadores más la potencia (y energía) contratada a otros generadores. Marco regulatorio actual reconoce nula capacidad firme a plantas solares y eólicas. Por lo tanto, estas tecnologías deben procurar energía a otros generadores para participar en estas subastas.

<sup>141</sup> Hubo una subasta adicional consistente en el desarrollo de una central hidroeléctrica (CH Molloco), sin embargo la subasta no consideró la suscripción de un contrato de energía de largo plazo. Además, hubo una subasta adicional destinada al desarrollo de plantas hidroeléctricas que fue cancelada en 2017.

<sup>142</sup> Source: Consultoría para Perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica Mediante Licitaciones de Suministro, Uribe Ingenieros E.I.R.L, 2017.

<sup>143</sup> Source: Consultoría para Perfeccionamiento del Mecanismo de Incentivo en Generación Eléctrica Mediante Licitaciones de Suministro, Uribe Ingenieros E.I.R.L, 2017.

- o Se han realizado 3 subastas, impulsando el desarrollo de 5 nuevas plantas, sumando más de 900 MW de nueva capacidad en regiones con baja seguridad eléctrica<sup>144</sup>.
- o Los nuevos proyectos son plantas duales (operan con diésel o gas). Las subastas consideraron una primera fase donde las plantas se desarrollarían a base de diésel y una segunda fase donde las plantas podrían operar con gas natural, transportado por el Gasoducto Sur. Sin embargo, teniendo en cuenta que el gasoducto aún no se ha desarrollado, las plantas funcionan únicamente con diésel y, por lo tanto, solo se despachan como plantas de energía de punta.
- o Los ingresos de los nuevos proyectos se asignan a todos los usuarios finales mediante pagos de sellos postales. Los precios adjudicados en las subastas han registrado una prima de entre el 20% (7.657 US\$/kW-mes) y el 105% (12.379 US\$/kW-mes) sobre el precio de potencia regulado. Por lo tanto, los usuarios finales están pagando estos precios superiores.

#### 4.2.2 Planificación de la transmisión

Existen dos procesos principales de planificación para ampliar el sistema de transmisión eléctrica, ya sea mediante la construcción de nuevas instalaciones o la ampliación de las existentes. Cabe mencionar que para ampliaciones de instalaciones existentes, el titular de la concesión tiene el derecho preferencial para construir la ampliación. Si no se reclama este derecho, dicha construcción formará parte de un concurso público.

Las licitaciones públicas pueden ser realizadas por el MINEM o por Proinversión a solicitud del MINEM.

##### 4.2.2.1 Plan de Inversiones en Transmisión o "PIT"

El PIT es un conjunto de inversiones (ya sean nuevas o mejoras de red) que incluye instalaciones de transmisión resultantes de un estudio de planificación que aplica criterios definidos por OSINERGMIN para un horizonte de 10 años. Estas instalaciones deberán estar operativas durante el próximo periodo de ajuste de Peajes y Compensaciones (el PIT se actualiza cada 4 años). El PIT fue creado por el RLCE en 1993.

El estudio de planificación de ampliación es obligatorio y debe ser desarrollado por cada concesionaria (SST o SCT) cuyas remuneraciones sean pagadas exclusivamente por la demanda. Al estudio se le deben aplicar los costos estándar definidos por el OSINERGMIN.

##### 4.2.2.2 Plan de Transmisión o "PT"

El PT apunta a identificar las instalaciones de transmisión que deben agregarse al SEIN, de acuerdo con la demanda o la expansión de la generación considerando un horizonte de 10 años. El PT incluye todas las instalaciones de transmisión hasta el límite de otras instalaciones que suministran energía exclusivamente a un determinado usuario o generador.

También incluye instalaciones de alta y muy alta tensión interconectadas con países vecinos y la interconexión con sistemas aislados.

El PT fue establecido en la Ley N° 28.832, mientras que los estatutos para desarrollar este plan fueron determinados en el RLCE (DS 027-2007-EM y su modificación mediante DS 018-2016-EM) y los Criterios y Metodología para el Desarrollo del Plan de Transmisión. Normas o las "Normas" (RM 129-2009-MEM/DM, incluyendo su última modificación introducida en la RM 051-2018-MWM/DM).

El PT y el estudio que conlleva es desarrollado por el COES, revisado por OSINERGMIN y aprobado por el MINEM a través de la Junta General de Electricidad. Una vez aprobado, el PT comienza a regir a partir del 1 de enero del año siguiente a la aprobación del plan y tiene una vigencia de 2 años.

---

<sup>144</sup> Fuente: Hojas de cálculo que sustentan la Resolución OSINERGMIN N°021-2020-OS/CD (fijación de Aranceles de Barras mayo 2020).

Como se mencionó anteriormente en la Sección 3.3.3 para garantizar la participación y transparencia de todo el proceso del PT, el COES nombra un Comité Asesor de Planificación de Transmisión o "CAPT", integrado por representantes de los diferentes segmentos, que participa en cada etapa del desarrollo del PT. y actualizaciones y puede dar una opinión hasta la propuesta final del PT.

El desarrollo del Plan de Transmisión se puede dividir en cuatro etapas:

1. La primera etapa inicia con el COES solicitando información obligatoria a todos los agentes del SEIN y agentes de sistemas aislados. Además, cualquier interesado que desee desarrollar proyectos de generación, transmisión, distribución o demanda deberá proporcionar la información solicitada. El COES también puede solicitar información complementaria y notificar al OSINERGMIN en caso de incumplimiento. OSINERGMIN tiene la facultad de aplicar multas y sanciones en este caso. En materia de información, los agentes pueden invocar su derecho de confidencialidad de la información proporcionada (incluida la información técnica). El COES con autorización previa del OSINERGMIN podrá considerar la solicitud de confidencialidad y aplicar este criterio.
2. La segunda etapa consiste en la elaboración de un Informe de Diagnóstico, que incluye el estudio del desempeño del sistema considerando un horizonte de 10 años. Su objetivo es identificar problemas de equilibrio entre oferta y demanda, restricciones de oferta y condiciones operativas no económicas. También identifica riesgos e incumplimientos en materia de seguridad y calidad del servicio. Además, a partir de 2018 el PT incluye las Instalaciones de Conexión de Transmisión o "ITC", que son instalaciones no incluidas en el PIT e interconectan Áreas de Demanda al SEIN. La información del PIT también se incluye en el estudio.
3. Luego de que el COES recopile toda la información solicitada, en una tercera etapa del proceso de elaboración del PT todos los agentes pueden proponer soluciones a los hallazgos presentados en el Informe de Diagnóstico, pero también pueden identificar problemas o aspectos no incluidos en este informe.
4. La etapa final es la elaboración y presentación del PT. El COES en este punto ha considerado toda la información y proyectos presentados por los agentes, las instalaciones TIC y la información procedente del Plan de Inversiones (PIT). Los resultados del PIT fueron incluidos en el informe de diagnóstico del PT y del propio desarrollo del PT mediante el DS 018-2016-EM.

El PT trae dos resultados principales: el Plan Vinculante y el Plan de Largo Plazo.

- El Plan Vinculante considera todos los proyectos cuya ejecución es necesaria mientras el PT esté vigente (2 años). En este plan se incluyen proyectos nuevos, proyectos de ampliación de instalaciones existentes (o "Refuerzos") e instalaciones TIC. Los Concesionarios tienen derecho preferente a realizar cualquier Refuerzo. Si no se reclama este derecho, el Refuerzo será incluido en el próximo proceso de licitación pública. Para ser considerado Refuerzo debe ser parte del PT, con una inversión inferior a US\$ 30 millones para instalaciones de hasta 220 kV y US\$ 60 millones para instalaciones de 500 kV. La construcción de las instalaciones incluidas en el PT pasan a formar parte del SGT, las cuales son resultado de un proceso de licitación pública y adjudicadas con una concesión por un período de 30 años. Dichos contratos son del tipo BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), por lo que el concesionario es responsable del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones.
- Por otro lado, el Plan de Largo Plazo incluye todos los proyectos no vinculantes que serán revisados y reconsiderados en futuras actualizaciones del PT.

#### 4.2.3 Operación, transporte y distribución de Gas Natural

##### 4.2.3.1 Principales campos de gas natural

El gas natural peruano se produce en tres campos principales: Campo de Gas Costa Norte y Zócalo Norte, Campo de Gas Aguaytía y Campo de Gas CAMISEA.

#### 4.2.3.1.1 Campos de Gas Costa Norte y Zócalo Norte:

Ubicado en los departamentos de Piura y Tumbes. El gas natural se produce principalmente como subproducto del petróleo; por tanto, los costos de producción de gas son bajos. Este campo de gas cuenta con varios lotes y es operado por las siguientes empresas: GMP (Lote I), Petrolera Monterrico (Lote II), Sapet (Lote VI y VII), Petrobras Energía del Perú (Lote X) y Olympic (Lote XIII) en la zona de la Costa Norte y Petrotech (Lote Z-2B) en la zona del Zócalo Norte. Si bien el potencial energético es importante para ambos departamentos, el desarrollo del mercado ha sido limitado<sup>145</sup>. Esto se sustenta únicamente en la producción termoeléctrica, que a su vez, se ha visto restringida por la competencia de las centrales hidráulicas. En cualquier caso, las reservas probadas de hidrocarburos dentro de la zona también son pequeñas, lo que no permitiría una explotación a gran escala para el abastecimiento del mercado interno regional<sup>146</sup>. El principal comprador de estos campos de gas es la empresa ENEL Generación Piura a través de su central termoeléctrica de ciclo simple Malacas<sup>147</sup> de 301,6 MW.

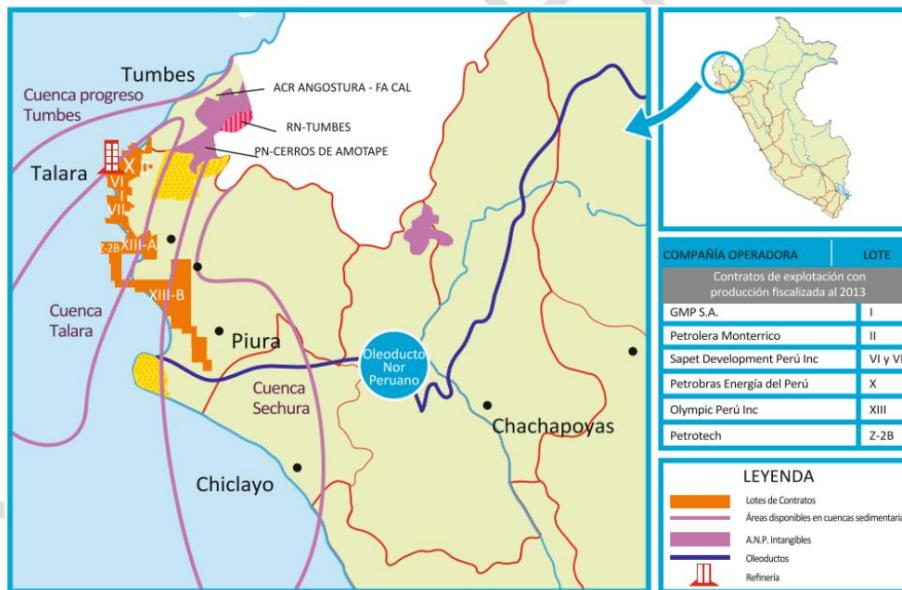


Figura 4-2: Campos de Gas Costa Norte y Zócalo Norte.  
Fuente: Perupetro y MINEM.

#### 4.2.3.1.2 Aguaytía Gas Field

<sup>145</sup> Los pozos productivos de estos yacimientos de gas se encuentran ubicados cerca de la zona de consumo potencial. Por su proximidad, algunas de las centrales eléctricas, refinerías, plantas procesadoras y zonas urbanas aprovechan su producción. Sin embargo, los volúmenes consumidos son bajos, inferiores a los 40 millones de pies diarios, en parte debido a la falta de promoción del uso del gas natural en varios sectores consumidores. Como resultado, una parte importante del gas extraído es reinyectado nuevamente a los tajos debido a la baja demanda de esa zona.

<sup>146</sup> Según el Libro Anual de Hidrocarburos del MINEM, en diciembre de 2019 se obtuvieron 0.69 Billones de Pies Cúbicos de reservas probadas, probables y posibles de gas natural.

Fuente: <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH%202018.pdf>

<sup>147</sup> Cabe precisar que en el mercado eléctrico la central Malacas tiene un costo variable mayor en comparación con todas las termoeléctricas dentro del polo de generación de Chilca, lo que de alguna manera restringe el desarrollo de termoeléctricas de mayor tamaño en esta zona.

Este campo de gas es operado desde 1996 por Aguaytía Energy del Perú SRL, luego de la transferencia realizada por Maple Gas Corp., quien había adjudicado la explotación de gas natural mediante un proceso de licitación en 1993. Se encuentra en el lote 31-C en la provincia de Curimaná, , departamento de Ucayali<sup>148</sup>. Este lote busca atraer el mercado local, sin embargo, el mayor comprador es la empresa Termoselva SRL a través de su central térmica Aguaytía, con capacidades efectivas de 78,2 MW, 78,4 MW y 156,6 MW por cada turbina<sup>149</sup>.



Figura 4-3: Campo de Gas Natural Aguaytía  
Source: Grupo Energético Aguaytía.

#### 4.2.3.1.3 CAMISEA Gas Fields

La zona CAMISEA incluye cuatro lotes en explotación: Lote 88, operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, que incluye los campos San Martín y Cashiari; lote 56, también operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, que incluye los campos Pagoreni y Mipaya, lote 57, operado por Repsol y CPNC, ubicado entre los departamentos de Cusco, Ucayali y Junín, que incluye el Kinteroni, Los tajos Mapi y Mashira, y el lote 58 operados por CNPC, ubicados en el departamento de Cusco. Los lotes 88, 57 y 56 fueron asignados mediante contratos de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos, firmados con Perupetro.

- Lote 88: A inicios del año 2000, el Gobierno Peruano impulsó los procesos de licitación para la exploración del lote 88 y la operación de la planta Malvinas.

Relacionado con el primer evento, a través del DS N° 021-2000-EM (publicado en el diario oficial

<sup>148</sup> El lote 31-C tiene reservas probadas de GNL de 0,148 millones de barriles en diciembre de 2018, con un total de gas natural producción de 70 millones de pies cúbicos por día. El procesamiento de gas natural con condensado es de 65 millones de pies cúbicos diarios de gas seco y 4,4 millones de barriles diarios.

<sup>149</sup> Entre los principales clientes, este yacimiento de gas permite reducir las importaciones de este combustible, así como el uso de madera y queroseno. La producción de gasolinas naturales implica la producción de combustibles limpios y solventes, entre otros productos.

Diario del 7 de diciembre de 2000), se aprobó un Contrato de Licencia para la explotación del hidrocarburo en el lote 88, suscrito entre Perupetro SA y el consorcio Pluspetrol. Este consorcio adjudicó el contrato del lote de 88 yacimientos de gas para un proyecto de 40- período del año. El 5 de agosto de 2004 se inauguró la planta de gas CAMISEA (Malvinas, Cusco).

- Lote 57: El 19 de noviembre de 2003 se publicó el DS N° 043-2003-EM, que aprobó el Contrato de Licencia para la exploración y explotación del hidrocarburo en el lote 57, suscrito entre Perupetro SA y el consorcio constituido por Repsol Exploración Perú y Burlington Resources Perú Limited (ahora CNPC). En octubre de 2000 se adjudicó al consorcio Transportadora de Gas del Perú SA (TGP) el transporte y distribución de gas natural, es decir, la concesión de los sistemas de transporte de gas natural y GNL en la costa y el sistema de distribución a través de redes de gasoductos. en Lima y Callao fue transferida a Tractebel, que creó la empresa GN de Lima y Callao SA
- Lote 56: En 2004, el consorcio formado por Pluspetrol ganó la subasta del lote 56, cuyo gas podía exportarse sin restricciones (el lote 88 ya estaba acordado). En 2006, Hunt, SK y Repsol, asociadas a Marubeni, diversificaron el mercado creando Perú-GNL para exportar gas natural licuado (GNL).
- Lote 58: En el año 2000 se adjudicó el lote 58, actualmente operado únicamente por CNPC. Está en el departamento de Cusco, colindante con los lotes 88 y 56 del Área CAMISEA. Actualmente este lote se encuentra en exploración y se espera que se obtengan nuevas reservas de gas natural. podría confirmarse.



Figure 4-4: CAMISEA project  
Fuente: Perupetro y OSINERGMIN

#### 4.2.3.2 Exploración y producción de hidrocarburos.

Según lo define la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26.221, sancionada en 1993), los hidrocarburos son de propiedad estatal. El Estado otorga a Petroperú, empresa estatal, el deber de i) promover las inversiones en actividades de exploración y producción de hidrocarburos y ii) negociar, firmar y supervisar los contratos de licencia de exploración y producción suscritos con inversores privados.

La fase de exploración otorgada mediante contratos de concesión tiene una duración total de 7 años (aunque podría ampliarse) mientras que la fase de producción tiene una duración total de 40

años. La producción está gravada por regalías pagadas al Estado<sup>150</sup>. Perupetro puede negociar acuerdos de concesión mediante negociaciones bilaterales o mediante procesos de licitación competitivos. El MINEM es responsable de estimar las reservas de gas natural anualmente.

En 1999, la Ley de Promoción del Desarrollo del Gas Natural (Ley N° 27.133) introdujo iniciativas encaminadas a promover el desarrollo de la industria del gas natural. Respecto de las reservas probadas (campos CAMISEA) la ley dispuso las siguientes reglas:

- Obligación mínima impuesta a los licenciatarios de reservas probadas, respecto de la Comercialización de gas natural en el mercado nacional.
- Política de precios con topes de precios para el gas natural vendido en el mercado interno.
- Normas de no discriminación entre distintos usuarios.

#### 4.2.3.3 Desarrollo de yacimientos de gas y gasoductos.

El desarrollo de nuevos yacimientos y gasoductos se ha visto impulsado principalmente por el interés de los gobiernos en promover proyectos específicos, más que por una planificación sistémica que implique el desarrollo de la industria del gas natural.

El desarrollo del Proyecto CAMISEA se realizó luego de que el Consorcio Shell/Mobil anunciar en 1998 su decisión de cesar su participación en el desarrollo de los campos del proyecto<sup>151</sup><sup>152</sup>. Los campos de CAMISEA ya tenían reservas probadas, y entonces fue fácil organizar un proceso de subasta. Por ello, el gobierno elaboró una estrategia de promoción para explotar las reservas de CAMISEA e incentivar la creación de un mercado interno de gas. Además, para asegurar que el sistema de transporte que trasladaría el gas extraído de los campos de CAMISEA fuera rentable, la Ley N° 27.133 estableció un mecanismo de Garantía de la Red Principal que asegure al concesionario de transporte un nivel mínimo de ingresos<sup>153</sup>, y por tanto cubra el riesgo potencial de no tener suficiente demanda de gas natural.

El proceso de subasta fue realizado por el Comité Especial de CAMISEA y bajo los lineamientos marcados por el MINEM. La producción de los campos CAMISEA fue adjudicada al Consorcio CAMISEA, operado por la Corporación Pluspetrol Perú. En tanto, la concesión de transporte y distribución de gas natural fue adjudicada a Transportadora de Gas del Perú SA aunque el adjudicatario estaba obligado a vender los activos de distribución. En 2012 finalmente se vendió la concesión de distribución a Tractebel, quien creó Gas Natural de Lima y Callao SA.

Las actividades de transporte fueron otorgadas bajo un contrato de concesión por 33 años y en BOOT (Build, Own, Operate and Transfer). La duración del contrato puede ampliarse hasta 60 años. La entidad que otorgó las concesiones fue el Estado, representado por el MINEM.

Además, el Estado suscribió un acuerdo con la Terminal GNL, controlada por Peru LNG, para exportar gas natural.

150 Fuente: Ley N° 26.221, artículo N° 47

151 yacimientos de gas ya tenían reservas probadas y estaban listos para pasar a la fase de producción.

152 Según Ricardo Leyva Flores y Ronald Martínez Correa en el informe "Apuntes sobre la regulación económica del Transporte de Gas Natural por Ductos", "el consorcio Shell/Mobil anuncia su decisión de no continuar desarrollando el proyecto debido principalmente a la falta de soluciones propuestas de temas pendientes, sumado a la inexistencia de un mercado interno de gas que rentabilice el proyecto. Además, el consorcio alegó que durante las negociaciones quedaron sin resolver muchas discrepancias respecto de los precios de venta de gas natural a las empresas generadoras, la propuesta de tener una empresa integrada verticalmente y las potenciales exportaciones a Brasil.

Fuente: <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13525>

153 En esa fecha no existía mercado interior de gas ni consumo existente.

En los últimos años, impulsado por el Congreso, y persiguiendo i) masificar el consumo de gas natural para promover el desarrollo social y ii) aumentar la seguridad energética, el Perú ha impulsado el desarrollo del Gasoducto del Sur. Este gasoducto consideraba el abastecimiento desde los campos de CAMISEA hacia el sur del Perú. La promoción del proyecto estuvo acompañada de la Ley N° 29.970, modificación regulatoria que promueve el desarrollo de infraestructura petroquímica y de generación de capacidad. Tras el desarrollo del Gasoducto Sur, se subastaron centrales eléctricas de reserva fría (ver apartado 4.2.1). El Gasoducto Sur fue adjudicado al Consorcio Odebrecht-Enagas, pero luego el proceso de subasta fue declarado nulo, debido a hechos de corrupción identificados durante el proceso.

Proinversión realizará una nueva subasta para adjudicar el gasoducto. Aunque el cronograma de la subasta aún no se ha publicado, los términos preliminares de la subasta establecen un acuerdo de concesión BOOT a 34 años.

Finalmente, el Gobierno ha mostrado interés en desarrollar infraestructura adicional de gas natural, como un nuevo gasoducto que conectaría los campos de CAMISEA con las regiones del norte del Perú.

#### 4.3 Diagnóstico

Los procesos de planificación no efectivos y descoordinados en los diferentes segmentos energéticos han llevado a un desarrollo no óptimo de nueva infraestructura, afectando la correcta formación de precios en el mercado eléctrico peruano. Las principales causas identificadas se describen en las siguientes secciones.

##### 4.3.1 Los procesos de planificación son realizados por múltiples agentes

Existen múltiples agentes que intervienen, ya sea directa o indirectamente, en los diferentes procesos de planificación (en transmisión y gas natural) o en iniciativas que fomenten el desarrollo de nueva infraestructura (por ejemplo, en generación). Estos agentes podrían tener diferentes objetivos e incentivos que no necesariamente están alineados con los objetivos e incentivos de otros agentes. Los principales actores identificados son los siguientes:

- Segmento de Generación: Si bien en el segmento de generación los inversionistas privados persiguen de manera independiente inversiones en infraestructura de generación, el Gobierno y otros agentes han intervenido múltiples veces en el desarrollo del sector a través de diferentes tipos de procesos de licitación competitiva. Por un lado, cada empresa distribuidora realiza procesos de licitación competitiva para abastecer la demanda de los usuarios regulados bajo sus concesiones. Estos procesos han promovido el desarrollo de nueva capacidad de generación. Por otro lado, el Gobierno, a través de entidades públicas como el MINEM, Proinversión u OSINERGMIN, ha realizado varias subastas dirigidas a tecnologías específicas (fuentes de energía renovables, centrales hidroeléctricas y reserva fría), incumpliendo el criterio de neutralidad tecnológica (dado que estas (las subastas no permiten la participación de ningún tipo de tecnología) y persiguen objetivos diferentes (diversificación de los recursos de generación, promoción de fuentes renovables, seguridad de suministro).
- En cuanto al segmento de transmisión, la planificación y desarrollo de nueva capacidad ha sido liderada principalmente por el COES, a través de la elaboración de planes de transmisión que son aprobados por OSINERGMIN. Sin embargo, en el proceso de planificación participan múltiples agentes, ya sea proponiendo nuevas infraestructuras, elaborando Transmisión Planes de Inversión, o desarrollar por iniciativa propia, inversiones en transmisión.
- Finalmente, la planificación del gas natural ha sido liderada por entidades estatales, a través de la sanción de diferentes leyes por parte del Congreso, la elaboración de políticas públicas por parte del

Gobierno, la suscripción de contratos de concesión de exploración y producción por parte de Perupetro y la realización de subastas por parte de Proinversión.

Llevar a cabo procesos de planificación múltiples y paralelos y nuevas iniciativas de desarrollo de capacidades no necesariamente conduce a una expansión óptima del sistema y la correspondiente asignación eficiente de recursos. Cada uno de los diferentes actores que participan en estos procesos tiene diferentes objetivos e intereses que no necesariamente están alineados ni asegurarán una solución de equilibrio social (es decir, la maximización del bienestar social). Por ejemplo, la meta de Proinversión (realización de subastas para desarrollar nueva infraestructura) no está necesariamente alineada con los objetivos del MINEM (cumplir con el plan de trabajo establecido por el Gobierno) ni con las metas del COES (cumplir con los intereses de sus miembros/SEIN).

Un ejemplo es el marco de las subastas eléctricas descentralizadas para suministrar energía y potencia a usuarios regulados, realizadas por empresas distribuidoras. Cada empresa distribuidora es responsable de realizar su propio proceso de licitación, y las leyes aplicables brindan incentivos para realizar subastas con varios años de anticipación a sus requerimientos energéticos<sup>154</sup>. Sin embargo, las subastas descentralizadas han llevado a las empresas distribuidoras a contratar en exceso sus necesidades energéticas y eléctricas previstas. Considerando que las empresas distribuidoras traspasan sus costos de adquisición de energía a los usuarios finales y que los acuerdos de compra de energía incluían pagos de toma o pago, la sobrecontratación de energía y potencia tiene efectos negativos sobre los usuarios regulados. Además, bajo el esquema actual, no existen incentivos claros para que las empresas distribuidoras promuevan procesos de licitación competitivos que persigan una reducción en los precios promedio adjudicados de la energía.

Además, el Estado ha liderado múltiples procesos de licitación para incentivar el desarrollo de nueva capacidad. Como se mencionó anteriormente, cada proceso se ha seguido siguiendo metas diferentes que no necesariamente son consistentes con los objetivos planteados en los demás procesos. Por ejemplo, las subastas de reserva fría tienen como objetivo aumentar la seguridad del suministro y no apuntan a métricas de eficiencia económica. Además, no ha habido una coordinación aparente en todos los diferentes procesos de subasta que se han llevado a cabo. Además, los supuestos que se consideraron en estos procesos (como altas tasas de crecimiento en la demanda eléctrica) no se cumplieron. Todas las razones anteriores han llevado a un actual exceso de oferta en capacidad de generación, teniendo efectos negativos en la generación y en los usuarios finales<sup>155</sup>.

Considerando el exceso de oferta de capacidad de generación existente, no se han anunciado nuevas Subastas de Fuentes de Energía Renovables desde 2014. Entre las posibles razones, el esquema de remuneración considerado para las plantas RER y los bajos niveles actuales de costos marginales debido al exceso de oferta existente, conducirían a un aumento en tarifas pagadas por los usuarios finales<sup>156</sup> si se realizan subastas RER.

Además, no existe una coordinación aparente entre los diferentes segmentos energéticos. El desarrollo de nuevas infraestructuras de gas natural no tiene plenamente en cuenta el desarrollo de nueva capacidad de generación ni está coordinado con la ampliación de la

<sup>154</sup> Las empresas distribuidoras pueden mantener un margen minorista por la energía adquirida en subastas realizadas más de tres años antes de la fecha de requerimiento de energía. El margen minorista dependerá de la antelación con la que se realice la subasta y no superará el 3%. (Ley N° 28.832, artículo N° 10).

<sup>155</sup> Parte de los pagos de energía acordados en los contratos suscritos a través de las subastas competitivas son take or pay, y por lo tanto son pagados por los usuarios finales, independientemente de si la energía se entrega o no. En consecuencia, el exceso de capacidad de generación no es gratuito y lo paga la sociedad.

<sup>156</sup> Los licitadores tienen garantizados unos ingresos anuales consistentes en la energía inyectada de la planta multiplicada por el precio monómico adjudicado. Los ingresos provienen de las ventas de energía y capacidad en el mercado de corto plazo y de un ingreso complementario financiado por el pago de un sello postal pagado por los usuarios finales. Por lo tanto, si los costos marginales en los mercados de corto plazo son bajos, el pago de sellos postales pagado por los usuarios finales tendería a aumentar.

sistema de transmisión. Por ejemplo, uno de los objetivos detrás del desarrollo del Gasoducto Sur fue aumentar la seguridad del suministro en las regiones del sur del Perú. Sin embargo, este objetivo también puede lograrse mediante el refuerzo del sistema de transmisión que conecta el centro de Perú con el sur de Perú. El desarrollo y construcción de la línea de transmisión de 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo podría eventualmente resolver los problemas de seguridad en el sur del Perú y por lo tanto no se necesitaría nueva infraestructura de gas natural.

La falta de una planificación integral eficaz del sector energético, llevada a cabo por una sola entidad, se señaló anteriormente como la fuente de múltiples problemas, como una expansión insuficiente de la transmisión, una débil coordinación de la expansión de la energía hidroeléctrica y del gas natural, y una débil coordinación con los objetivos sociales y ambientales<sup>157</sup>. Actualmente, la ausencia de una planificación energética integrada ha dado lugar a una inversión excesiva en algunas áreas y una inversión insuficiente en otras y, por tanto, a un desarrollo ineficiente del sector energético.

Es importante evaluar el desarrollo de un proceso de planificación energética coordinado (considerando horizontes de largo plazo y resultados indicativos), llevado a cabo por una sola entidad, y que incluya la participación de los diferentes actores, que fije los principales lineamientos que regirán los diferentes procesos de planificación que se llevan a cabo actualmente en cada uno de los segmentos energéticos. Este proceso de planificación debe considerar conjuntamente la expansión de los segmentos de transmisión, generación (al menos de manera indicativa), gas natural, así como la construcción de enlaces de transmisión interregionales.

#### 4.3.2 No existe un proceso de planificación sistemático con la aplicación de políticas públicas consistentes bajo una visión de largo plazo

Como se expresó en el apartado anterior, actualmente no existe un proceso de planificación que siga metas y criterios consistentes bajo una visión de largo plazo. Además, aparentemente no existe coordinación entre las políticas públicas en el sector energético y las metas a nivel nacional (como los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero). El Banco Mundial, en un informe de 2012, afirmó que "hay

Hay una débil coordinación entre los planes energéticos del país y sus objetivos sociales y ambientales. Esto ha cobrado particular importancia ya que, en los últimos años, un conjunto de conflictos políticos asociados con cuestiones sociales y ambientales se han convertido en una seria limitación para el desarrollo de proyectos de transmisión.<sup>158</sup>"

Si bien muchas iniciativas en el segmento de generación se han implementado siguiendo políticas públicas de Estado, no siguen metas de largo plazo sino políticas impulsadas por los gobiernos en funciones. Por ejemplo, la última subasta de energías renovables se realizó en 2014, a pesar de que la ley RER establece que el MINEM evaluará la realización de nuevas subastas cada 2 años. Además, la última subasta exitosa destinada a nuevas centrales hidroeléctricas se celebró en 2011<sup>159</sup>.

En cuanto al segmento de transmisión, el proceso de planificación ha seguido criterios consistentes, y se ha llevado a cabo con éxito en los últimos 10 años. Aunque el proceso de planificación

<sup>157</sup> Fuente: Experiencia internacional con la participación del sector privado en redes eléctricas: estudio de caso de Perú, Banco Mundial, 2012. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/23616/International00ds000Peru0case0study.pdf?secuencia=1&isAllowed=y>

<sup>158</sup> Fuente: Experiencia internacional con la participación del sector privado en redes eléctricas: estudio de caso de Perú, Banco Mundial, 2012. <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/23616/International00ds000Peru0case0study.pdf?secuencia=1&isAllowed=y>

<sup>159</sup> Hubo otra subasta para promover el desarrollo de centrales hidroeléctricas (CH Molloco) pero el proceso de licitación no consideró la suscripción de un contrato de energía de largo plazo, por lo que sus características difieren de las analizadas en este informe.

Se ha modificado la metodología, manteniéndose la estructura principal detrás del proceso fija y siguiendo el marco regulatorio de transmisión. Los planes de transmisión son muy detallados y técnicos, por lo que requerían ser liderados por una entidad técnica como el COES.

Sin embargo, el proceso de planificación de la transmisión sólo considera un horizonte de mediano plazo (10 años) y un plan vinculante de corto plazo (2 años).

Por lo tanto, podría ser necesario un proceso de planificación energética estratégica a largo plazo llevado a cabo por una sola entidad. Como se describió en el capítulo anterior, este proceso de planificación estratégica debe i) considerar un enfoque holístico y menos detallado, ii) considerar un horizonte de largo plazo (30 años) y iii) debe perseguir la maximización del bienestar social neto, considerando la operación y la inversión, costos, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, métricas de justicia y equidad, el cumplimiento de los compromisos locales de emisiones, lograr el desarrollo regional e independencia energética, entre otros objetivos.

#### 4.3.3 El Plan de Transmisión y el Plan de Inversión en Transmisión deben fusionarse en un solo plan

El Gobierno peruano ha introducido varias modificaciones al marco regulatorio energético durante las últimas décadas que han impactado los sistemas de transmisión al aumentar la participación de las empresas privadas. En 2018, diecisiete empresas privadas de transmisión formaban parte del SEIN<sup>160</sup>, mientras que en 2006 solo seis empresas privadas de transmisión operaban en el SEIN<sup>161</sup>. Si bien hoy en día las principales empresas concesionarias involucradas en la transmisión son principalmente privadas, las empresas públicas siguen participando en el mercado a través de instalaciones de transmisión propiedad de empresas distribuidoras.

Considerando las categorías existentes para el sistema de transmisión (SPT, SST, SGT y SCT), cuyas remuneraciones están reguladas por la autoridad, contratos BOOT o contratos de concesión, todas ellas tienen en común que el pago recibido reconoce el monto total de inversión, operación, y costos de mantenimiento.

En términos de la planificación de la transmisión, la ampliación del sistema incluye proyectos provenientes de la iniciativa propia de uno o varios agentes, proyectos que provienen del Plan de Inversiones en Transmisión (PIT) del OSINERGMIN y proyectos incluidos en el Plan de Transmisión (PT) del COES.

De cualquier manera, todos los interesados deberán cumplir con los requisitos establecidos por la autoridad. Por ejemplo, quienes deseen ejecutar un proyecto en la SCT deben solicitar un certificado de cumplimiento al COES basado en un estudio de preoperabilidad.

En cuanto al PIT, este es un plan de inversiones que resume un grupo de iniciativas de inversión aprobadas por OSINERGMIN que han sido propuestas por agentes de transmisión cuya energía abastece exclusivamente a la demanda. El horizonte de planificación del IRPF es de 10 años, y se introduce en el periodo de ajuste de Peajes y Compensaciones (cada 4 años).

Por otro lado, el PT es la planificación de expansión de la transmisión que realiza cada 2 años el COES y es aprobada por el MINEM considerando un horizonte de 10 años.

DS 018-2016-EM de 2016 introduce el PIT aprobado por OSINERGMIN (Sistemas de Transmisión Secundarios y Complementarios) en el análisis del PT, con el objetivo de optimizar técnica y económicamente el sistema.

Las Instalaciones de Conexión de Transmisión o "ITC" fueron incorporadas al proceso de elaboración del PT en 2018 cuando se sancionó la RM 051-2018-MEM-DM. Como se mencionó anteriormente, las TIC son instalaciones que no forman parte del PIT e interconectan las Áreas de Demanda existentes del SEIN. Todas las áreas de demanda se irán incorporando paulatinamente en las futuras actualizaciones del PT hasta el año 2023.

160 Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2018 - MINEM

161 Fuente: Anuario Estadístico de Electricidad 2005 - MINEM

Considerando las leyes y regulaciones vigentes, se aprecia un esfuerzo por integrar la información incluida en los diferentes estudios involucrados en los procesos de planificación de la transmisión. Sin embargo, PIT y PT no están sincronizados en el tiempo y esta situación podría interferir en la integración con las ITC, además dificultará o al menos retrasará la conexión de futuras centrales eléctricas a SCT o SST.

Parece que podría ser posible integrar todos los esfuerzos de planificación de transmisión en un solo proceso para reducir el ciclo de actualización del plan de transmisión.

#### 4.3.4 Requisitos de datos

Otro punto importante a considerar en el proceso de elaboración del Plan de Transmisión son los datos incluidos para la previsión de la demanda. Estos datos incluyen: Cargas Vegetativas (cargas pequeñas si se comparan con el sistema completo, pero que representan una proporción importante en su conjunto), Cargas Especiales (toda carga existente es relativamente mayor, como empresas industriales, mineras o metalúrgicas pero crece gradualmente dependiendo de las ampliaciones) , Cargas Incorporadas (provenientes de Sistemas Aislados incorporados al SEIN), y Cargas de Grandes Proyectos (nuevos proyectos de inversión incluyendo proyectos industriales, mineros y metalúrgicos, entre otros, que se prevé estén operativos dentro del horizonte temporal del estudio).

Del marco regulatorio actual se puede concluir que los datos solicitados para la elaboración del PT por parte del COES son obligatorios únicamente para procesos de ampliación. Además, los agentes pueden alegar que la información proporcionada es confidencial, incluidos los aspectos técnicos. La falta de información a nuevos actores que no sea pública podría ser una barrera de entrada al mercado de transmisión. Es necesario eliminar las reclamaciones confidenciales sobre datos técnicos con fines de planificación, especialmente si se espera que se lleve a cabo un proceso de planificación transparente.

Por otro lado, las multas y sanciones actuales parecen insuficientes (las multas para cantidades de energía entre 100 y 2.000 MWh fluctúan entre US\$ 6.600 y US\$ 132.000). Esto podría ser un incentivo negativo para que los agentes involucrados proporcionen la información solicitada incluso si es una condición obligatoria. Vale la pena considerar multas más altas o simplemente excluir de la planificación y conexión a la red aquellos proyectos cuya información no cumpla con los requisitos establecidos por la autoridad.

Finalmente, es importante resaltar que el PT es un horizonte técnico de 10 años muy sólido.

Proceso de análisis económico totalmente orientado a la planificación de la transmisión eléctrica, donde tanto la oferta de generación como la demanda son datos de entrada, por lo que no están sujetos a optimización. Por lo tanto, no es adecuado definir un plan óptimo de expansión de generación donde se consideren diferentes tecnologías como alternativas. Tampoco es la herramienta para comparar proyectos de gasoductos con proyectos de líneas de transmisión. Para el tipo de análisis requerido para integrar las fuentes de energía de gas y electricidad se debe utilizar otro tipo de modelo. Como se mencionó, se podría utilizar un proceso de planificación energética estratégica de largo plazo llevado a cabo por una sola entidad, que marcaría las principales directrices para el PT.

#### 4.4 Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.

El próximo informe incluirá un conjunto de propuestas para promover la integración de la planificación energética. La metodología para la elaboración de propuestas considerará las siguientes actividades:

- Revisar el diagnóstico de la planificación actual y el desarrollo de infraestructura. procesos, así como comentarios adicionales enviados por los revisores.
- Analizar mercados de referencia: Se analizará el Proceso de Planificación Integrada de Colombia y la Planificación Energética de Largo Plazo de Chile.
- Evaluar la coordinación de las metas de los Países (como la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero) y los Planes Energéticos Integrados.

- Finalmente, con base en las actividades anteriores se generará un conjunto de propuestas y recomendaciones.  
ser elaborado.

DRAFT REPORT

## 5 Dinamización del Mercado del Gas Natural

### 5.1 Precios del gas natural

El marco regulatorio general que rige el sector del gas natural se describe en el punto 4.1.3. Esta sección incluye análisis regulatorios adicionales, para comprender cómo se forman los precios e identificar las principales causas detrás de la inexistencia de un mercado secundario de gas en la actualidad.

El análisis se centra en los precios del gas producido y transportado desde la CAMISEA

Campos (específicamente el Lote 88), considerando que este gas abastece la mayor parte de la demanda interna.

La regulación que rige el proyecto CAMISEA es diferente a las normas establecidas para regular las actividades de gas natural en otros campos. Por un lado, la Ley N° 26.221162 establece que la exploración y producción de gas natural son actividades no reguladas y por tanto, los precios del gas natural se fijan libremente. Sin embargo, el marco regulatorio existente que rige el proyecto CAMISEA, establece topes de precios para los contratos de licencia entre Perupetro y los concesionarios que extraen gas de reservas probadas (como el Lote N° 88). Además, el marco regulatorio que rige el sistema de transporte de CAMISEA estableció un mecanismo de ingresos para garantizar la viabilidad y sostenibilidad financiera del gasoducto a través de ingresos garantizados<sup>162</sup>. Este último mecanismo no está incluido en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos, principal conjunto de normas que regulan los sistemas de transporte de gas natural.

El precio del gas natural de CAMISEA se determina con base en tres componentes:

1. El precio en boca de pozo, cuyos topes máximos han sido definidos en el contrato de licencia de explotación del lote 88, pero en el resto de los campos los precios se fijan de acuerdo a los precios del mercado internacional. El precio base máximo se fijó en US\$ 1,0/MM BTu para generadores de electricidad y US\$ 1,8/MM BTu para el resto de clientes. Actualizados a 2020 los precios son US\$ 1,6993/MM BTu y US\$ 3,0587/MM BTu a generadores de electricidad y otros clientes, respectivamente.
2. El precio o tarifa del servicio de transporte desde CAMISEA hasta City Gate (principal tubería)
3. La Tarifa Única de Distribución (conocida como "TUD"). La TUD incluye los costos eficientes de la empresa en la operación y distribución, mantenimiento y comercialización relacionados con: i) mantenimiento, ii) diseño de las instalaciones internas típicas, (iii) inspección, supervisión y habilitación de la red interna, (iv) revisión quinquenal de la instalación interna, y (v) promoción de la conexión de consumidores residenciales.

OSINERGMIN FLC

De estos tres precios, tanto la tarifa de transporte como la TUD son establecidos por OSINERGMIN a través de sus respectivos procedimientos de fijación tarifaria. El período regulatorio es cada dos años para la actividad de transporte y cada cuatro años para la actividad de distribución.

Junto a este último, también se aprueba el plan quinquenal de inversiones de la compañía y el plan de promoción, que incluye a los clientes beneficiarios de los gastos de promoción. A continuación se detalla cada componente del precio final del gas CAMISEA, considerando su mecanismo de estructura tarifaria y evolución, así como su marco regulatorio en el caso de las tarifas de transporte y la TUD.

<sup>162</sup> Fuente: Ley N° 26.221, artículo N° 77.

<sup>163</sup> El mecanismo, denominado Main Grid Guarantee (o GRP), tenía como objetivo cubrir con pagos adicionales las diferencias entre i) los ingresos que deberían haberse percibido considerando la capacidad garantizada, y ii) los ingresos reales considerando el consumo real de gas. El mecanismo GRP se diseñó porque inicialmente no se esperaba un consumo significativo de gas. Sin embargo, el importante desarrollo de las centrales eléctricas a base de gas aumenta el consumo real de gas y contribuye al fin de este mecanismo.

5.2

Determinación de precios en las redes de transporte y distribución de CAMISEA

## 5.2.1 Tarifas de transporte

Las tarifas del sistema de transporte de CAMISEA se determinan según el concepto de costo promedio de largo plazo, el cual se obtiene como el cociente del costo del servicio del proceso de licitación de concesión y la demanda total del período de evaluación. Para estos efectos se considera el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento del 12% anual. La determinación de la tarifa se basa en mantener el equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, por lo que se busca que los ingresos estimados sean iguales a los costos de la empresa durante toda la vida del proyecto, siendo este una aproximación al costo promedio de largo plazo. Todo esto con el fin de evitar altos costos durante los primeros años de servicio.

Las tarifas de transporte de Gas Natural a través de la red de gasoductos son fijadas por OSINERGMIN cada dos años, entrando en vigor en mayo de cada año. Los precios se fijaron inicialmente por debajo de 0,8 US\$/MM Btu y actualmente se sitúan cerca de 1 US\$/MM Btu.

## 5.2.2 Tarifas de distribución

El esquema de regulación del reparto natural a través de redes de gasoductos trata de ajustar los ingresos tarifarios a los costes regulados de la empresa concesionaria y, con ello, se busca garantizar el equilibrio económico-financiero de la empresa. El proceso de fijación de tarifas en la distribución de gas natural consta de dos etapas: en la primera se determina el nivel que garantiza el equilibrio económico-financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda se asigna el nivel de tarifas a cada categoría tarifaria definida.

El nivel de tarifas se determina mediante el establecimiento de una empresa modelo eficiente o una empresa referencial, que permite que las tarifas de distribución remuneran los costos eficientes de la empresa, y así cumplir con los requisitos y parámetros establecidos por el Reglamento de Distribución GN a través de redes de ductos. .

Los procesos tarifarios inician con la presentación de la propuesta tarifaria por parte del concesionario, en este caso de Calidda (para Lima y Callao) y Contugas (para Ica), se determinan tarifas para varias categorías que dependen del nivel de consumo del usuario.

Los Costos Fijos son el resultado de una combinación de los costos auditados y los costos eficientes del mercado, mientras que los costos de operación y mantenimiento resultan del modelamiento de una empresa eficiente que atiende el mercado de la empresa concesionaria.

5.3 Mercado del gas natural y contexto actual

El análisis del mercado de gas se centra en el lote 88, principal suministrador de gas al mercado interno, y el que viene provocando inflexibilidades en el mercado mayorista de generación.

El actual esquema de contratos de suministro y transporte de gas natural suscritos ya sea por productores y/o transportistas y usuarios libres y distribuidores, contiene mecanismos de garantía (cláusulas take or pay o take or ship) que les brindan certeza en sus ingresos futuros. Las cláusulas take or pay o take or ship consideran volúmenes de gas facturados que no necesariamente coinciden con el volumen real consumido. De ahí que los consumidores, principalmente las empresas generadoras al no consumir todos los volúmenes contratados tengan excedente disponible<sup>164</sup>.

Como se mencionó anteriormente, los precios en boca de pozo se limitan a precios máximos. Para hacer viable la producción del lote 88, se establecieron límites de precios para fomentar el desarrollo de un mercado interior.

<sup>164</sup> El despacho de las centrales lo decide el COES y no las empresas generadoras. Por lo tanto, aunque las empresas generadoras quisieran consumir todo el gas natural contratado, no depende de ellas.

Los límites de precios alientan el desarrollo de nuevas plantas térmicas, respaldados también por las altas expectativas de tasas de crecimiento en la demanda de electricidad. Sin embargo, la demanda no creció como se esperaba y, sumado a la realización de subastas dirigidas a centrales hidroeléctricas y fuentes de energía renovables, como se describe en el Capítulo 4, condujo a un exceso de oferta de capacidad de generación.

Por otro lado, las normas establecidas por el DS N° 016-2000-EM, permiten a las plantas a gas subdeclarar sus costos de gas natural, en lugar de declarar en su totalidad sus costos variables<sup>165</sup>. La sobreoferta de generación y los contratos take or pay de las generadoras con Transportadora de Gas Perú, han llevado a las generadoras a subdeclarar el precio del gas natural para priorizar su despacho en el mercado mayorista. Aunque esta subdeclaración ha llevado a precios más bajos de la energía para los consumidores (principalmente del mercado libre), también ha causado

cargas para los generadores. La presencia de varias plantas de gas que declaran costos variables bajos o incluso 0 USD/MWh ha distorsionado la formación de precios en el mercado energético y, sumado al exceso de oferta de capacidad existente, ha llevado a una fuerte reducción de los costos marginales, casi cercanos a 0 US\$/MWh en épocas de lluvias. Esta situación llevó a la presentación de demandas por parte de un grupo de generadores que terminaron en sentencia de la Corte Suprema en septiembre de 2020 a favor de Luz del Sur (una de las empresas afectadas). La sentencia del Tribunal Supremo declaró inconstitucional el actual sistema de declaración de precios. Tras la sentencia del Tribunal Supremo,

El MINEM publicó el DS N° 031-2020-EM encomendando al COES el desarrollo de la nueva metodología de declaración de costos variables del gas, sujeta a la aprobación del OSINERGMIN, y actualmente en elaboración.

Para intentar solucionar los problemas existentes, se planificó la implementación de un Mercado Secundario de Gas Natural. En el año 2010 se aprobó el DS N° 046-2010-EM, que establece las principales normas en materia el Mercado Secundario de Gas Natural. Según se aprobó el DS N° 046-2010-EM, un Mercado Secundario de Gas Natural se define como una plataforma de intercambio donde se puede comercializar gas natural entre consumidores: los consumidores vendedores pueden intercambiar capacidad de producción y/o transporte con los consumidores compradores<sup>166</sup>. En esta norma se establecen reglas donde los Consumidores Oferentes pueden transferir sus excedentes a través de un mecanismo centralizado de subastas electrónicas a los consumidores demandantes. Sin embargo, el mercado secundario nunca se implementó. En el camino se han dictado varios decretos ampliando o suspendiendo su aplicación. Recientemente, en diciembre de 2020, mediante la Resolución Ministerial N° 360-2020-

MINEM/DM, se aprobó el Reglamento que persigue la “Optimización del Uso del Gas Natural y Crear el Gestor del Gas Natural”. Este Reglamento establece modificaciones a la regulación del Mercado Secundario de Gas Natural fijada por el DS N° 046-2010-EM y especifica su pronta aplicación, al fijar un plazo de 45 días al OSINERGMIN para que elabore los procedimientos que rigen el Mercado Secundario, y un plazo de 2 años al MINEM para actuar como administrador del Mercado Secundario.

En conclusión el mercado del gas natural opera actualmente bajo las siguientes condiciones:

- Actualmente no existe ningún mercado secundario operando mediante subastas electrónicas. Sólo se firman unos pocos acuerdos bilaterales entre consumidores. Sin embargo, el esquema de contratación existente no permite del todo la suscripción de un mayor número de acuerdos bilaterales.
- Los volúmenes de gas contratados fueron suscritos bajo la modalidad de volumen firme o ininterrumpible. Sin embargo, el consumo actual de las empresas de generación es

<sup>165</sup> DS N° 016-2000-EM, artículo N° 5. Las reglas fijadas por esta norma fueron modificadas por el DS N° 019-2017-EM, aunque se mantuvo la subdeclaración de costos de gas.

<sup>166</sup> DS N° 046-2010-EM, article N° 2.

inferiores a los volúmenes acordados en los contratos. Por lo tanto, hay muchos volúmenes de gas no utilizados en el mercado.

- Finalmente, la pandemia de COVID ha reducido aún más el consumo de gas natural, impulsado por una reducción del consumo de gas natural por parte de las centrales eléctricas y del sector industrial. La pandemia de COVID también ha reducido la Capacidad Reservada Diaria<sup>167</sup> entre las empresas contratistas. La Figura 5-1 y la Figura 5-2 muestran las ventas de gas natural y la Capacidad Reservada Diaria, respectivamente, entre septiembre de 2019 y septiembre de 2020.



Figura 5-1: Ventas de empresas de gas natural y consumo real – Mercado interno  
Fuente: OSINERGMIN

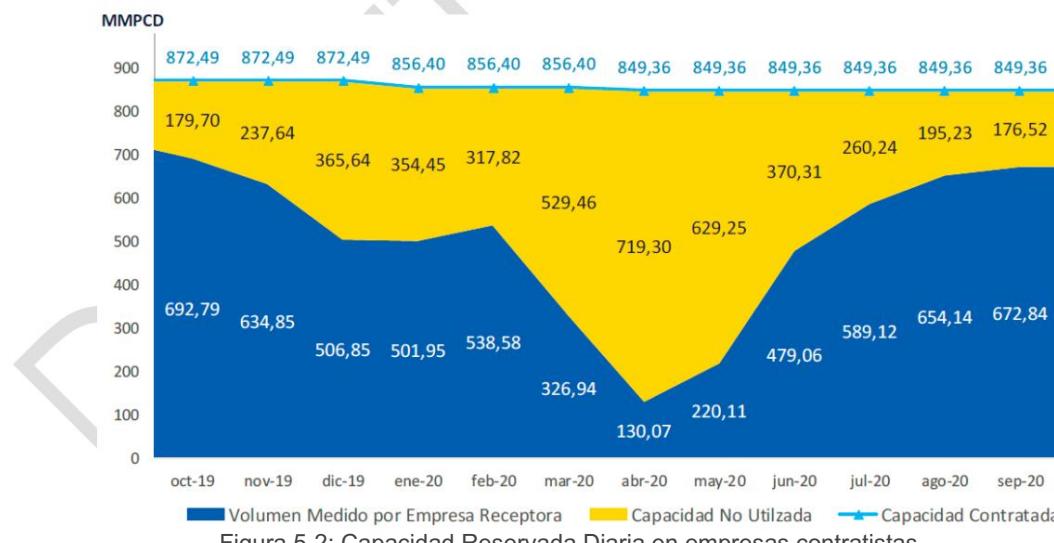


Figura 5-2: Capacidad Reservada Diaria en empresas contratistas  
Fuente: OSINERGMIN

<sup>167</sup> La Capacidad Reservada Diaria es el volumen máximo de gas natural que el Concesionario está obligado a transportar al Generador Eléctrico en un Día de Operación, según lo pactado en el Contrato de Transporte con Servicio Firme suscrito. Fuente: Definición 2.1, Resolución OSINERGMIN N° 108-2009-OS-CD.

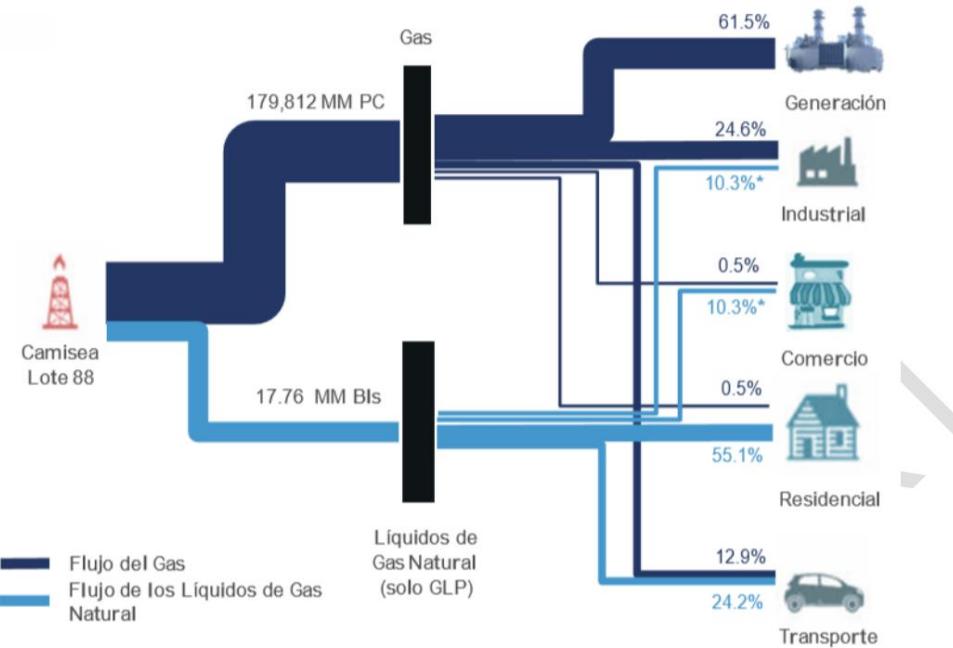


Figura 5-3: Distribución de Gas Natural a través de redes de gasoductos  
Sources: GFGN-OSINERGMIN, MINEM

#### 5.4 Diagnóstico

Este apartado incluye los aspectos más relevantes que facilitarían un mayor dinamismo en el sector del gas natural.

##### 5.4.1 Un aumento en el consumo de gas natural por parte de los generadores de energía

El mayor consumidor de gas natural es el sector eléctrico. La reducción del consumo de gas natural en la generación termoeléctrica se debe a la sobreoferta existente en capacidad de generación. Por lo tanto, para incrementar el consumo de gas natural por parte de los generadores se debe incentivar el crecimiento de la carga, mediante la promoción de nuevos proyectos mineros y/o la electrificación de otros vectores energéticos como el transporte y la calefacción (refrigeración).

##### 5.4.2 Masificación del consumo de gas natural que despertaría interés en acuerdos bilaterales

Existen dos tipos de iniciativas de consumo masivo de gas natural: Lima y Callao y las iniciativas de masificación en las regiones centrales del Perú.

Respecto a Lima y Callao, Cálida ha ido incrementando el número de consumidores atendidos.

Como se muestra en la Figura 5-4, a septiembre de 2020, Calidda ya contaba con más de 1.000.000 de clientes, en comparación con la última regulación tarifaria, por encima de las previsiones de la empresa en su actual plan quinquenal.

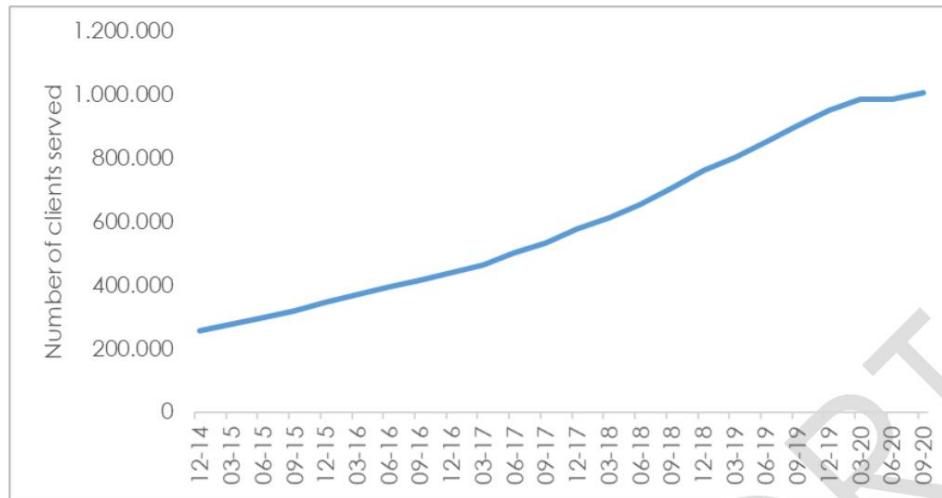


Figura 5-4: Clientes atendidos por Calidda.

Fuente: Elaboración propia en base a informes trimestrales de Calidda

Respecto a las regiones del centro del Perú, la masificación del consumo de gas comenzó a darse a finales del año 2017. Los problemas actuales encontrados son que los precios que pagan los usuarios finales en estas regiones son superiores a los que pagan los usuarios de Lima y Callao. Los mayores precios se deben a los costos de transporte, considerando que el gas natural es licuado y transportado en camiones cisterna a estas regiones. Por lo tanto, el gas natural no es atractivo para los usuarios finales en comparación con otros combustibles entregados (como el gas licuado de petróleo).

Incrementar el consumo en estas regiones aumentaría el interés en firmar acuerdos bilaterales con empresas generadoras. Por lo tanto, es necesario desarrollar un esquema que fomente el consumo de gas natural en estas regiones.

#### 5.4.3 Declaración de gas natural y requisitos de capacidad firme

El nuevo procedimiento de declaración de precios impactaría en el precio de la energía a corto plazo (al alza), mientras que el consumo de gas natural entre generadores probablemente se mantendría igual. Sin embargo, cambiaría el orden de mérito entre las plantas de generación en el despacho de generación. Las tarifas de calefacción de las plantas de gas actualmente no son relevantes en el orden de fondo debido a la subdeclaración de los costes variables del gas. Con la implementación del nuevo procedimiento de declaración de precios, las tarifas de calor serían relevantes y por lo tanto las plantas a base de gas más eficientes serán las primeras en el despacho por orden de mérito. Sin embargo, las plantas más ineficientes todavía tendrían que pagar sus contratos de toma o pago, aunque probablemente reducirían su producción. En este escenario, las plantas van a requerir de un mayor dinamismo para poder revender su costo de capacidad de transporte, por lo que se necesita un mercado secundario adecuado debido a que hasta la fecha sólo se mantienen acuerdos bilaterales (es decir, falta de liquidez del mercado).

Otro aspecto que se ha revisado son las restricciones impuestas a los generadores para recibir pagos por capacidad. La suscripción de acuerdos firmes de capacidad de transporte era un requisito para respaldar su poder firme que estaba sujeto a los ingresos por capacidad. Esto llevó a las empresas de generación a firmar acuerdos firmes de transporte (y, por tanto, contratos de toma o pago) con empresas de transporte de gas natural. Por lo tanto, se incentivó a los generadores a contratar altos niveles de capacidad de transporte firme para asegurarse de recibir pagos por capacidad más altos, independientemente de si consumen gas natural o no. Para reducir los incentivos entre los generadores a tener mayores niveles de capacidad de transporte firme, el 29 de enero de 2021, el MINEM publicó el DS N° 003-2021-EM que reduce la capacidad de contratación de transporte (Capacidad Reservada Diaria) requerido para respaldar la potencia firme, mediante un Factor de Referencia de Contratación (FRC). El FRC es el valor que representa el porcentaje mínimo en la contratación de transporte de gas natural

capacidad y se calcula un escenario operativo esperado para la generación de energía a base de gas. Reducir la Capacidad Reservada Diaria requerida para recibir pagos por capacidad, fomentará que los generadores vendan su exceso de capacidad contratada a otros consumidores. El objetivo detrás de la publicación del MINEM es darle mayor flexibilidad a las centrales eléctricas a gas y al mismo tiempo, asegurar la disponibilidad de transporte. para el conjunto de generadores termoeléctricos, al simplificar la transferencia de capacidad entre unidades de generación u otros consumidores a través del mecanismo de subasta que se dispondrá en el Mercado Secundario de Gas Natural.

#### 5.4.4 El Mercado Secundario del Gas Natural

Como se mencionó, en el año 2010 se promulgó el DS N° 046-2010-EM, que aprueba el Reglamento del Mercado Secundario de Gas Natural. El DS N° 046-2010-EM establece las principales normas sobre las transacciones realizadas en el Mercado Secundario, en materia de capacidad de gas natural o capacidad de transporte firme. Sin embargo, hasta la fecha no se ha implementado.

La necesidad de un mercado secundario se debe a que el sector de generación tiene contratada una capacidad de suministro de 561 millones de pies cúbicos diarios que actualmente no se utiliza en su totalidad. Más de 262 millones de pies cúbicos por día en volúmenes contratados no se utilizan en temporadas de lluvias, mientras que 140 millones de pies cúbicos por día no se utilizan en temporadas secas. Además, las reinyecciones de gas natural han ido aumentando en los últimos años. Durante 2019 la producción de gas natural alcanzó los 1.299,27 millones de pies cúbicos día, mientras que la producción de gas en el lote 88 alcanzó los 682,53 millones de pies cúbicos día, aunque se reinyectaron 248,94 millones de pies cúbicos día <sup>168</sup> por no poder ser consumidos.

Si bien, como se describió anteriormente, actualmente existe un mercado secundario en operación, el mismo funciona principalmente a través de acuerdos bilaterales con las siguientes características:

- Los vendedores transfieren la capacidad disponible al comprador: En este tipo de acuerdos, existe un compromiso entre el vendedor y el comprador de transferir una cantidad total de capacidad en un período de tiempo determinado. El acuerdo sólo considera el monto total en todo el horizonte; No se pactan previamente trasladados por día y se definen posteriormente. Si el vendedor no cumple con la capacidad comprometida una vez finalizado el plazo del contrato, incurrirá en pagos de responsabilidad o sanciones. Por otra parte, el comprador se comprometerá a tomar o pagar, independientemente del consumo de la capacidad contratada.
- Los vendedores deben ofrecer capacidad y el comprador debe aceptarla: En este tipo de acuerdos, no es un compromiso preestablecido en el que el vendedor se comprometerá a ofrecer su capacidad disponible y el comprador podrá decidir si la acepta o no.
- Ambas partes pueden ser vendedores o compradores: Acuerdos donde cada parte puede ofrecer capacidad disponible o mostrar interés en comprar capacidad disponible. En estos acuerdos cada una de las partes puede ser comprador o vendedor.
- Los términos de los contratos son generalmente por el mismo período que el suscrito. contratos de servicios de transporte, ya que estos últimos contratos son la base para poner a disposición el exceso de capacidad.
- Aunque en este tipo de acuerdos tanto los compradores como los vendedores tendrán beneficios, ya que el primero es adquirir capacidad para consumir gas y el vendedor es vender

<sup>168</sup> Fuente: Balance de GN, noviembre de 2019. PERUPETRO.

capacidad que no será utilizada sino pagada; es común que el vendedor solicite una garantía, como una carta fianza, para asegurar los pagos por parte del comprador.

- El precio es libre, se puede acordar cualquier precio incluso si es superior a la tarifa que cobra el transportista al consumidor oferente. Asimismo, se pueden realizar descuentos para que los compradores tengan incentivos para aprovechar la capacidad disponible.
- Considerando que no existen reglas generales que regulen este tipo de acuerdos, la mayoría de las reglas relativas a la transacción están definidas en el acuerdo (es decir, acuerdos extrabursátiles).

Por mucho que los consumidores hayan intentado dinamizar la comercialización de los productos contratados capacidades, el mercado secundario sigue teniendo importantes deficiencias:

- No se permite a los consumidores intercambiar su capacidad comprometida con los productores. Las ventas bilaterales actualmente sólo consideran la transferencia de capacidad de transporte.
- Además, no se permite la negociación de capacidad de distribución en el mercado secundario. Permitir a los consumidores comerciar con otros su capacidad de distribución ya contratada ayudaría a dinamizar el mercado secundario.

##### 5.5 Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.

El próximo informe incluirá un conjunto de propuestas para fomentar la dinamización del mercado del gas natural. La metodología para la elaboración de propuestas considerará las siguientes actividades:

- Revisar el diagnóstico del análisis del mercado de gas natural, así como los comentarios adicionales presentados por los revisores.
- Evaluar diferentes alternativas como i) reducir los niveles de take or pay en los acuerdos de transporte, ii) crear una entidad independiente responsable de gestionar el mercado secundario, coordinar con la operación de los mercados eléctricos, y que también podría actuar como un planificador energético estratégico, y iii) promover planes integrales de masificación del gas natural.
- Evaluar la coordinación de los objetivos nacionales (como las emisiones de gases de efecto invernadero). reducción) con la dinamización del mercado del gas natural.
- Finalmente, con base en las actividades anteriores se generará un conjunto de propuestas y recomendaciones. ser elaborado.

## 6 Modernización del Sistema Eléctrico de Propiedad Pública

### Compañías

#### 6.1 Marco normativo

El marco regulatorio que rige a las empresas estatales está compuesto principalmente por la Constitución Política de 1993, la Ley de Concesión Eléctrica (LCE), el Reglamento de la LCE, la Ley Antimonopolio del Sector Eléctrico (Ley N° 26.876) y la Ley que crea el FONAFE (Ley N° 27.170),

En 1993 se redactó una nueva Constitución Política que fijaba como fundamentos principales una economía social de mercado asignando al Estado un papel protagónico<sup>169</sup> en las industrias de educación, salud, seguridad, servicios públicos e infraestructura. Bajo este nuevo marco, se instaura un principio de pluralismo económico y el Estado podría realizar actividades comerciales directas o indirectas, pero a través de un enfoque subsidiario<sup>170</sup>.

Además, en 1992 se promulgó la LCE, que estableció la desagregación de los segmentos de generación, transmisión y distribución, la creación de un mercado eléctrico mayorista competitivo y un operador del sistema y el otorgamiento de concesiones y crea un marco legal y regulatorio general para el sector.

La Ley N° 26.876 delega al INDECOPI las responsabilidades en el seguimiento de conductas anticompetitivas entre agentes. Por otro lado, la Ley N° 27.710 crea el FONAFE, institución pública encargada de la gestión de las empresas eléctricas estatales del sector.

Otras leyes relevantes son la Ley FOSE (Ley N° 27.510), la Ley de Electrificación Rural (Ley N° 28.749), la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28.832), el Decreto Legislativo N° 1.221 y la Resolución Suprema. N° 006-2019-EM.

#### 6.2 Proceso de privatización

Antes de que se llevaran a cabo importantes reformas regulatorias en el mercado eléctrico, la mayoría de las actividades eran realizadas por empresas regionales integradas verticalmente, controladas por el Estado. Sólo algunas de estas empresas tenían una participación minoritaria de inversores privados (por ejemplo, el 15% de la empresa de distribución Sociedad Eléctrica del Sur Oeste SA (SEAL) estaba controlada por accionistas privados).

El proceso de modernización comenzó con la desagregación de los segmentos de generación, transmisión y distribución. Luego, se crearon entidades estatales separadas para realizar cada una de las actividades desagregadas.

Las empresas sin financiación debido a las tarifas eléctricas subsidiadas, la falta de inversión en nueva capacidad, la destrucción de infraestructura y la baja cobertura eléctrica (sólo el 48,4% en 1992) fueron las principales razones que apoyaron un proceso de privatización<sup>171</sup>. Dentro de este proceso, las tarifas se elevaron hasta un 300% para reflejar los costos reales de los servicios públicos (sin subsidios), así como la promulgación de leyes antimonopolio para evitar comportamientos no competitivos en cada segmento.

<sup>169</sup> Según la Constitución de 1993, artículo N° 58, se permite la libre inversión privada y se establece una economía social de mercado. Bajo este marco, el Estado lidera el desarrollo del país actuando principalmente en la promoción del empleo, la salud, la educación, los servicios públicos y la infraestructura.

<sup>170</sup> Según la Constitución de 1993, artículo N° 60, se instaura el pluralismo económico. La propiedad pública y la privada coexisten. El Estado, sólo permitido por las leyes aplicables, puede realizar actividades empresariales subsidiarias, fomentadas por el interés público y el beneficio social. Las actividades comerciales, ya sean públicas o privadas, están sujetas a las mismas leyes aplicables.

<sup>171</sup> Source: El proceso de privatizaciones en el Perú durante el período 1991-2002. CEPAL. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social – ILPES.

El proceso de privatización comenzó con la privatización de Electrolima, una empresa estatal integrada verticalmente que presta servicios en Lima, con una población de más de 7 millones. Electrolima se separó en tres empresas: EDEGEL (empresa de generación), EDELNOR (empresa de distribución) y EDELSUR (empresa de distribución, luego rebautizada como Luz del Sur). La privatización de Electrolima se completó en 1994.

En cuanto al segmento de distribución, se llevó a cabo un proceso especial de privatización para el las empresas públicas de distribución Hidrandina, Electro Centro, Electro Nor Oeste y Electro Norte.

El objetivo principal de este proceso fue permitir el ingreso de inversionistas privados locales (inversores o empresas peruanas) donde con un inicial del 30% del total de las acciones podrían tomar el control de estas empresas, y con sólo presentar un pago inicial correspondiente al 10% del total de acciones. En una segunda fase, después de tres años de la operación inicial, la empresa/inversor adquirente debía comprar otro 30% del capital. Mediante subasta competitiva internacional, el proceso fue adjudicado a José Rodríguez Banda (JORSA), quien tomó el control de las empresas descritas. Los adjudicatarios debían formar una empresa conjunta con una empresa internacional que pudiera ayudar a privatizar la empresa. Sin embargo, el proceso no tuvo éxito y después de dos años las empresas volvieron a ser propiedad estatal.

Otros intentos fallidos de privatización fueron EGASA, empresa de generación ubicada en Arequipa, y EGESUR, empresa de generación en Tacna. La causa detrás del fracaso de estos procesos fue principalmente técnica y social<sup>172</sup>.

El proceso de privatización tuvo como resultado las siguientes empresas privadas:

- i. Generation companies: EDEGEL, ETEVENSA, CAHUA, EGENOR and Empresa Eléctrica de Piura,
  - ii. Distribution companies: EDELNOR, Luz del Sur, EDE Cañete, EDE Chancay and Electro Sur Medio.
- III. Empresas de transmisión: ETECEN y ETESUR, mediante concesión a 30 años acuerdos.

Por otro lado, las empresas que permanecerán bajo titularidad pública al año 2020, son las siguientes:

- i. Empresas de generación: EGASA, EGEMSA, EGSEUR, Electroperú y San Gabán. ii. Distribution companies: ADINELSA, Electro Oriente, Electro Puno, Electro Sur Este, Electro Ucayali, Electro Centro, Electronoroeste , Electronorte, Hidrandina, Electrosur, and SEAL.

Electronoroeste (Distriluz). , Electronorte e Hidrandina son controladas por una entidad pública Electro Centro,

Los resultados de la privatización se muestran en la Tabla 6-1, mientras que la ubicación de las empresas de distribución públicas y privadas se muestra en la Figura 6-1.

Tabla 6-1: Informe de privatización  
Source: CAF-Perú- Análisis del sector eléctrico (2003)

<sup>172</sup> Hubo una fuerte oposición regional con respecto a la privatización de estas empresas, lo que obligó al gobierno a cancelar el proceso de privatización.

Fecha de clausura	Compañía	Adjudicatorio	Participación %	Oferta Millón	Compromiso	Esperado Inversión Millones de dólares	La propiedad estatal %	Observaciones
agosto de 1994	EDELNOR	Inversiones Distrilima	60,00%	176,49	No Compromisos de inversión	150	36,45%	-
agosto de 1994	Luz del Sur	ontario Quinto	60,00%	212,2	No Compromisos de inversión	120	0,00%	-
mayo de 1995	CAHUA	Chipre	60,00%	-	No Compromisos de inversión	0	0,00%	-
noviembre de 1995	EDEGEL	generandos	60,00%	524,40	100 megavatios	42	0,00%	Compromisos concluidos
Dic 1995	EDECHANCAY	Inversiones Distrilima	60,00%	10,36	No Compromisos de inversión	-	Con EDELNOR	-
Ene 1996	VENUS ANTERIOR	Consocio Generalima	60,00%	-	280 megavatios	120,1	38,22%	Compromisos concluidos
Hace 1996	Necesito	Inversiones Dominio	60,00%	228,2	100 megavatios	42	0,00%	Compromisos concluidos
junio de 1995	EDECAÑETE	Luz del Sur	100,00%	8,62	No Compromisos de inversión	-	0,00%	-
Nov 1996	EEPSA	Cons. Electr Cabo Blanco	60,00%	19,66	80 megavatios	40	39,95%	Compromisos concluidos
Nov 1997	ELECTROENCENDIDO MEDIO	Cons. Hica Inversiones	98,20%	25,64	Infraestructura	25,64	36,87%	Compromisos concluidos
Ene 1998	TRANSPORTE	Hidro Quebec - Gimnasia	85,00%	tu otorgaras sión	Transmisión Líneas	179	15%	Compromisos concluidos
Dic 1998	ELECTRO NORTE ELECTRO NOROESTE ELECTRO CENTRO HIDRANDA	Grupo Gloria (JORBSA)	30,00%	22,12 22,89 32,69 67,88	No Compromisos de inversión	-	69,99% 70,00% 70,00& 64,69%	-
Ene 1999	DISCURSO	Red Electrica de España	85,00%	tu otorgaras sión	Transmisión Líneas	74,49	15,00%	Compromisos concluidos
Abril 2001	Lineas de arranque Tx: Oroya- Carhuamayo- Paragsha- Derivacion Antamina & Aguaytia- Pucallpa	UNO	82,06%	tu otorgaras sión	Transmisión Líneas	65,41	17,94%	Compromisos concluidos
junio-1992 Sec. 1992	Grisos Petroperú (78)	Varios	100,0%	38,8	No Compromisos de inversión	-	Quedan 4 grisos a la venta	-

Fecha de clausura	Compañía	Adjudicatorio	Participación %	Oferta Millón	Compromiso	Esperado Inversión Millones de dólares	La propiedad estatal %	Observaciones
agosto de 1992	Solgas	Comparte cervezas en BVL	82,10%	7,55	No Compromisos de inversión	5.00	0	-
febrero de 1993	Petromas	Petrotecnología Internacional	Concesión	200	No Compromisos de inversión	65.00	0,00%	30 años
noviembre de 1993	Petrolera Transocamina	Glenpoint Enterprises Inc.	100.00%	25.25	No Compromisos de inversión	-	-	-
Jun 1996	Refinería La Paila	Refinadores del Perú	60,00%	180.50	No Compromisos de inversión	50.00	40,00%	-
Atrás 1996	Petrolubricante (Pozo Lubricantes)	Mobil Oil del Perú	98,40%	18.56	No Compromisos de inversión	-	0.00	-
Oct 1996	Lote 8 y Lote 8x	Pluspetrol Corporación Perú	Concesión	142.20	No Compromisos de inversión	25	0	28 años-
dic 1997	Lote X	Pérez Companc del Perú	Concesión	202.00	No Compromisos de inversión	25	-	30 años
dic 1997	Petroperú – Terminales Norte	Consorcios Terminal	Concesión	32,99	-	5.55	-	15 años
dic 1997	Petroperú – Terminales centro	Vopak – Seripsa	Concesión	32,99	-	6.33	-	15 años
dic 1997	Petroperú – Terminales encendidos	Consorcios Terminales	Concesión	32,99	-	6.91	-	15 años
febrero de 2000	Gas de CAMISEA	Plustpetrol-Hun-SK	Concesión	37,24 (*)	Producción	1.600,00	-	(*) Regalías



Figura 6-1: Empresas de distribución. Fuente: SIDEC, Perú.

### 6.3 Desempeño de empresas públicas y privadas

La implementación del nuevo marco regulatorio y el proceso de privatización ha llevado a un aumento significativo de la cobertura eléctrica y a una reducción de las pérdidas técnicas y comerciales de energía.

Por ejemplo, mientras que a principios de los años 90 las pérdidas de energía por parte de las empresas distribuidoras promedió casi el 20%<sup>173</sup>, en 2019, las pérdidas fueron en promedio del 9%, como se muestra en la Tabla 6-2.

Tabla 6-2: Pérdidas promedio de Empresas Distribuidoras (2019)  
Fuente: Información Comercial – Diciembre 2019 - OSINERGMIN

Distribución compañía	Pérdidas (%)
Perú promedio	9,0%
ESENIA	16,5%
Electro Tocache	14,4%
Chavimochic	13,9%
ADINELSA	13,0%

173 Source: Evaluación Ex Post del Impacto de la Regulación de las Pérdidas de Energía en el Perú, OSINERGMIN, 2017. [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/DEP/Osinergmin-GPAE-Dокументo-Evaluacion-Politicas-002-2017.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/DEP/Osinergmin-GPAE-Dокументo-Evaluacion-Politicas-002-2017.pdf)

Distribución compañía	Pérdidas (%)
Electro Dunas	12,8%
electronorte	11,7%
Electronoroeste	11,2%
electrocentro	11,2%
Hidranida	11,2%
EDELSA	10,9%
Electro completo	10,7%
Electro Oriente	10,5%
Electro Sur Este	10,4%
EMSEUSAC	10,0%
SERSA	9,5%
Enel Distribución	9,3%
Negro electro	9,1%
Electro Ucayali	8,3%
Electrosur	8,2%
SELLO	7,8%
Luz del Sur	6,5%
COELVISAC	3,1%

En cuanto a las empresas distribuidoras, aunque la mayoría son estatales, las dos empresas más grandes, en términos de clientes atendidos, son privadas. Varias de las empresas estatales son pequeñas y medianas.

Tabla 6-3: Clientes atendidos por Empresas Distribuidoras al 2019

Fuente: SIDEC, Perú. Nota: No todas las empresas distribuidoras están incluidas en esta tabla. La proporción del total de clientes atendidos se estimó considerando únicamente las empresas incluidas.

Compañía	Propiedad # Clientes	Participación (%) del total de clientes atendidos
Enel Distribución	Privado	1.441.381
Luz del Sur	Privado	1.164.945
Hidrandina (Grupo Distriluz)	De propiedad estatal	928.694
Electrocentro (Grupo Distriluz)	Estatal	825.367

Electro Sur Este	De propiedad estatal	561.579	7%
Electronoroeste (Grupo Distriluz)	Estatal	504.172	7%
Electro Oriente	De propiedad estatal	465.266	6%
Sello	De propiedad estatal	441.317	6%
Electronorte (Grupo Distriluz)	De propiedad estatal	391.175	5%
Electro completo	De propiedad estatal	304.717	4%
Electro Dunas	Privado	245.987	3%
Electrosur	De propiedad estatal	170.149	2%
Electro Ucayali	De propiedad estatal	96.225	1%
Adinelsa	De propiedad estatal	72.228	1%

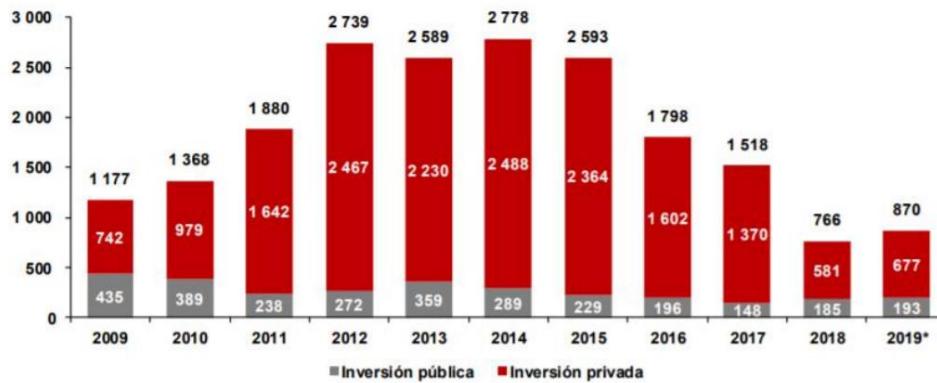
Mientras tanto, en el segmento de generación, las empresas estatales, que alguna vez fueron las empresas más grandes en términos de capacidad instalada, han perdido participación en la combinación total de capacidad en beneficio de las empresas privadas. La mayor parte de la nueva capacidad de generación ha sido desarrollada por empresas privadas.

Tabla 6-4: Principales empresas de Generación al 2019

Fuente: COES. Nota: No todas las empresas de generación están incluidas en esta tabla.

Generación Compañía	Propiedad	Capacidad instalada (MW)	Participación (%) en la capacidad instalada del SEIN
Engie	Privado	2.675.04	20%
Fortaleza	Privado	1.696.10	13%
Enel Generación	Privado	1.562.40	12%
Electroperú	propiedad del estado	1.027.07	8%
Fénix	Privado	575.00	4%
estadística	Privado	442.37	3%
Es útil	propiedad del estado	235.53	2%
celepsa	Privado	220.00	2%
Egemsa	propiedad del estado	191,80	1%
San Gabán	propiedad del estado	110.00	1%
el fue comido	propiedad del estado	58,63	0%

De hecho, la mayoría de las inversiones en el sector energético provienen de inversores privados, como se muestra en la Figura 6-2.



Nota: Las estadísticas del sector energía del 2019 corresponden a información preliminar del Ministerio de Energía y Minas. Fuente: Ministerio de Energía y Minas. (2009-2018). *Anuario Estadístico de electricidad*.

Figura 6-2: Inversiones del sector energético en millones de dólares

Fuente: MINEM – Informe Ejecutivo 2019

La Tabla 6-5 y la Tabla 6-6 muestran los Ingresos, EBITDA<sup>174</sup>, Retorno sobre Activos (ROA,) y Retorno sobre Patrimonio (ROE) de las empresas de generación y distribución, respectivamente. Las métricas de rentabilidad difieren significativamente entre las empresas estatales.

Tabla 6-5: Ingresos, EBITDA, ROA y ROE de las empresas de generación estatales en 2019

Fuente: Elaboración propia con base en información reportada por las empresas.

Generación compañía	Ingresos Millones de S./	EBITDA Millones de S./	Margen EBITDA (%)	Rendimiento de los activos (LARGO) (%)	Rentabilidad sobre recursos propios (HUEVA) (%)
electroperú	1.726,07	599.17	34,7%	13,21%	20,40%
ES IMPORTANTE	169,53	109.39	64,5%	7,46%	10,57%
EGEMSA	114,12	76,54	67,1%	6,36%	7,11%
San Gabán	90,76	35,97	39,6%	6,10%	7,74%
Comió	41,62	11.74	28,2%	2,66%	6,87%

Tabla 6-6 Ingresos, EBITDA, ROA y ROE de las empresas distribuidoras estatales en 2019

Fuente: Elaboración propia en base a información reportada por las empresas.

Distribución compañía	Ingresos Millones de S./	EBITDA Millones de S./	Margen EBITDA (%)	Rendimiento de los activos (LARGO) (%)	Rentabilidad sobre recursos propios (HUEVA) (%)
ADINELSA	66,51	26.32	39,6%	4,82%	10,32%
Electro Oriente	581.11	88,37	15,2%	3,47%	8,83%
Electro completo	227.09	38,36	16,9%	4,80%	11,46%

174 EBITDA corresponde a Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización. El rendimiento sobre los activos es el cociente entre los ingresos netos y los activos totales. El rendimiento del capital es el cociente entre la utilidad neta y el capital contable.

Distribución compañía	Ingresos Millones de S./	EBITDA Millones de S./	Margen EBITDA (%)	Rendimiento de los activos (LARGO) (%)	Rentabilidad sobre recursos propios (HUEVA) (%)
Electro Sur Este	459,61	119,66	26,0%	7,29%	15,65%
Electro Ucayali	188,09	32,83	17,5%	9,06%	15,71%
electrocentro	614,71	198,99	32,4%	8,97%	21,05%
Electronoroeste	696,72	194,48	27,9%	15,94%	39,88%
electronorte	400,43	72,15	18,0%	6,22%	11,37%
Electrosur	202,35	28,08	13,9%	4,65%	12,28%
Hidranida	1.025,87	241,47	23,5%	11,41%	19,23%
SELLO	560,36	112,81	11,0%	12,07%	25,27%

#### 6.4 Principales características del FONAFE

FONAFE (Fondo Nacional para el Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado), es una entidad pública encargada de supervisar y administrar las empresas estatales. La Ley N° 27.710 y su Reglamento (aprobado por DS N° 072-2000-EF) fijan las principales normas sobre las características y funciones del FONAFE.

Los principales órganos del FONAFE son la Junta Directiva y la Dirección Ejecutiva. Según la Ley N° 27.710<sup>175</sup>, el Directorio es designado por la Presidencia del Consejo de Ministros.

Actualmente el Consejo Directivo está compuesto por 5 miembros. La Junta la preside el Ministro de Economía y Finanzas, mientras que los demás miembros de la Junta son el Presidente del Consejo de Ministros, el Ministro de Transportes y Comunicaciones, el Ministro de Energía y Minas y el Ministro de Vivienda, Construcción y Saneamiento.

Entre las funciones directivas, el FONAFE es responsable de manejar los ingresos generados por las inversiones de las empresas y aprobar sus presupuestos. Las principales funciones del FONAFE están establecidas en la Ley N° 27.170<sup>176</sup>:

- Aprobar el Presupuesto de las empresas bajo su control.
- Aprobar las normas de gestión en las empresas bajo su control,
- Supervisar las empresas controladas por el Estado y administrar sus recursos.
- Designar a los representantes en las asambleas de accionistas de las empresas en las que el FONAFE sea propietario parcial o total.
- Aprobar la transferencia del total de los ingresos netos correspondientes al FONAFE de las empresas bajo su control.
- Aprobar el presupuesto de la Dirección Ejecutiva del FONAFE.

Como se describe en las funciones del FONAFE, las empresas bajo su control deben transferir la totalidad de sus utilidades netas acumuladas correspondientes al porcentaje que posee el FONAFE. De hecho,

<sup>175</sup> Ley N° 27.170, artículo N° 2.

<sup>176</sup> Ley N° 27.170, artículo N° 3.

El propio presupuesto del FONAFE se financia principalmente con los dividendos provenientes de las empresas bajo su control, así como con los recursos obtenidos de cualquier reducción de capital en estas empresas<sup>177</sup>.

El Director Ejecutivo del FONAFE, es propuesto por el presidente del FONAFE y designado por el Ministerio de Economía y Finanzas<sup>178</sup>. El Director Ejecutivo es el representante legal del FONAFE y responsable de la ejecución de los acuerdos adoptados por el Directorio<sup>179</sup>.

FONAFE ha tomado las recomendaciones propuestas por la OCDE en el Libro Blanco respecto del segmento de Distribución Eléctrica y actualmente adelanta un plan de trabajo que busca la sustentabilidad, eficiencia y rentabilidad de las empresas bajo su control. El órgano del FONAFE responsable de la ejecución del plan es la Dirección Corporativa en Gestión Empresarial.

Son responsabilidades de la Dirección fijar las normas y lineamientos respecto de los siguientes temas:

1. Riesgo, gobernanza, sostenibilidad y cumplimiento: establecer normas y directrices acerca de:

- Gobierno corporativo: Principios sobre mejores prácticas de gestión, intercambio de información, transparencia, entre otros. Además, establece las relaciones entre la junta directiva, los accionistas, la administración y otras partes interesadas.
- Control interno corporativo: Controles de supervisión y medición del desempeño de la empresa, con el fin de i) garantizar que se cumplan los objetivos de las empresas, ii) definir planes de trabajo para lograrlos, y iii) implementar acciones preventivas para evitar desviaciones en las estrategias específicas.
- Responsabilidad social corporativa: Asegurar que se cumplan los intereses de las partes interesadas, considerando métricas éticas, de transparencia, ambientales, económicas y sociales.

2. Mejores prácticas corporativas: Principales lineamientos sobre las mejores prácticas corporativas siguiendo los estándares del FONAFE. Las mejores prácticas son un conjunto de acciones adoptadas por las empresas que siguen principios, objetivos y procedimientos, buscando la mejora en el desempeño de las empresas y en relación con:

- Redes empresariales.
- Gestión de proyectos.
- Seguridad y salud en el trabajo.
- Gestión de proceso.
- Sistemas integrados.
- Transparencia.
- Convenios en gestión empresarial.

3. Gestión social: Establecer normas y lineamientos respecto de:

- Política de dividendos.
- Interés no controlado.

<sup>177</sup> Reglamento de la Ley N° 27.170, artículo N° 15.

<sup>178</sup> Reglamento de la Ley N° 27.170, artículo N° 13.

<sup>179</sup> Reglamento de la Ley N° 27.170, artículo N° 14.

- Junta de accionistas.
  - Cambios en la estructura accionarial.
4. Gestión estratégica: Alinear los planes estratégicos elaborados por las empresas bajo el control del FONAFE, con las plantas estratégicas elaboradas por el FONAFE y con los planes estratégicos elaborados por el Gobierno. Todos los planes estratégicos deben elaborarse y presentarse en un formato homogéneo, para fomentar la transparencia.
5. Gestión operativa y presupuestaria: Control de las actividades y metas fijadas por año, para verificar si están alineadas con los planes estratégicos y operativos de la Compañía y los lineamientos marcados por el FONAFE. La gestión presupuestaria ha sido liderada por FONAFE y ha estado enfocada en la optimización de los recursos financieros y asegurar el cumplimiento de las metas estratégicas operativas. La gestión presupuestaria es la parte cuantitativa del plan operativo. El presupuesto de cada empresa está incluido en el Sistema Nacional de Presupuesto y debe cumplir con los lineamientos, directrices, manuales y planes fijados por el FONAFE.
6. Gestión financiera: Mejorar la integridad, precisión y rapidez en la información financiera proporcionada por las empresas. Los estados financieros mensuales son importantes para el proceso de toma de decisiones del FONAFE. La gestión financiera debe considerar una administración eficiente de los recursos financieros, incluyendo el manejo adecuado de los activos y pasivos financieros, una estructura de deuda eficiente, el control de riesgos y la rentabilidad de las operaciones.
7. Gestión corporativa, de recursos humanos y de la estructura organizacional: Establecer normas y lineamientos sobre:
- Herramientas administrativas,
  - Cultura, conocimiento, ética y clima laboral.
  - Salarios y compensaciones.
  - Proceso de reclutamiento y contratación.
  - Desarrollo profesional del personal.
  - Procesos de negociación colectiva.
8. Gestión corporativa: Establecer normas y lineamientos respecto de:
- Tecnologías de la información y las comunicaciones.
  - Gestión de documentación.
  - Gestión de la comunicación e imagen corporativa.
  - Estructuras corporativas.
  - Gestión logística de compras corporativas y cadena de suministro.
  - Gestión de activos no financieros.
  - Donaciones.
  - Contratación de seguros.
9. Resolución de controversias y gestión de pasivos y incumplimientos: Establecer normas y lineamientos sobre:
- Mecanismos de resolución de controversias.
  - Acciones ante el incumplimiento de lineamientos directivos.

- Responsabilidades diversas relacionadas con daños y perjuicios al patrimonio de la empresa.
- Información compartida al FONAFE sobre sanciones.

## 6.5 Diagnóstico

Esta sección incluye las barreras más relevantes que impiden a las empresas estatales aumentar su eficiencia y elevar su nivel de inversión. El diagnóstico que se presenta en los siguientes apartados, se centra principalmente en las empresas públicas de distribución.

### 6.5.1 Principales barreras identificadas en el Libro Blanco del Segmento de Distribución Eléctrica

En 2009, OSINERGMIN asignó la elaboración de un Libro Blanco sobre el Segmento de Distribución Eléctrica a un Consorcio compuesto por Mercados Energéticos y la Universidad de Comillas<sup>180</sup>. El diagnóstico del trabajo muestra bajos niveles de inversión y financiamiento de las empresas públicas de distribución. Además, las métricas de rentabilidad de las empresas estatales son considerablemente más bajas que las de las empresas privadas. Además, el documento afirma que si bien el marco regulatorio existente para determinar el proceso de tarifas de distribución (VAD181),

Ha trabajado en varios países, no está teniendo resultados exitosos en el Perú. Entre las barreras que se identificaron se encuentran:

- Barreras legales a las empresas para aumentar su apalancamiento financiero y emitir deuda.  
Por lo tanto, las empresas de distribución no tienen recursos suficientes para invertir en actualizaciones y expansión de la red.
- Presión política que impide que la empresa se gestione de forma independiente.

El Libro Blanco, partiendo del supuesto de que no se llevarán a cabo más privatizaciones de empresas estatales, propone varias recomendaciones para mejorar la gestión de las empresas públicas.

Algunas de las recomendaciones propuestas son fomentar el gobierno y la gestión empresarial con un enfoque empresarial privado. El estudio propone agrupar a las empresas distribuidoras en corporaciones, cada una de ellas con un estatus legal que le permita operar de manera autónoma e independiente del gobierno.

Además, el informe recomienda realizar cambios estructurales y legales persiguiendo que las empresas públicas puedan competir en igualdad de condiciones con las privadas. Por lo tanto, los incentivos y señales a las empresas deberían basarse principalmente en métricas de eficiencia, independientemente de si la empresa es estatal o privada.

### 6.5.2 Recursos insuficientes para financiar planes de inversión

Actualmente, las empresas estatales tienen varias barreras para utilizar los recursos financieros y destinarlos a nuevas inversiones:

- Como se mencionó en la sección anterior, las empresas públicas tienen barreras legales para levantar deuda y, por lo tanto, no tienen acceso directo a los mercados financieros.

---

<sup>180</sup> Source: Libro Blanco del Marco Regulatorio de la Distribución Eléctrica, Mercados Energéticos e Instituto de Investigación Tecnológica de Universidad Comillas, 2009. [http://www.2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126\\_Libro%20Blanco\\_CD\\_MEIIT.PDF](http://www.2.osinerg.gob.pe/Novedades/20091126_Libro%20Blanco_CD_MEIIT.PDF)

Noviembre

<sup>181</sup> El Valor Agregado de la Distribución (VAD) es una tarifa regulada definida por la Autoridad.

El cliente regulado paga una tarifa definida por la autoridad, calculada con base en los costos de distribución de una empresa teóricamente ideal que opere eficientemente, esquema regulatorio generalmente conocido como "competencia de criterio".

Este esquema tarifario pretende emular la competencia con un concesionario entrante eficiente, evitando tarifas y retornos monopólicos para los distribuidores.

- Además, y según lo definen las leyes vigentes, el FONAFE recupera la totalidad de los ingresos netos generados por las empresas públicas. Las empresas estatales no pueden decidir de forma independiente sobre la asignación del flujo de caja generado por sus operaciones.

- Finalmente, FONAFE debe aprobar los presupuestos de inversión y operativo. Por lo tanto, la El proceso de aprobación del presupuesto es lento e ineficiente.

Teniendo en cuenta estas barreras, las empresas estatales no son capaces de invertir en nueva infraestructura. Esto es especialmente preocupante para las empresas de distribución que no pueden invertir en la expansión y mejora de la red que podría aumentar la calidad del suministro.

Siguiendo las recomendaciones del Libro Blanco, se introdujeron cambios regulatorios para promover la inversión entre las empresas de distribución estatales. En 2015, antes del 2017-

Proceso tarifario de distribución 2021, se promulga el Decreto Legislativo 1.208. Este Decreto promueve el desarrollo de Plantas de Inversión por parte de las empresas distribuidoras controladas por el FONAFE así como su financiamiento. El Decreto introduce los siguientes cambios:

- Cada empresa de Distribución controlada por FONAFE presentará ante OSINERGMIN antes de cada proceso tarifario del VAD un estudio de planificación eléctrica de largo plazo que incluya un Plan de Inversiones en Distribución para el período del proceso tarifario (4 años).
- El Plan de Inversiones en Distribución considerará inversiones relacionadas con el refuerzo, la ampliación, la eficiencia energética, la seguridad del suministro, la innovación tecnológica, así como cualquier otra inversión que sea necesaria para mejorar la eficiencia y eficacia de las redes de distribución existentes.
- OSINERGMIN deberá aprobar los Planes de Inversión en Distribución que presenten las empresas controladas por el FONAFE e incluir las anualidades de inversión en el proceso tarifario del VAD.

El FONAFE crea y administra un fideicomiso para financiar los Planes de Inversión en Distribución. El fideicomiso se financiará inicialmente con las anualidades de inversión consideradas en el proceso tarifario del VAD. En caso de que los recursos provenientes de las anualidades de inversión no sean suficientes para financiar las inversiones requeridas contempladas en los planes, el FONAFE podrá utilizar parte de los ingresos netos obtenidos de las empresas distribuidoras bajo su control.

Sin embargo, a la fecha los Planes de Inversiones en Distribución aún no se han implementado. En el proceso tarifario 2017-2021, las empresas distribuidoras elaboraron sus Planes de Inversión en Distribución. Una vez presentados los planes, el MINEM instruyó al OSINERGMIN a elaborar una metodología para estandarizar todos los planes de inversión.

OSINERGMIN elaboró un informe metodológico en 2016, y luego el MINEM publicó una propuesta de norma en 2017. Sin embargo, hasta la fecha no se ha publicado ninguna norma final que valide los criterios y metodología establecidos por OSINERGMIN.

Por lo tanto, los Planes de Inversiones en Distribución no fueron validados y no incluidos en el ejercicio 2017- Proceso 2021.

#### 6.5.3 Excesivo control, regulación y supervisión de entidades públicas sobre la distribución compañías.

Otra barrera que impide que las empresas estatales operen eficientemente es el excesivo control, regulación y supervisión de las entidades públicas. Por un lado, el Gobierno a través de OSINERGMIN fija las tarifas de distribución. Por otro lado, a través del FONAFE, el Gobierno supervisa el funcionamiento de las empresas estatales. El FONAFE también es responsable de fijar los principales lineamientos que rigen a las empresas públicas. Finalmente, la Contraloría General de la República controla la legalidad de los actos administrativos y vela por el correcto uso de los fondos públicos, por lo que tiene opinión en los procesos operativos y presupuestarios de las empresas estatales.

La intervención de múltiples entidades públicas conduce a un exceso de burocracia que acaba por introducir obstáculos y ralentizar el proceso de toma de decisiones y la gestión eficiente de las empresas públicas.

#### 6.5.4 Otras barreras adicionales

Barreras adicionales que se identificaron son obstáculos para despedir empleados en empresas estatales. compaías. Existen varias diferencias en las capacidades del personal entre los empleados del sector público y el sector privado, principalmente debido a salarios más bajos (debido a limitaciones presupuestarias). La edad promedio de los empleados públicos (más de 55 años) es más alta que en el sector privado y podría ser un indicador de que las empresas públicas no son lo suficientemente atractivas para las contrataciones más jóvenes, o que existen barreras para despedir a los empleados mayores.

#### 6.6 Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.

El próximo informe incluirá un conjunto de propuestas para mejorar. La metodología para la elaboración de propuestas considerará las siguientes actividades:

- Revisar el diagnóstico del marco existente en materia de empresas estatales.
- Analizar empresas estatales de referencia: Empresas Públicas de Medellín en Colombia; Codelco en Chile, entre otros.
- Evaluar diferentes alternativas como i) privatizar las empresas públicas restantes, ii) crear una entidad independiente (de cualquier gobierno) que controle las empresas estatales, iii) agrupar varias empresas en corporaciones, iv) reintroducir y reforzar la iniciativa PIDE, v) permitir que inversionistas privados independientes inviertan y desarrolle nueva infraestructura en concesiones de distribución, y v) definir metas específicas al FONAFE, en las que esta entidad deberá centrar sus responsabilidades en el sector eléctrico.
- Finalmente, con base en las actividades anteriores se generará un conjunto de propuestas y recomendaciones. ser elaborado.

## 7 Fortalecimiento de la regulación y supervisión/ seguimiento del mercado

### 7.1 Marco normativo

Las actividades de regulación, supervisión y seguimiento del mercado se han regido por la Ley OSINERG (Ley N° 26.734), la Ley Marco de Organismos Reguladores de la Inversión Privada en Servicios Públicos (Ley N° 27.332), las Leyes N° 27.631 y N° 27.699, así como como Estatuto de OSINERG (aprobado por DS 054-2001-PCM), Reglamento de Resolución de Controversias de OSINERG (aprobado por Resolución de Directorio de OSINERG N° 0826-2002/S-CD), Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas de OSINERG (aprobado por DS 029-97-EM), Usuarios de OSINERG Reglamento de Apelación de Reclamaciones (aprobado por Resolución de Directorio de OSINERG N° 0945-2002/S-CD).

OSINERG fue creado en 1996 mediante la Ley N° 26.734 como Organismo Supervisor de Inversiones Energéticas. Las responsabilidades del OSINERG consistían en fiscalizar, fiscalizar y sancionar el mercado energético, funciones que anteriormente desempeñaba el MINEM.

Posteriormente en el año 2000, tras la sanción de la Ley N° 27.332, OSINERG se fusionó con la Comisión Tarifaria de Electricidad (CTE), institución descentralizada del MINEM. Con la fusión, OSINERG asumió adicionalmente funciones regulatorias en el mercado eléctrico y de hidrocarburos.

Las responsabilidades de resolución de disputas de OSINERG se detallan en el Reglamento de Resolución de Controversias de OSINERG, mientras que las funciones de supervisión de electricidad e hidrocarburos se especifican en el Reglamento de Supervisión de Actividades Energéticas de OSINERG. Además, la Ley N° 27.631 modifica las funciones regulatorias del OSINERG mientras que la Ley N° 27.699 fortalece el marco institucional del OSINERG. Finalmente, en 2007, OSINERG también asume la responsabilidad de monitorear el sector minero y pasa a denominarse OSINERGMIN.

### 7.2 Principales características de la institucionalidad del OSINERGMIN

#### 7.2.1 Principales características y organización

OSINERGMIN es el regulador del sector energético, encargado de la fijación de precios/tarifas de electricidad y gas natural y de la supervisión, seguimiento y sanción de las normas legales y técnicas en el mercado eléctrico y en el transporte y distribución de gas natural.

OSINERGMIN tiene una estructura de gobernanza clara y detallada y se autogobierna para definir sus lineamientos técnicos, análisis y evaluaciones, y sus objetivos y estrategias.

La autonomía del regulador está legalmente establecida por la Ley N° 27.332, que establece que las instituciones reguladoras tendrán autonomía administrativa, funcional, técnica, económica y financiera<sup>182</sup>.

Los principales órganos del OSINERGMIN son i) el Directorio, ii) el Director Ejecutivo, iii) la Gerencia General, la Comisión de Tarifas de Energía (GART), el Tribunal de Solución de Controversias, el Consejo de Reclamaciones de Usuarios y los órganos colegiados<sup>183</sup>.

<sup>182</sup> Ley N° 27.332, artículo N° 2.

<sup>183</sup> Estatuto Social de OSINERG, artículos N° 49.

## 7.2.2 Lineamientos, objetivos y funciones principales

7.2.2.1 Directrices principales

Según el Estatuto del OSINERG, el OSINERGMIN debe actuar conforme a los siguientes principios<sup>184</sup>:

- i. Garantizar el Acceso Abierto: OSINERGMIN debe garantizar el acceso abierto al suministro de electricidad e hidrocarburos a todos los usuarios de servicios regulados y públicos.
- ii. Posición de neutralidad: Todas las actuaciones del OSINERGMIN en funciones de supervisión, seguimiento y regulación deben asegurar una postura neutral, a fin de evitar que algún agente sea favorecido sobre otros.
- III. Actos no discriminatorios: Todos los actos y decisiones que tome OSINERGMIN no deben ser discriminatorios contra ningún agente.
- IV. Decisiones basadas en un análisis Costo-Beneficio: Las decisiones que tome OSINERGMIN deben basarse en un Análisis Costo-Beneficio, tomando en cuenta los costos y beneficios de corto y largo plazo.
- v. Transparencia: Todas las decisiones que tome OSINERGMIN deben estar sustentadas en criterios claros conocido por todos los agentes.
- vi. Imparcialidad: Las decisiones que se tomen sobre hechos o casos de similares características deben tener un resultado similar.
- vii. Autonomía: OSINERGMIN no depende de ninguna otra entidad o institución del Estado.  
Las decisiones del OSINERGMIN se rigen por las leyes aplicables y el respaldo técnico.
- viii. Subsidiaria: OSINERGMIN sólo intervendrá en los mercados energéticos si no existen condiciones competitivas que puedan asegurar que se cumplan los intereses de todos los usuarios regulados y de servicios públicos.
- IX. Efectos causados por las decisiones: OSINERGMIN debe evaluar todos los efectos que causarán sus decisiones en otros temas relacionados con el sector energético.
- X. Eficiencia y eficacia: OSINERGMIN perseguirá la asignación eficiente de los recursos y la minimización de los costos sociales.
- xi. Oportunidad: Todos los procedimientos y plazos involucrados en las decisiones del OSINERGMIN deben ser públicos.  
OSINERGMIN debe resolver todas las controversias y divergencias relacionadas con sus decisiones a la mayor brevedad posible.

7.2.2.2 Los objetivos del OSINERGMIN

Según el Estatuto del OSINERG<sup>185</sup> sus principales objetivos son los siguientes:

- a) Garantizar la fiabilidad y calidad del suministro eléctrico.
- b) Velar por el cumplimiento de los ductos eléctricos, de hidrocarburos y de distribución de gas natural.  
contratos de concesión de redes.
- c) Garantizar que los usuarios tengan acceso al suministro de electricidad y gas natural, en las mejores condiciones considerando estándares de calidad y oportunidad y bajo tarifas reguladas de conformidad con las leyes aplicables.

<sup>184</sup> Según el Estatuto Social de OSINERG, artículos N° 4-15.

<sup>185</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 19.

- d) Promover el desarrollo, operación y modernización eficiente de la electricidad y infraestructura de hidrocarburos.
- e) Velar por la estricta aplicación de las disposiciones técnicas y legales relativas a la conservación y protección del medio ambiente en los segmentos de electricidad e hidrocarburos.
- f) Supervisar la permanencia y prontitud de las inversiones, así como otras responsabilidades que se originen en procesos de inversión privada realizados por empresas energéticas del Estado.
- g) Otros fines según las leyes aplicables.

#### 7.2.2.3 Principales funciones del OSINERGMIN

La Ley N° 27.322 y el estatuto social de OSINERG fijan las funciones del OSINERGMIN. Las principales funciones son las siguientes<sup>186</sup>:

- a) Función de supervisión: Comprende la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones de los agentes supervisados, de las normas sectoriales establecidas y de los contratos bajo el ámbito de competencia del OSINERGMIN. Las principales funciones de supervisión son las siguientes<sup>187</sup>:
  - i. Supervisar la calidad, eficiencia, en la prestación del servicio de electricidad e hidrocarburos.
  - ii. Supervisar el cumplimiento de todas las normas fijadas por OSINERGMIN.
  - III. Asegurar la estricta aplicación de las disposiciones técnicas y legales relativas a la conservación y protección del medio ambiente en los segmentos de electricidad e hidrocarburos.
- b) Función regulatoria: Comprende la facultad de fijar las tarifas de los servicios públicos de electricidad y gas natural de su ámbito, lo que incluye resolver, como único órgano administrativo, las acciones de revisión que interpongan los interesados. OSINERGMIN es responsable de fijar las siguientes tarifas<sup>188</sup>:
  - i. Tarifas de barra.
  - ii. Tarifas del servicio público de electricidad.
  - III. Tarifas de transmisión principal y secundaria.
  - IV. Tarifas de transporte de hidrocarburos.
  - v. Tarifas de distribución de gas natural y electricidad.
- c) Función normativa: Comprende la facultad exclusiva de dictar, en el ámbito y ámbito de su respectiva competencia, las normas sobre los procedimientos a su cargo; incluyendo procedimientos administrativos especiales que regulan los procesos administrativos relacionados con las funciones de supervisión, supervisión específica y sancionatoria. Las principales funciones normativas son las siguientes<sup>189</sup>:
  - i. Definir tarifas y esquemas regulatorios y sus mecanismos de aplicación.

<sup>186</sup> Ley N° 27.322, artículo N° 3, posteriormente actualizado por la Ley N° 27.631 y Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 19.

<sup>187</sup> Ley N° 27.322, artículo N° 3, y Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 34.

<sup>188</sup> Ley N° 27.322, artículo N° 3, y Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 28.

<sup>189</sup> Ley N° 27.322, artículo N° 3, y Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 23.

- ii. Elaborar mecanismos de participación de las partes interesadas en la elaboración de procedimientos y normas.
- III. Definir reglas que regirán los procedimientos que se presenten ante OSINERGMIN, tales como reclamos de usuarios, resolución de disputas, entre otros.
- IV. Definir la estructura organizacional del OSINERGMIN.
  - en. Fijar los principales lineamientos en materia de procedimientos de contratación de servicios públicos de electricidad, hidrocarburos y gas natural.
- d) Función fiduciaria y sancionadora: Comprende la facultad de realizar acciones conducentes a imponer sanciones a los agentes por el incumplimiento de las obligaciones establecidas en la normativa sectorial en el ámbito del OSINERGMIN; así como por el incumplimiento de las normas emitidas por el organismo regulador. OSINERGMIN también puede denunciar ante INDECOPI conductas no competitivas entre los agentes del sector energético.
- e) Función de resolución de conflictos: incluye la capacidad de conciliar intereses contrapuestos entre los agentes dentro de su ámbito de competencia, y entre ellos y los grandes/libres usuarios o consumidores independientes de gas natural. Se incluyen más detalles en la sección 7.2.5.
- f) Función de solución de quejas de los usuarios: comprende la facultad de resolver, en segunda instancia administrativa, los recursos interpuestos por los usuarios regulados de los servicios de electricidad y gas natural contra los resueltos por las empresas distribuidoras que prestan dichos servicios. Las principales quejas que se pueden presentar son respecto de los siguientes aspectos:
  - i. Instalación y activación del servicio.
  - ii. Suspensión o terminación del servicio.
  - III. Calidad de servicio.
  - IV. Facturación.
    - en. Facturación por servicios de terminación o reconexión
    - vi. Errores de medición y facturación.
    - vii. Compensación por cortes de energía.
- g) Función de supervisión específica: incluye la facultad de verificar el cumplimiento de las obligaciones establecidas en los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados con las actividades bajo el ámbito de OSINERGMIN.

La función supervisora y sancionadora puede ejercerse de oficio, o por denuncia de parte.

Las sanciones serán impuestas por la Dirección General.

#### 7.2.3 Junta Directiva

La Ley N° 27.332 define al Directorio del OSINERGMIN, como órgano rector del organismo. El cargo de Director dura 5 años<sup>190</sup>. El Consejo Directivo está compuesto por cinco miembros que se proponen de la siguiente manera<sup>191</sup>:

1. Dos miembros propuestos por la Presidencia del Consejo de Ministros. Uno de estos miembros será el Presidente del Consejo.

<sup>190</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 17.

<sup>191</sup> DS N° 032-2001-PCM, artículo N°3.

2. Un miembro propuesto por el MINEM.
3. Un vocal propuesto por el Ministerio de Economía y Hacienda.
4. Un miembro propuesto por el INDECOP.

Cada nombramiento de Directores deberá ser avalado por el Presidente del Consejo de Ministros, el MINEM y el Ministerio de Economía y Finanzas, quienes también podrán destituir a un Director.  
El Presidente del Directorio también actúa como Director Ejecutivo del OSINERGMIN.

Según la Ley N° 27.332192, los consejeros deberán cumplir con los siguientes requisitos:

- a) Contar con un mínimo de 5 años de experiencia laboral.
- b) Tener alto nivel e idoneidad profesional.
- c) Los consejeros deberán cumplir con los siguientes requisitos:
  - i. No puede tener más del 1% del capital social de las empresas de energía supervisadas por OSINERGMIN.  
Además, los Directores no pueden actuar como Directores, representantes legales, consultores de los empleados de las empresas de energía que son supervisadas por OSINERGMIN.
  - ii. Haber sido sancionados o removidos mediante proceso administrativo o por delito intencional.
- III. Las personas que por mandato legal no puedan actuar como Directores.
- IV. Directores, gerentes o representantes o sociedades anónimas en quiebra.
- v. Tener incompatibilidades legales para desempeñar cargos directivos en entidades controladas por el estado.

Algunas causas que podrían dar lugar a la remoción de un Director son, ausencia injustificada a 2 reuniones consecutivas de Directorio, estar física o psíquicamente incapacitado para desempeñar el cargo de Director, tener impedimentos legales, entre otras<sup>193</sup>.

Los directores no pueden delegar ninguna de sus funciones<sup>194</sup>. Sus principales funciones son las siguientes<sup>195</sup>:

- a) Designar al Vicepresidente del Consejo.
- b) Aprueba al Gerente General del OSINERGMIN, a propuesta del Presidente del Directorio.
- c) Nombrar a los miembros de los órganos colegiados.
- d) Designar a los miembros del Consejo de Reclamaciones de Usuarios.
- e) Planificar, dirigir y supervisar las funciones del OSINERGMIN.
- f) Aprobar el Reglamento de Organización y Funciones del OSINERGMIN.
- g) Presentar a la Presidencia del Consejo de Ministros la propuesta de presupuesto del OSINERGMIN.
- h) Aprobar la memoria anual y los estados financieros.
- i) Aprobar la venta, compra y permuta de activos del OSINERGMIN para pagar deudas.
- j) Aceptar donaciones y transferencias al OSINERGMIN.
- k) Resolver las solicitudes de reconsideración presentadas ante la Junta.

<sup>192</sup> Ley N° 27.332, artículo N° 7 y N° 8.

<sup>193</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 61.

<sup>194</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 53.

<sup>195</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 52.

- I) Resolver solicitudes de apelación respecto de decisiones adoptadas por la Dirección General.
- m) Dictar, en el ámbito y ámbito de su respectiva competencia, las normas sobre los procedimientos a su cargo.
- n) Presentar propuestas a las autoridades, nuevas normas en materia de actividades eléctricas e hidrocarburíferas.
- o) Fijar, revisar y modificar las tarifas de energía, transmisión y distribución.
- p) Fijar, revisar y modificar las tarifas de transporte y distribución de hidrocarburos y gas natural.
- q) Aprobar el Nuevo Valor de Reposición para la distribución de energía eléctrica, electricidad, activos de transmisión y distribución de gas natural.
- r) Procurar estudios técnicos para proponer una nueva Tasa de Descuento, actualmente en 12% según lo definido en LCE.
- s) Establecer el costo de deslastre de carga.
- t) Establecer el Precio de Capacidad Básica
- u) Fijar, revisar y modificar las tarifas de energía que pagan los usuarios regulados.
- v) Fijar la Reserva Objetiva de Planificación Firme y la tasa de Indisponibilidad Aleatoria.
- w) Apoyo en el proceso de privatización del sector energético.

#### 7.2.4 Dirección General y Comisión de Tarifas de Energía

Por un lado la Gerencia General es el órgano ejecutivo responsable de la gestión diaria del OSINERGMIN, la ejecución de los acuerdos adoptados por la Junta Directiva y la adopción de los lineamientos por parte del presidente del OSINERGMIN.

Por otra parte, la Comisión de Tarifas de Energía es responsable de proponer a la Junta las tarifas de energía, siguiendo las leyes aplicables<sup>196</sup>.

El Gerente General es el principal responsable de<sup>197</sup>:

- a) Cumplir y hacer cumplir los acuerdos adoptados por la Junta Directiva del OSINERGMIN y los lineamientos fijados por el Presidente de las Juntas.
- b) Dirigir, supervisar y controlar las actividades y funciones delegadas en OSINERGMIN, siguiendo los lineamientos que fije el Directorio.
- c) Actuar como representante legal, administrativo y judicial del OSINERGMIN.
- d) Suscribir convenios con entidades y personas nacionales e internacionales, que estén alineados con los objetivos del OSINERGMIN.
- e) Otorgar facultades a otros para que actúen en nombre del OSINERGMIN, y en cumplimiento de los límites impuestos por la Junta o su presidente.
- f) Proponer a la Junta los salarios del personal.
- g) Elaborar informes anuales, presupuestos y estados financieros, previa aprobación de la Junta.
- h) Proporcionar al Directorio toda la información necesaria para el cumplimiento de sus funciones.

<sup>196</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 64.

<sup>197</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 65.

- i) Solicitar información periódica a todos los agentes de los sectores energéticos, así como Documentación técnica, económica y financiera de soporte.
- j) Evaluar la información periódica presentada por el COES y agentes sobre el funcionamiento del sistema.
- k) Aprobar el Manual de Facturación Normativa del OSINERGMIN y presentarlos al Directorio Silla.
- l) Ejecutar actos de coerción, conforme a las funciones del OSINERGMIN.
- m) Imponer sanciones y/o multas por el incumplimiento de requisitos legales y técnicos relacionados con los contratos de concesión o relacionados con normas dictadas por el OSINERGMIN.
- n) Resolver solicitudes de reconsideración presentadas por agentes que impugnen decisiones tomadas por la Dirección General que impliquen sanciones o multas.

La Comisión de Tarifas de Energía es responsable principalmente de<sup>198</sup>:

- a) Proponer a la Junta la aprobación de tarifas o compensaciones.
- b) Evaluar las solicitudes o reclamos presentados por agentes o COES relacionados con la fijación de tarifas y presentarlos a la Junta.
- c) Evaluar los requisitos de calificación de las empresas consultoras en la elaboración de estudios técnicos.
- d) Revisar y evaluar los estudios presentados por los concesionarios de energía.
- e) Elaborar los términos de referencia relacionados y supervisar la ejecución de los estudios que se contratan a empresas consultoras.
- f) Elaborar los estudios relacionados con la determinación de los bloques horarios utilizados en el cálculo de las tarifas de barra.
- g) Elaborar los estudios que impliquen la estimación de potencia media y pérdidas de energía. tasas, utilizadas en el cálculo de las tarifas de barra.
- h) Elaborar los estudios que definen los sistemas de transmisión principal y secundario.
- i) Elaborar estudios que definen áreas típicas de distribución.
- j) Elaborar los estudios de comparación definidos en la LCE.
- k) Elaborar los estudios que fijen el Valor de Reposición Nuevo en los activos de transmisión y distribución.

#### 7.2.5 Resolución de disputas

Las responsabilidades de Resolución de Controversias de OSINERGMIN están definidas en la Ley N° 27.332, el Estatuto Social de OSINERG y el Estatuto de Resolución de Controversias de OSINERG.

El OSINERGMIN cuenta con dos órganos principales encargados de resolver cualquier controversia entre los agentes de su ámbito de competencia, y entre estos y los grandes/libres usuarios o consumidores independientes de gas natural: Órganos Colegiados y el Tribunal de Solución de Controversias. Los órganos colegiados son un órgano interno del OSINERGMIN y son responsables de resolver los referidos

<sup>198</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 65.

controversias en primera instancia, mientras que el Tribunal de Resolución de Controversias es el encargado de resolver las controversias en segunda y última instancia<sup>199</sup>.

Respecto de la función sancionadora impuesta por la Dirección General, sus resoluciones podrán ser recurridas ante el Consejo Directivo, quien resuelve en segunda y última instancia administrativa.

#### 7.2.5.1 Órganos colegiados<sup>200</sup>

Existen dos tipos de Órganos Colegiados: Órganos Colegiados Permanentes y Órganos Colegiados Ad-hoc.

Corresponde al Órgano Colegiado Permanente cualquier controversia entre los agentes dentro de su ámbito de competencia, y entre éstos y los grandes/libres usuarios o consumidores independientes de gas natural, excluyendo aquellas controversias que sean asignadas a Órganos Colegiados Ad-hoc. Estos últimos órganos se encargan de resolver controversias puntuales y no recurrentes.

Ambos tipos de Órganos Colegiados están compuestos por 3 miembros que son designados por la Junta Directiva. El órgano Colegiado Ad-hoc, una vez resuelta la controversia específica, deja de existir. La reunión de Órganos Colegiados debe contar con al menos 2 miembros presentes y los acuerdos se adoptan previa aprobación de la mayoría de los asistentes. Los miembros de los Órganos Colegiados deberán cumplir con los mismos requisitos definidos para los directores del Directorio.

#### 7.2.5.2 Tribunal de Resolución de Controversias

El Tribunal de Solución de Controversias es el encargado de resolver, en segunda y última instancia, cualquier controversia entre los agentes dentro de su ámbito de competencia, y entre estos y los grandes/libres usuarios o consumidores independientes de gas natural<sup>201</sup>. Cargo del miembro últimos 5 años<sup>202</sup>

El Tribunal está compuesto por cinco miembros que se proponen de la siguiente manera<sup>203</sup>:

1. Dos miembros propuestos por la Presidencia del Consejo de Ministros. Uno de estos miembros será el Presidente del Tribunal.
2. Un vocal propuesto por el Ministerio de Economía y Hacienda.
3. Un miembro propuesto por el sector energético.
4. Un miembro propuesto por el INDECOPI.

Cada nombramiento de los miembros del Tribunal deberá ser avalado por el Presidente del Consejo de Ministros, el MINEM y el Ministerio de Economía y Finanzas. Los miembros deberán cumplir los mismos requisitos definidos para los directores del Directorio<sup>204</sup>. Los miembros de la Junta no pueden ser miembros del Tribunal<sup>205</sup>.

<sup>199</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 66 y artículo N° 70.

<sup>200</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 71.

<sup>201</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 66.

<sup>202</sup> Ley N° 28.832, artículo N° 17.

<sup>203</sup> Ley N° 27.332, artículo N° 6.

<sup>204</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 69.

<sup>205</sup> Estatuto Social de OSINERG, artículo N° 67.

Las reuniones de la junta directiva deben tener al menos 3 asistentes. Los acuerdos sobre las decisiones en el Tribunal se alcanzan si hay al menos la aprobación del 50%+1 de los asistentes al Tribunal. En caso de empate, decidirá el Presidente del Tribunal<sup>206</sup>.

#### 7.2.5.3 Controversias en el ámbito de competencia de OSINERGMIN

Las funciones del OSINERGMIN, en materia de Resolución de Controversias, es resolver en primera instancia mediante Órganos Colegiados, y en segunda instancia por el Tribunal de Solución de Controversias, son los siguientes<sup>207</sup>:

- Controversias entre generadores, entre generadores y empresas de transmisión, y entre empresas de transmisión, relacionadas con materias sujetas a regulación, supervisión o sanción por parte del OSINERGMIN y que no sean de la competencia del COES.
- Controversias entre empresas transmisoras y usuarios libres, entre empresas distribuidoras y usuarios libres, que se deban a un acceso limitado de los usuarios libres a las redes secundarias de transmisión o distribución.
- Controversias entre generadores y empresas distribuidoras, entre generadores y usuarios libres, entre empresas distribuidoras y entre usuarios libres y empresas transmisoras y distribuidoras, que estén relacionadas con aspectos técnicos, regulatorios y normativos y/o se deriven de contratos de concesión bajo la supervisión de OSINERGMIN.
- Controversias entre empresas transportadoras de hidrocarburos o empresas distribuidoras de gas natural y empresas distribuidoras de gas natural, comercializadoras y usuarios libres que utilizan su infraestructura de transporte, que estén relacionadas con aspectos técnicos, regulatorios y normativos y/o se deriven de contratos de concesión bajo supervisión del OSINERGMIN.
- Controversias entre usuarios libres y productores de gas natural, empresas distribuidoras de gas natural y comercializadores de gas natural, que estén relacionadas con aspectos técnicos, regulatorios y normativos y/o se deriven de contratos de concesión bajo la supervisión de OSINERGMIN.
- Otras controversias que sean definidas por decisiones del Directorio del OSINERGMIN.

OSINERGMIN también es responsable de conciliar intereses opuestos respecto de ciertos asuntos que son responsabilidad exclusiva de OSINERGMIN.

#### 7.2.5.4 Procedimiento de resolución de disputas

La solicitud de resolución de disputas puede ser solicitada al OSINERGMIN por una parte afectada o puede ser iniciado por OSINERGMIN. Esto último sólo ocurrirá si existen conflictos que puedan afectar a los usuarios finales u otras empresas y sean competencia del OSINERGMIN<sup>208</sup>. Las solicitudes de Resolución de Controversias serán dirigidas al Órgano Colegiado Permanente, quien determinará si es capaz de resolver la controversia o solicitará al directorio del OSINERGMIN el establecimiento de un Órgano Colegiado Ad-Hoc<sup>209</sup>.

<sup>206</sup> Estatutos Sociales de OSINERG, artículo N° 68.

<sup>207</sup> Reglamento de Solución de Controversias del OSINERG, artículo N° 2.

<sup>208</sup> Reglamento de Solución de Controversias de OSINERG, artículo N° 31.

<sup>209</sup> Reglamento de Solución de Controversias del OSINERG, artículo N° 33.

Las partes afectadas que requieran un procedimiento de Resolución de Controversias deberán presentar una solicitud de impugnación incluyendo su identificación, la identificación de la parte impugnada y el tema a impugnar<sup>210</sup>.

El Órgano Colegiado puede convocar a un Acuerdo de Conciliación, en el que las partes en conflicto pueden acordar una solución común, que debe ser aprobada por el Órgano Colegiado. La decisión final del Órgano Colegiado se tomará considerando la impugnación presentada por la parte afectada, las respuestas presentadas por las otras partes y la conciliación consentida. Si son partes afectadas.

Las solicitudes de recurso de impugnación del Órgano Colegiado, podrán ser presentadas por los afectados ante el Órgano Colegiado. El Órgano Colegiado evaluará si es procedente la solicitud de recurso y de ser así citará al Tribunal de Solución de Controversias. Este último organismo resolverá el conflicto en última instancia<sup>211</sup>.

#### 7.2.6 Presupuesto

El presupuesto del OSINERGMIN se financia con las siguientes fuentes<sup>212</sup>:

1. Pagos Regulatorios provenientes de agentes energéticos. Los pagos provenientes de cada compañía de energía no deben exceder el 1% de las ventas anuales del agente (sin incluir el Impuesto al Valor Agregado). Los pagos regulatorios serán definidos por la Presidencia del Consejo de Ministros y aprobados por el Presidente del Consejo de Ministros y el Ministro de Economía y Finanzas.
2. Financiamiento proveniente de Perú-Petro, según el artículo N° 6 g) de la Ley N° 26.221.
3. Pagos provenientes de servicios administrativos prestados por OSINERGMIN.
4. Costos relacionados con procedimientos sancionadores por incumplimiento de requisitos técnicos y legales derivados de contratos de concesión o normas exigidas por OSINERGMIN.
5. Donaciones y transferencias.
6. Intereses financieros devengados por OSINERGMIN.
7. Otros ingresos por venta de bienes o servicios por parte del OSINERGMIN.

#### 7.3 Diagnóstico

Según Foster & Rana<sup>213</sup>, y como se muestra en la Tabla 7-1, OSINERGMIN tiene prácticas de transparencia y rendición de cuentas relativamente avanzadas. Por ejemplo, aunque OSINERGMIN no está obligado a enviar informes anuales de desempeño al Congreso, los informes se presentan cuando se solicita.

<sup>210</sup> Reglamento de Solución de Controversias del OSINERG, artículo N° 34.

<sup>211</sup> Reglamento de Solución de Controversias de OSINERG, artículo N° 47 y artículo N° 50.

<sup>212</sup> Estatuto Social de OSINERG, artículo N° 73.

<sup>213</sup> Fuente: Repensar la reforma del sector energético en el mundo en desarrollo, Vivien Foster y Anshul Rana, Banco Mundial, 2019.

<https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/32335/9781464814426.pdf?sequence=10&isAllowed=y>

OSINERGMIN publica sus proyectos regulatorios antes de que entren en vigencia y realiza procesos de consulta pública para algunas iniciativas regulatorias. Además, OSINERGMIN ha establecido Consejos de Usuarios, para fomentar la participación de las partes interesadas en el proceso regulatorio, contribuyendo a la formalización de la relación entre las instituciones públicas y los actores del sector. La participación de las partes interesadas también se considera en las Evaluaciones de Impacto Regulatorio (RIA), realizadas por OSINERGMIN, que consideran los posibles costos y beneficios de las nuevas regulaciones. A través del proceso de participación de los actores, OSINERGMIN recopila información para definir la mejor opción de política que cumpla con los objetivos planteados, así como el análisis de los costos y beneficios de las propuestas regulatorias. Finalmente, los reguladores publican indicadores enfocados en la calidad de los servicios, la efectividad del presupuesto ejercido, la eficiencia y resultados de sus programas, entre otros.

Según esta última descripción, la regulación del sector energético en el Perú es efectiva y está adecuadamente diseñada. OSINERGMIN es altamente autónomo y existe un marco de supervisión adecuado.

Sin embargo, es necesario revisar algunas de las funciones del OSINERGMIN. En muchas actividades, OSINERGMIN actúa como regulador, supervisor y ente sancionador, pudiendo eventualmente dar lugar a posibles conflictos de intereses. Además, aunque OSINERGMIN es altamente autónomo, algunos de los miembros de la Junta y del Tribunal de Resolución de Controversias son designados por el gobierno; al mismo tiempo, OSINERGMIN debe regular y resolver controversias respecto de las empresas estatales, que conducen también a potenciales conflictos de intereses.

Las principales características y funciones del OSINERGMIN que es necesario revisar se presentan en la siguiente sección.

Tabla 7-1. Puntajes basados en el índice desarrollado para el Proyecto Rethinking Power Sector Reform<sup>214</sup>.

	Perú	Referencia internacional
Gobernanza regulatoria	83%	59%
Responsabilidad	85%	83%
Supervisión regulatoria	67%	81%
Apelaciones legales	100%	100%
Transparencia	89%	67%
Autonomía	98%	71%
Autonomía en la toma de decisiones	92%	79%
Autonomía presupuestaria	100%	80%
Autonomía del liderazgo	100%	66%
Autonomía gerencial	100%	59%

214 Fuente: [http://www.esmap.org/rethinking\\_power\\_sector\\_reform](http://www.esmap.org/rethinking_power_sector_reform)

## 7.3.1 Funciones del OSINERGMIN

7.3.1.1 Las múltiples funciones del OSINERGMIN podrían derivar en potenciales conflictos de intereses y un desempeño inadecuado

Como se describe en el numeral 7.2.2.2, OSINERGMIN es responsable de realizar funciones de supervisión, regulatoria, normativa, fiduciaria y sancionatoria, resolución de disputas y solución de quejas de los usuarios. De acuerdo al marco regulatorio vigente, las funciones del OSINERGMIN deben cumplir con los principios de neutralidad, no discriminación, transparencia, imparcialidad, independencia, eficiencia y subsidiariedad, entre otros.

Algunas de estas funciones podrían estar relacionadas con un mismo procedimiento. Por ejemplo, OSINERGMIN es responsable de establecer los principales lineamientos relacionados con los procedimientos de contratación del servicio público de electricidad, incluida la definición de estándares de calidad del servicio. Además, la entidad es responsable de supervisar la calidad del servicio en la provisión de energía eléctrica. Además, OSINERGMIN puede imponer sanciones por el incumplimiento de normas por parte de los proveedores de energía eléctrica, así como resolver quejas presentadas por usuarios afectados por la baja calidad de los servicios. Finalmente, OSINERGMIN y sus órganos actuarán como juez en las controversias que afecten el incumplimiento de las normas de suministro eléctrico.

Estas múltiples funciones presentan dos desafíos:

- a) Todas estas diversas actividades requieren de equipos multidisciplinarios compuestos por miembros especializados en materias jurídicas, económicas y técnicas.
- b) OSINERGMIN podría tener sesgos específicos al ejercer sus funciones regulatorias, de supervisión, sanción y solución de controversias sobre un mismo asunto.

El primer desafío se puede resolver teniendo áreas especializadas dentro del OSINERGMIN que puedan especializarse en cada una de las funciones. Al parecer, esto se logra actualmente. Sin embargo, se requerirán múltiples nuevas responsabilidades debido al desarrollo de nuevos mecanismos de mercado, la entrada de nuevos actores, nuevos tipos de servicios eléctricos y desafíos regulatorios, requerirán áreas técnicas y legales robustas que tengan todas las capacidades para resolverlos.

Por otro lado, considerar que OSINERGMIN es responsable de dictar las normas, supervisarlas y sancionar su incumplimiento, podría llevar a un posible sesgo de favorecer políticas públicas específicas que no necesariamente persiguen aumentar la seguridad energética y al mismo tiempo cumplir con la eficiencia, la justicia, y criterios de equidad, así como el cumplimiento de los compromisos peruanos en materia de emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien el principio del OSINERGMIN debería impedirlo, el marco actual podría impedir que los órganos del OSINERGMIN cumplan con los principios.

Esto último podría evitarse si las funciones actuales del OSINERGMIN fueran realizadas por entidades independientes separadas, en las cuales cada una de estas entidades estaría especializada en la función delegada (por ejemplo, supervisión).

7.3.1.2 No existe ninguna unidad especializada en seguimiento del mercado.

Al igual que el diagnóstico sobre las funciones del COES, las funciones del OSINERGMIN no incluyen responsabilidades de seguimiento. La incorporación de nuevos mecanismos basados en el mercado, incluyendo posiblemente la participación de diferentes recursos de generación y carga en la provisión de energía, potencia y servicios auxiliares. Será necesaria una vigilancia activa de la competencia para evitar conductas dominantes en el mercado por parte de actores nuevos o existentes. Estas responsabilidades actualmente no las desempeñan ni el COES, ni el OSINERGMIN ni el INDECOPI. Se debe hacer una evaluación cuidadosa de quién debería tener estas funciones, ya sea el COES, el OSINERGMIN o una entidad diferente.

## 7.3.1.3 Funciones de resolución de disputas

El mecanismo de Resolución de Controversias existente permite a los Agentes impugnar al OSINERGMIN decisiones. Las partes afectadas pueden presentar solicitudes de reconsideración ante Órganos Colegiados o presentar solicitud de apelación ante el Tribunal de Resolución de Controversias, pero sólo después de que el Órgano Colegiado decida que vale la pena presentar la solicitud de apelación ante el Tribunal.

Los miembros del Tribunal son independientes del OSINERGMIN, pero son designados principalmente por representantes del Gobierno. Por lo tanto, el Gobierno, a través de sus instituciones será juez y será juzgado por sus acciones y decisiones. Esto podría causar posibles conflictos de intereses con respecto a decisiones que involucren a empresas estatales.

Por ejemplo, las controversias entre una generadora y una empresa pública de distribución serían resueltas por los órganos del OSINERGMIN. Este último podría estar sesgado al decidir en nombre de la empresa distribuidora al considerar que es de propiedad estatal.

Además, OSINERGMIN a través de su Junta Directiva es responsable de resolver las controversias relativas a la función sancionadora impuesta por la Gerencia General, actuando también como juez y juzgado.

Por lo tanto, siguiendo la recomendación sobre el mecanismo de Resolución de Controversias del COES, es importante evaluar la inclusión de un Tribunal Independiente (como un Tribunal Independiente Panel de Expertos) que podría resolver discrepancias en el sector energético, ya sea por decisiones tomadas por OSINERGMIN o por controversias entre agentes y entre agentes y COES.

#### 7.4 Enfoque metodológico para la elaboración de propuestas.

El próximo informe incluirá un conjunto de propuestas para mejorar. La metodología para la elaboración de propuestas considerará las siguientes actividades:

- Revisar el diagnóstico del marco existente.
- Analizar la supervisión regulatoria, normativa, sancionadora y de resolución de conflictos. funciones en Chile y Colombia.
- Evaluar la creación de entidades separadas, cada una de ellas responsable de una función diferente que actualmente realiza OSINERGMIN (regulatoria, normativa, de supervisión, sancionatoria)
- Evaluar la creación de una(s) entidad(es) independiente(s) (independientes de cualquier gobierno) responsable del monitoreo del mercado, resolución de disputas entre agentes, supervisión y establecimiento de reglas para las empresas estatales.
- Finalmente, con base en las actividades anteriores se generará un conjunto de propuestas y recomendaciones. ser elaborado.

## 8 Conclusiones y próximos pasos

La serie de reformas energéticas implementadas en el Perú durante las décadas de 1990, 2000 y 2010 han contribuido exitosamente al desarrollo del sector energético, impulsado el aumento de la cobertura eléctrica y fortalecido la seguridad del suministro. Los logros exitosos de diferentes hitos se han explicado en parte, en los últimos años, por un marco institucional energético estable y un grupo sólido de instituciones involucradas en la planificación, regulación, supervisión y operación de los mercados de electricidad y gas.

Sin embargo, de cara al futuro, varios cambios en el marco institucional existente requerirán adaptar las instituciones existentes para enfrentar los desafíos futuros y actuales en el sector energético. El continuo desarrollo de las tecnologías solar y eólica, la irrupción de nuevas tecnologías como el almacenamiento basado en baterías, la descentralización de la generación hacia fuentes de energía distribuidas y la entrada de nuevos tipos de agentes como los agregados de demanda, los proveedores de flexibilidad y los prosumidores, requerirán instituciones modernas que sean capaces de hacer frente a los diferentes desafíos que irán apareciendo. El nuevo marco institucional debe promover la introducción de nuevos tipos de agentes y la entrada de pequeños actores y, al mismo tiempo, garantizar que se cumplan los objetivos de eficiencia económica, equidad y equidad, calidad y confiabilidad y descarbonización. Se requerirá implementar varios cambios regulatorios, y estas modificaciones deben ir acompañadas de cambios en las características, gobernanza y funciones de las instituciones energéticas.

Por otro lado, el gobierno corporativo y las responsabilidades del COES deben adaptarse a los desafíos que se avecinan, como la entrada de nuevos tipos de agentes, la irrupción de agentes pequeños y la inminente implementación de mecanismos basados en el mercado eléctrico. Se necesitará un operador de sistema moderno, con un gobierno corporativo completamente independiente, de modo que no pueda verse influenciado por los actores actuales. Este operador también requerirá

Unidades altamente especializadas con diferentes conjuntos de habilidades y capacidades, que podrán realizar nuevas funciones para gestionar y operar adecuadamente los futuros mercados energéticos. Si bien el COES ha operado y administrado exitosamente el sector eléctrico, no es seguro que bajo el marco institucional existente pueda desempeñar de manera sobresaliente las nuevas funciones que se demandarán.

Por otro lado, OSINERGMIN supera a otros reguladores de la región al realizar sus funciones de supervisión, regulatoria, normativa, fiduciaria y sancionadora, resolución de disputas y solución de quejas de los usuarios. Sin embargo, las tareas adicionales que se requerirán en el futuro probablemente exigirán unidades especiales, cada una de las cuales realizará un tipo específico de función (por ejemplo, supervisión), a fin de cumplir con todas las responsabilidades esperadas y evitar sesgos y conflictos de intereses.

También debería revisarse la resolución de disputas entre diferentes agentes. Tanto el COES como los órganos de resolución de disputas del OSINERGMIN podrían enfrentar conflictos de intereses al actuar, en algunas discrepancias como juez y juzgado.

En cuanto al proceso de planificación en los mercados energéticos, el análisis muestra que se requiere un proceso integral de planificación energética estratégica para coordinar adecuadamente el desarrollo de nueva capacidad de infraestructura de generación, transmisión y gas. Este

El proceso de planificación debe ser realizado por una sola entidad.

Esta entidad también podría encargarse de la gestión del Mercado Secundario de Gas Natural y coordinar conjuntamente los mercados de electricidad y gas natural, o en su lugar podría ser delegada a una entidad separada.

Finalmente, se identificaron varias barreras en la operación y gestión de las empresas estatales. Incluyendo barreras legales y financieras, así como un control excesivo de las empresas estatales. Deben examinarse cuidadosamente diferentes alternativas para reducir estas barreras, como la consolidación de empresas estatales bajo una sola entidad o incluso la privatización de estas empresas.

El próximo informe, que se basará en el diagnóstico realizado en este informe, incluirá un análisis de mercados de referencia para identificar posibles propuestas a implementar en el marco regulatorio peruano. Estas propuestas deben considerar las mejores prácticas internacionales que mejor se adapten a la realidad peruana. Se analizarán diferentes aspectos institucionales en EE.UU., Canadá, Chile y Colombia, dependiendo de los elementos diagnosticados en el informe existente. Se profundizará en los mercados chileno y colombiano, considerando que tienen

una idiosincrasia similar al Perú y cuentan con instituciones que ya se han adaptado a las nuevas tendencias del sector eléctrico. Estos países también han realizado reformas regulatorias exitosas en los últimos años. Con base en el análisis de referencia se elaborará un conjunto de propuestas para actualizar el marco institucional peruano.