



Tres décadas de Concesiones en el Sector de Transmisión Eléctrica en el Perú

David Shiguiyama

Gerente de Latin Pacific Capital, con experiencia en más de 70 proyectos APP. Consultor de International Finance Corporation (IFC). Economista de la Universidad del Pacífico y MBA de Duke University.

1. ANTECEDENTES

El Perú cuenta con cerca de treinta años de experiencias exitosas en asociaciones público privadas (APP) en el sector eléctrico, especialmente en transmisión. Hasta inicios de la década de 1990, el sector eléctrico estaba integrado verticalmente y monopolizado por empresas estatales. Sin embargo, en 1992 la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas¹ marcó un hito al establecer la separación de las actividades de generación, distribución y transmisión y promover la inversión privada en el sector.

¹ Decreto Ley N° 25844, publicado en noviembre de 1992.

Como parte de este proceso, la ley estableció la promoción de la inversión privada en el sector, y el fortalecimiento del rol regulador del Estado mediante la creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG, que en 2007 pasó a ser OSINERGMIN al ampliar su competencia al sector minero). Estas reformas, junto con la ambiciosa política de privatizaciones y concesiones iniciada en los años 90, impulsaron el desarrollo sostenido del subsector transmisión eléctrica, basado íntegramente en inversiones privadas.

1.1. Primera concesión: Proyecto Mantaro-Socabaya

En enero de 1998 se llevó a cabo la licitación de la Línea de Transmisión Mantaro-Socabaya, que permitió la interconexión entre el Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) y el Sistema Interconectado Sur (SIS), dando origen al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)². Este proyecto representó un punto de inflexión en la historia del sector eléctrico peruano, al convertirse en la primera concesión de transmisión adjudicada al sector privado bajo la nueva normatividad de concesiones, y dio origen a la primera experiencia en Perú de un contrato de concesión BOOT³. Como tal, fijó las pautas para los futuros contratos de concesión en transmisión, como se detalla en la sección 3.

En esta licitación precalificaron cinco postores internacionales (provenientes de Europa y Norteamérica), tres de los cuales presentaron ofertas. Finalmente, el proyecto fue adjudicado por 33 años (incluyendo el período de construcción) al Consorcio Transmantaro, conformado por Hydro-Québec International (Canadá) y Graña y Montero (Perú)⁴, quienes ofrecieron una inversión de US\$179 millones.

1.2. Privatización de ETECEN y ETESUR

En junio de 2002 se licitó la concesión de los sistemas de transmisión eléctrica existentes en el Perú: Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte (ETECEN) y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur (ETESUR). La adjudicación fue otorgada a la empresa colombiana Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) que pagó US\$262 millones al Estado por los activos de ambas empresas.

² La Puesta en Operación Comercial de este proyecto se realizó en octubre de 2000.

³ Build-Own-Operate-Transfer. Mediante un contrato BOOT el concesionario es responsable de la construcción, operación y mantenimiento de la infraestructura. Luego del plazo de concesión, los activos son transferidos al Estado.

⁴ En 2006 el Consorcio Transmantaro fue adquirido por las empresas colombianas Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y Empresa de Energía de Bogotá S.A. (EEB), con una participación de 60% y 40% respectivamente.

Además, como parte de la licitación, ISA se comprometió a: (i) construir la LT Zorritos-Zarumilla, facilitando la interconexión eléctrica con el Ecuador, (ii) reemplazar los conductores de la Línea Lima-Chimbote, para mejorar su capacidad y (iii) instalar un sistema de compensación reactiva en el Sistema Eléctrico del Sur, optimizando su estabilidad.

A cambio, el Contrato establecía una remuneración anual garantizada de US\$58.6 millones. A partir de esta licitación, el 100% del sistema de transmisión eléctrica en Perú quedó en manos del sector privado, consolidando así el modelo de concesiones como el principal mecanismo para el desarrollo y operación de la infraestructura de transmisión en el país.

2. PROCESO DE UNA APP EN TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1. Plan de Transmisión

Cada dos años, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) elabora el Plan de Transmisión, en el cual se identifica la infraestructura de transmisión eléctrica requerida para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema eléctrico en un horizonte de diez años. Dicho plan es aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), previa opinión de OSINERGMIN.⁵

2.2. Incorporación al proceso de promoción de inversión privada

Los proyectos vinculantes incluidos en el Plan de Transmisión vigente son encargados por el MINEM a Proinversión para su licitación. Según lo señalado en la Ley de APPs,⁶ ProInversión debe elaborar un Informe de Evaluación para cada proyecto, a fin de determinar su viabilidad como proyecto APP. Luego de la aprobación del Informe de Evaluación, los proyectos son incorporados al proceso de promoción de inversión privada.

2.3. Licitación

Incorporado un proyecto al proceso, Proinversión elabora el Plan de Promoción y se encarga de la licitación. Una licitación típica sigue un esquema estructurado que incluye, entre otros:

⁵ El Plan de Transmisión 2025-2034 fue aprobado por MINEM mediante la Resolución Ministerial 483-2024-MINEM/DM publicada el 30 de diciembre de 2024. El plan contempla 19 proyectos de infraestructura eléctrica con fechas programadas para alcanzar la puesta en operación comercial entre 2028 y 2030

⁶ Decreto Legislativo 1362, que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos.

- Precalificación de postores: Solo pueden participar operadores con la capacidad financiera y técnica para desarrollar los proyectos.
- Consulta y ajustes al contrato: Usualmente se realiza dos rondas de comentarios al proyecto de contrato de concesión, para obtener retroalimentación de los postores. La versión final del contrato es conocida por todos antes de la adjudicación y no está sujeta a negociaciones posteriores.
- Evaluación de ofertas: Los postores presentan propuestas que consideran sólo dos variables: el monto de inversión y el costo anual de operación y mantenimiento.⁷ La buena pro se otorga a la oferta con el menor costo de servicio total, calculado como la sumatoria de la anualidad de la inversión⁸ y el costo anual de operación y mantenimiento.

Dado que el contrato incluye un anexo técnico con las características mínimas que debe cumplir el proyecto, no se solicita una propuesta técnica en la oferta de los postores, evitando así procesos adicionales de revisión y calificación. Este enfoque garantiza licitaciones transparentes y competitivas, promoviendo eficiencia y atracción de inversión privada en el sector.

2.4. Cierre y ejecución contractual

La firma del contrato de concesión (fecha de cierre) se realiza usualmente a los noventa días posteriores a la ejecución. En este período, el adjudicatario debe constituir la sociedad concesionaria, cuyos accionistas son los integrantes del consorcio postor. Alternativamente, el concesionario puede ser una empresa transmisora existente que gestione múltiples concesiones del sector de transmisión eléctrica.⁹

A partir de la fecha de cierre, el MINEM a través de la Dirección General de Electricidad asume el rol de contraparte del contrato, supervisando su cumplimiento y asegurando la correcta ejecución del proyecto.

⁷ Para ello, Proinversión fija valores máximos permitidos para cada variable.

⁸ La anualidad se calcula a treinta años y a una tasa de descuento de 12%.

⁹ En este caso, el contrato de concesión exige que el concesionario lleve contabilidad independiente por cada proyecto de transmisión.

3. PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS

El desarrollo del sistema de transmisión eléctrica es una de las experiencias más exitosas de APPs en el Perú. Estas han contribuido significativamente a cerrar la brecha de inversión en infraestructura eléctrica en el país. Sus principales ventajas incluyen:

- Mayor capacidad de inversión en servicios públicos. Las APPs han permitido atraer inversión privada, complementando y potenciando los recursos públicos para el desarrollo del sector eléctrico.
- Mantenimiento y operación de largo plazo. A diferencia de las obras públicas tradicionales, que muchas veces enfrentan problemas de abandono y deterioro, las APPs incentivan un mantenimiento eficiente de la infraestructura por parte de los concesionarios.
- Reducción de riesgos para el Estado. Los inversionistas privados toman el riesgo de diseño y construcción, con lo cual el Estado evita asumir contingencias y sobrecostos usualmente asociados a las inversiones en infraestructura.

Este éxito se debe, en gran medida, a las siguientes características clave de los contratos de concesión:

3.1. Clara asignación de riesgos

En los proyectos de transmisión eléctrica, los riesgos están claramente asignados entre las partes. La mayoría de estos son asignados al concesionario, incluyendo el financiamiento, diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Si bien el concesionario también asume los riesgos de ingresos y regulatorios, estos se encuentran acotados debido a la estabilidad del marco regulatorio, así como a la estructura de ingresos establecida en el contrato (ver literal c, más abajo).

Por su parte, el Estado retiene algunos riesgos, tales como Fuerza Mayor (referido a suspensión de obligaciones), ciertos riesgos normativos (en caso de restablecimiento del equilibrio económico) y el riesgo de terminación anticipada por causa no imputable al concesionario (ya sea parcial o total, dependiendo de la causal de terminación).

3.2. Contratos bancables

Para el éxito de las APPs, es fundamental que los contratos de concesión sean bancables. Por lo general, el concesionario es una empresa de propósito especial (SPV, por sus siglas en inglés), creada exclusivamente para desarrollar la concesión. Este modelo permite a los sponsors (empresas promotoras) aislar los riesgos asociados con nuevos proyectos, limitar su responsabilidad al capital aportado al SPV y, en la mayoría de los casos, evitar otorgar garantías de la matriz a un proyecto greenfield como son los proyectos de transmisión bajo APP.

De manera simplificada, los financiadores asignan varias decenas o centenas de millones de dólares para el desarrollo de un proyecto, respaldándose principalmente en lo estipulado en el contrato de concesión. Además, los activos financiados solo tienen valor en la medida en que sean capaces de brindar el servicio para el cual fueron diseñados y reciban la contraprestación correspondiente. Por ello, es fundamental garantizar estos aspectos:

- El proyecto sea técnica y económicamente viable
- El sponsor tenga adecuado conocimiento y experiencia en el sector
- El concedente cumpla con sus obligaciones contractuales
- El marco legal y regulatorio sea adecuado y predecible
- El contrato de concesión sea estructurado de manera bancable.

La bancabilidad del contrato depende de la percepción de los financiadores sobre el riesgo de incumplimiento en los pagos derivados del financiamiento. Al respecto, los contratos de concesión de transmisión en el Perú incluyen disposiciones importantes, como las siguientes:

- **Remuneración por el servicio.** Esta es claramente establecida con la presentación de ofertas, lo cual brinda certeza tanto al concesionario como a los financiadores (ver literal c).
- **Terminación anticipada.** Las cláusulas de terminación anticipada especifican claramente (i) las causales, especialmente aquellas atribuibles al concesionario; (ii) los montos que serán pagados al concesionario según el tipo de terminación; y (iii) los plazos en los que el Estado realizará dichos pagos.

10

Un proyecto greenfield es un proyecto nuevo sin infraestructura o instalaciones preexistentes.

- **Eventos de suspensión de obligaciones.** Se establece los eventos que justifican la interrupción temporal de las obligaciones del concesionario.
- **Solución de controversias.** Los contratos también incluyen cláusulas de solución de controversias mediante trato directo y arbitraje. El arbitraje es preferido por los concesionarios y sus financiadores debido a su mayor predictibilidad y rapidez en comparación con el sistema judicial. En proyectos con altos montos de inversión, el arbitraje internacional (usualmente CIADI) es una opción común y altamente recomendable.
- **Garantías permitidas, particularmente step-in rights.** Los contratos reconocen a ciertos financiadores como Acreedores Permitidos, incluyendo instituciones multilaterales de crédito, agencias gubernamentales de crédito y bancos (internacionales y nacionales) con una clasificación de riesgo mínima establecida en el contrato.¹¹ Estos acreedores pueden acceder a: (i) un paquete de garantías que incluyen la hipoteca del derecho de concesión; (ii) la cláusula de step-in rights que les permite reemplazar al concesionario o al operador calificado en caso de incumplimiento; y (iii) prioridad en la cascada de pagos en caso de terminación anticipada, con prelación únicamente después de las obligaciones laborales.

En resumen, la estructura contractual proporciona un equilibrio adecuado entre las responsabilidades del concesionario, la protección de los financiadores y la seguridad del concedente.

3.3. Ingresos predecibles

Uno de los temas clave en la estructuración del proyecto Mantaro-Socabaya en 1998 fue la periodicidad del cálculo tarifario. En ese entonces, la Ley de Concesiones Eléctricas establecía que la retribución del concesionario debía recalcularse cada cuatro años en función del valor nuevo de reemplazo, es decir, el costo teórico de construir nuevamente el activo con la tecnología y precios vigentes al momento de la evaluación, estimado por OSINERGMIN. Sin embargo, en el proyecto se optó por regular contractualmente el régimen tarifario, al amparo del TUO de Concesiones¹² y la normativa vigente en dicho momento.¹³

¹¹ Un proyecto greenfield es un proyecto nuevo sin infraestructura o instalaciones preexistentes.

¹² Diversas normas promulgadas para las concesiones en infraestructura fueron consolidadas en el Decreto Supremo 056-1996-PCM (el Texto Único Ordenado -TUO- de Concesiones).

¹³ Posteriormente, la Ley 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica), promulgada en julio de 2006, reconoció este régimen de excepción al disponer que los valores de inversión utilizados para la determinación de la Base Tarifaria son los resultantes de los procesos de licitación.

Así, la oferta económica del adjudicatario determina la retribución anual del concesionario (la Base Tarifaria)¹⁴ y no está sujeta a revisión posterior por el regulador (más allá de la indexación por inflación), lo que brinda total predictibilidad de los ingresos durante toda la concesión. La remuneración del concesionario refleja la inversión efectuada,¹⁵ no el costo hipotético de la infraestructura en un futuro (por ejemplo, en el año 10 de la concesión).

Otro factor que brinda predictibilidad a los ingresos es que, por normativa, los activos de transmisión en Perú son remunerados por disponibilidad y no por su nivel de utilización. En efecto, el sistema es concebido como un todo, con redundancias diseñadas para garantizar su confiabilidad y estabilidad. Por tanto, el peaje de transmisión no depende del uso efectivo de las líneas de transmisión, sino de su operatividad, es decir, de su capacidad de brindar el servicio.

Adicionalmente, la retribución al concesionario está denominada en dólares estadounidenses (aunque los pagos se realizan en soles al tipo de cambio vigente) y se ajusta con el índice de inflación indicado en el contrato,¹⁶ a fin de mantener constante su valor en términos reales. La denominación en dólares de la retribución facilita el financiamiento en dicha moneda.¹⁷

Por último, si bien los ingresos de los concesionarios no están garantizados por el concedente, en la práctica el riesgo de incumplimiento de pagos es muy reducido. Los generadores eléctricos pagan el peaje de transmisión (que constituye un costo pass-through a los usuarios libres o distribuidoras). En caso un generador incumpliera con su pago, eventualmente el COES lo desconectaría del sistema y se vería impedido de evacuar y vender su energía. Debido a que el peaje de transmisión representa un costo relativamente menor dentro de la estructura tarifaria de un generador (dada su naturaleza de costo trasladable), no tendría mayor sentido que un generador incumpla con dichos pagos.

¹⁴ La remuneración anual se denomina Base Tarifaria para aquellos proyectos del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) y Costo Medio Anual para los proyectos del Sistema Complementario de Transmisión (SCT). Como la gran mayoría de proyectos adjudicados pertenecen al SGT, en este documento se utiliza la nomenclatura del SGT.

¹⁵ En estricto sentido, la remuneración del concesionario se basa en el monto de inversión indicado en su oferta económica, independientemente del costo real de ejecución del proyecto. Como el riesgo de construcción es asignado completamente al concesionario, la Base Tarifaria no se ajusta por eventuales sobrecostos o ahorros en la inversión efectuada.

¹⁶ Índice de precios al por mayor WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica.

¹⁷ En otros sectores en Perú, como por ejemplo saneamiento, las tarifas para los concesionarios de plantas de tratamiento de agua potable o de aguas residuales están fijadas en soles. Esto restringe el acceso a financiamiento en dólares debido al riesgo cambiario, lo que encarece, limita o incluso puede impedir el financiamiento de proyectos gran escala, dado que el mercado financiero en soles carece de la profundidad necesaria.

3.4. Proyectos claramente definidos con flexibilidad en diseño

Uno de los principios clave de una APP es aprovechar la amplia experiencia y conocimiento técnico de los concesionarios, lo cual se logra mediante los requisitos de precalificación para participar en la licitación. De ahí que el riesgo de diseño y construcción recae íntegramente en ellos.

En ese orden de ideas, los contratos buscan un equilibrio entre establecer requisitos claros y permitir flexibilidad en el diseño. Para ello, el anexo técnico de los contratos especifica los elementos obligatorios del proyecto, dejando margen para que el concesionario optimice su ejecución.¹⁸ Por ejemplo, se especifican las ubicaciones de las subestaciones dentro de parámetros predefinidos, pero el trazado final de la línea queda a criterio del concesionario para optimizar el recorrido.¹⁹ En otras palabras, el contrato define el qué, pero no el cómo. El concesionario es responsable de desarrollar el expediente técnico en conformidad con el anexo técnico y los niveles de servicios, de modo que obtenga el certificado de conformidad del Estudio de Pre Operatividad del COES.

Dado que el concesionario asume el riesgo de diseño, el concedente no debe aprobar el expediente técnico, ya que, de facto, cada aprobación implicaría compartir dicho riesgo. En su lugar, los contratos establecen que el concedente otorga un visto bueno,²⁰ y no interviene de manera significativa durante la etapa constructiva.

Los contratos establecen una serie de hitos que deben ser cumplidos por el concesionario en los plazos máximos indicados, contados a partir de la fecha de cierre (i.e., fecha de suscripción del contrato). Los hitos típicos son los que se indican a continuación:

- Aprobación del instrumento de gestión ambiental
- Cierre financiero
- Llegada de los equipos principales al sitio de obra
- Puesta en operación comercial.

¹⁸ Si bien este enfoque se mantiene en términos conceptuales, varios stakeholders han expresado su preocupación por la evolución de los contratos, pues señalan que estos están adoptando características más propias de un contrato de obras (ver el literal b del numeral 5).

¹⁹ Así, los trazados indicados en los anteproyectos encargados por el MINEM antes de la licitación son solo referenciales.

²⁰ Mediante un “visto bueno” y no una “aprobación” formal, el Concedente verifica el cumplimiento de los lineamientos generales del contrato, pero no valida ni asume responsabilidad por el diseño.

El cumplimiento del cronograma de construcción es responsabilidad exclusiva del concesionario. Lo fundamental es que el hito final (i.e., la puesta en operación comercial) ocurra a tiempo. Demoras en hitos intermedios que no afecten este objetivo no generan perjuicios para el concedente ni para la sociedad. De ahí que no sea necesaria la imposición de penalidades por incumplimientos de hitos parciales. No obstante, cualquier demora en la puesta en operación comercial sí se sanciona con penalidades diarias y escalonadas.²¹

Asimismo, si alguno de los hitos se retrasa más de 150 días calendario, esto constituye causal de terminación anticipada por causa atribuible al concesionario.²² En tal caso, se le aplicaría la penalidad correspondiente a la terminación anticipada correspondiente.

En resumen, el diseño contractual busca otorgar la máxima flexibilidad posible al concesionario, enfocándose exclusivamente en el control de los aspectos esenciales del proyecto.

3.5. Pagos a la Puesta en Operación Comercial

Congruente con la asignación del riesgo de construcción al concesionario, el esquema de remuneración establece que el pago de la Base Tarifaria al concesionario solo comienza una vez que el proyecto alcanza la puesta en operación comercial.²³ Esto asegura que el sistema eléctrico no asuma costos por activos aún en construcción, trasladando al concesionario la responsabilidad de cualquier retraso o sobre costo.

Este enfoque fomenta una gestión eficiente durante la etapa constructiva, ya que el concesionario tiene un fuerte incentivo para completar la obra lo antes posible, dentro del plazo máximo contractual y cumpliendo con los niveles de servicio establecidos.

²¹ Por lo general, la penalidad diaria se duplica después de 30 días de atraso y se triplica a partir de los 60 días. La acumulación de estas penalidades diarias durante un periodo de 150 días alcanza un monto equivalente a la garantía de fiel cumplimiento, es decir, la penalidad aplicable en caso de terminación anticipada por causa atribuible al concesionario.

²² Salvo que las demoras no sean atribuibles al concesionario, en cuyo caso aplicaría el mecanismo de fuerza mayor o de acción indebida u omisión de la autoridad gubernamental competente, según corresponda.

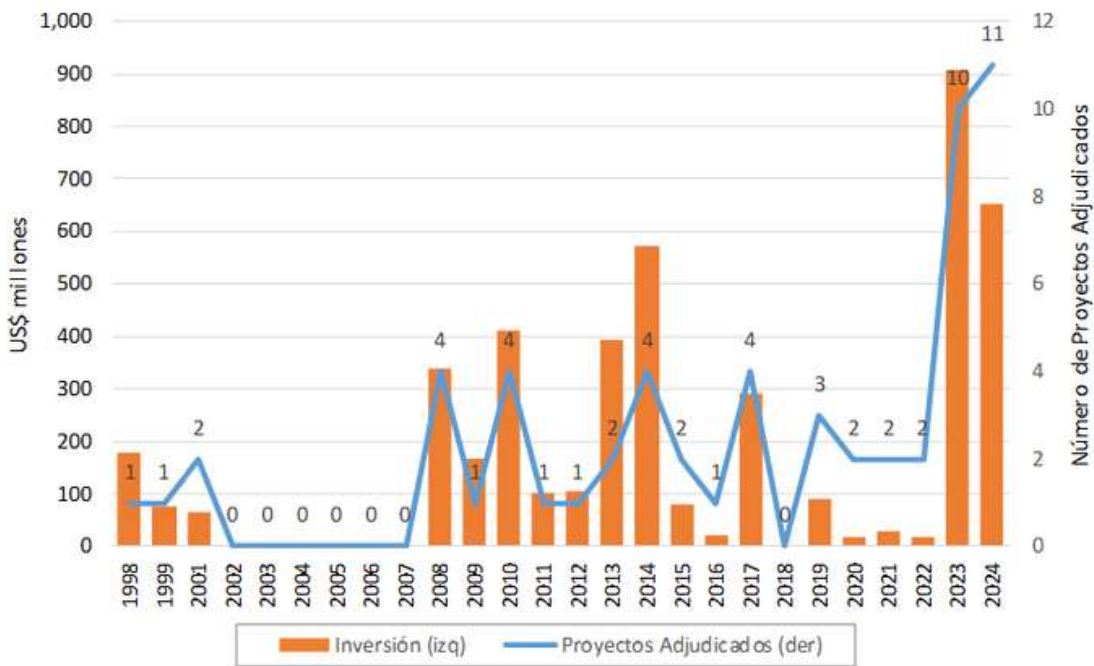
²³ En los contratos de concesión, se establece que el pago de la Base Tarifaria se inicia con la puesta en operación comercial (POC). Para alcanzar la POC, el proyecto debe completar un periodo de operación experimental de 30 días, durante el cual debe cumplir con los niveles de servicio. Previamente, el COES debe haber aprobado la integración del Proyecto al SEIN, conforme al Procedimiento Técnico PR-20.

4. RESULTADOS

4.1. Proyectos Adjudicados

Entre 1998 y 2024, el Perú ha licitado un total de 58 proyectos de transmisión, con una inversión superior a US\$ 4,500 millones²⁵ (ver apéndice 1). Estos proyectos han permitido la construcción de más de 12,500 Km de líneas de transmisión en alta tensión, incluyendo más de 5,600 Km en 500 kV. Gracias a estas iniciativas, se ha incrementado la capacidad de transmisión, facilitado la integración de nuevos proyectos de generación, mejorado la confiabilidad y la estabilidad del sistema, interconectado zonas geográficas que antes operaban de manera aislada y contribuido a la reducción de costos energéticos.

Perú: Proyectos APP en Transmisión Eléctrica (Número y Monto de Inversión)



Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia

²⁴

Corresponde únicamente a los proyectos de concesión greenfield. No incluye la licitación de ETECEN/ETESUR que implicó la transferencia de los activos existentes del sistema de transmisión peruano. Además, algunos proyectos fueron adjudicados en conjunto, lo que ha resultado en 35 licitaciones distintas. Latin Pacific Capital ha actuado como asesor de transacción de Proinversión en 30 de las 35 licitaciones.

²⁵

Según los montos de inversión incluidos en las ofertas económicas de los adjudicatarios.

4.2. Amplia participación de postores

Las licitaciones en el subsector transmisión eléctrica en Perú han generado un notable interés entre inversionistas internacionales, lo cual refleja la confianza en el marco regulatorio, la competitividad de los procesos y el atractivo de los proyectos.

Desde 1998, más de treinta grupos operadores procedentes de América Latina, Europa, Norteamérica y Asia han participado en las licitaciones.²⁶ De ellos, once han resultado adjudicatarios (ver apéndice 2).

El alto nivel de participación ha sido una constante en estos procesos. En promedio, por licitación han calificado 5.3 postores, con 3.2 ofertas válidas presentadas por proceso. Sin embargo, desde 2023, cuando Proinversión empezó a licitar grupos de proyectos (de entre tres y cinco) en lugar de proyectos individuales o pares complementarios (como las subestaciones Chincha Nueva y Nazca Nueva, o los enlaces Mantaro–Nueva Yanango–Carapongo y Nueva Yanango–Nueva Huánuco), se ha observado una disminución en el número de oferentes.

En las cinco licitaciones más recientes a la fecha (agosto 2023 a diciembre 2024), solo en una se recibió más de dos ofertas válidas. Además, la licitación del grupo de cinco proyectos realizada en agosto de 2024 fue adjudicada con postor único.²⁷ Esta tendencia sugiere que la agrupación de múltiples proyectos en un solo proceso ha afectado la competencia, posiblemente debido al incremento en la complejidad técnica y financiera, o a la falta de tiempo suficiente para una evaluación adecuada.

Ante este escenario, sería recomendable analizar el impacto de la agrupación de proyectos en la participación de postores y evaluar posibles ajustes para fomentar mayor competencia en futuras licitaciones.

²⁶ Algunos de estos grupos han participado a través de diversas empresas (por ejemplo, ISA y Red Eléctrica) o formando consorcios con otras empresas (como Acciona con Abengoa). Como resultado, el número de postores distintos que han participado en las licitaciones se acerca al medio centenar.

²⁷ Este grupo incluyó los siguientes proyectos: (i) LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo - Tercer Circuito; (ii) Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV; (iii) Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo; (iv) Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho y LT 220 kV Muyurina – Ayacucho; y, (v) Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica. Este grupo fue adjudicado a Alupar Perú quien ofreció un monto total de inversión de US\$404.5 millones.

4.3. Contratos con problemas de ejecución

La gran mayoría de proyectos adjudicados han sido implementados con éxito o están en distintas etapas de construcción. De los cerca de sesenta proyectos adjudicados, solo cuatro han tenido problemas significativos de ejecución:

- LT Mantaro-Caravelí-Montalvo y LT Machupicchu-Cotaruse (adjudicados a Isonor Transmisión, conformado por Isolux Corsan y Elecnor, en 2008). Ambos contratos fueron terminados por acuerdo de las partes en 2014, luego de que el concesionario perdiera un arbitraje CIADI contra el Estado, en el que alegaba “excesiva onerosidad del servicio”.²⁸ Como parte del acuerdo, Isonor Transmisión se obligó a pagar un monto equivalente a la penalidad por terminación por incumplimiento del concesionario.
- LT Moyobamba-Iquitos (adjudicada al grupo Isolux en 2014). El concesionario enfrentó dificultades para la aprobación de su instrumento de gestión ambiental y solicitó la resolución del contrato en octubre de 2017. El contrato fue resuelto en enero de 2018 y el MINEM ejecutó la carta fianza en octubre de 2019.
- LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (adjudicada a Abengoa Perú en 2013). La construcción se encuentra paralizada desde julio de 2016 debido a problemas en la obtención de las servidumbres para la subestación Quencoro, ubicada en terrenos de la Universidad San Antonio Abad del Cusco. Actualmente, el proyecto está en proceso de reactivación tras la reubicación de dicha subestación. En 2024, el concesionario ha solicitado la cesión de posición contractual a favor del consorcio Acciona y Omega Perú (parte del grupo Abengoa).

Estos casos reflejan la importancia de una adecuada planificación, gestión de riesgos, y cumplimiento de requisitos ambientales y sociales para garantizar la ejecución eficiente de los proyectos de transmisión eléctrica en el país.

28

http://icsidfiles.worldbank.org/icsid/icsidblobs/onlineawards/C2060/DC4432_sp.pdf

5. LA AGENDA PENDIENTE

5.1. Fortalecimiento del concedente

El Decreto Legislativo 1543²⁹ establece que los Ministerios encargados de gestionar proyectos APPs deben implementar un Órgano Especializado para la Gestión y Ejecución de Proyectos, con el objetivo de mejorar la ejecución contractual de su cartera de proyectos.

En el caso del MINEM, la implementación de este órgano especializado fortalecería las capacidades del concedente y facilitaría la interacción con los concesionarios. En la actualidad, la Dirección General de Electricidad enfrenta una carga significativa, ya que, además de sus funciones regulares, debe administrar más de 60 proyectos APPs³⁰ y alrededor de 50 contratos de energía renovable, entre otros. Un órgano especializado enfocado en actuar como contraparte de los concesionarios permitiría agilizar las respuestas, optimizar la administración de los contratos y mejorar la eficiencia en la toma de decisiones, para beneficio del sistema eléctrico en su conjunto.

Así, esta mejora organizativa permitiría revisar y optimizar diversos plazos contractuales señalados para el concedente. Por ejemplo, el plazo actual para responder una solicitud de fuerza mayor es de 75 días hábiles³¹ (aproximadamente tres meses y medio), cuando un plazo adecuado de respuesta no debería exceder cinco días hábiles para brindar mayor predictibilidad en la ejecución contractual.

5.2. Revisión de contenido de los anexos técnicos

Los anexos técnicos de los contratos de concesión podrían simplificarse, ya que actualmente contienen tanto requisitos obligatorios como elementos referenciales. Según la opinión de varios concesionarios y del COES, los contratos de concesión han evolucionado de su concepción original como contrato de servicios hacia un formato más similar a contratos de obras,³² debido al excesivo nivel de detalle en algunos anexos técnicos.

²⁹

Corresponde únicamente a los proyectos de concesión greenfield. No incluye la licitación de ETECEN/ETESUR que implicó la transferencia de los activos existentes del sistema de transmisión peruano. Además, algunos proyectos fueron adjudicados en conjunto, lo que ha resultado en 35 licitaciones distintas. Latin Pacific Capital ha actuado como asesor de transacción de Proinversión en 30 de las 35 licitaciones.

³⁰

Según los montos de inversión incluidos en las ofertas económicas de los adjudicatarios.

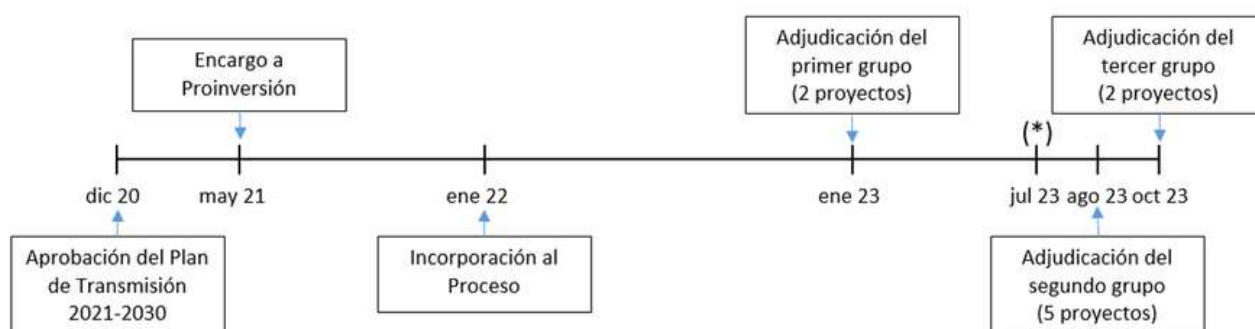
³¹

Ver, por ejemplo, el Contrato Hub Poroma suscrito en setiembre de 2024 (cláusula 10.6).

³²

Mesa redonda “Asociaciones Público Privadas en Transmisión: Situación Actual y Agenda Pendiente”, organizada por Latin Pacific Capital y el Estudio Santiváñez el 14 de enero de 2025

Como ejemplo, el Plan de Transmisión 2021-2030 fue aprobado en diciembre de 2020, y el MINEM encargó su licitación a Proinversión en mayo de 2021. Sin embargo, recién en enero de 2022, ocho meses después, estos proyectos fueron incorporados al proceso de promoción de inversión privada, tras la aprobación del Informe de Evaluación requerido). Como resultado, la primera licitación de proyectos de dicho Plan de Transmisión se adjudicó en enero de 2023, veinte meses después del encargo y doce meses después de la incorporación.



(*) En julio de 2023 se adjudicó el proyecto Subestación Piura Nueva – Frontera

Según el Plan de Transmisión 2021-2030, los proyectos debían entrar en operación entre 2024 y 2025. No obstante, dados los plazos de licitación y los de construcción,³³ tales proyectos están programados para alcanzar la puesta en operación comercial entre 2027 y 2029, es decir, con tres o cuatro años de retraso.

La simplificación del Informe de Evaluación busca acelerar estos plazos.³⁴ Si bien es un avance en la dirección correcta, su utilidad práctica sigue siendo cuestionable, considerando el extenso historial de adjudicaciones exitosas mediante mecanismos de APPs. Al respecto, se podría plantear que la incorporación al proceso de promoción de inversión privada de los proyectos del Plan de Transmisión se realice de manera mucho más expeditiva, idealmente de forma casi automática en no más de cuatro semanas desde su encargo a Proinversión. Por su parte, el MINEM podría apuntar a realizar el encargo a Proinversión en plazos mucho menores a los cinco meses utilizados.

33

Un reto adicional es reducir los tiempos de elaboración y aprobación de los instrumentos de gestión ambiental. Los contratos reflejan entre 24 y 27 meses para el cumplimiento de estos hitos.

34

En febrero de 2024 el MEF aprobó los Lineamientos para la elaboración del Informe de Evaluación que simplifican la elaboración de dicho documento para el sector eléctrico (RD 001-2024-EF 68.01, emitida al amparo de una disposición complementaria del DL 1362). Se espera que esta simplificación reduzca los plazos de elaboración y aprobación del Informe Especial de ocho a cuatro meses.

Asimismo, los trámites de aprobaciones internas deberían ajustarse para permitir que la adjudicación de un proyecto, desde su incorporación al proceso de promoción de inversión privada, pueda realizarse en seis a ocho meses. Este plazo resulta prudente tanto para la promoción de los proyectos como para que los postores puedan realizar sus respectivos análisis (due diligence). Finalmente, en ese orden de ideas, la suscripción de los contratos luego de la adjudicación (fecha de cierre) podría llevarse a cabo en un plazo de 45 a 60 días, en vez de los 90 actualmente previstos.

Una incorporación más expeditiva de los proyectos del Plan de Transmisión al proceso de promoción de inversión privada, junto con la reducción de los plazos de aprobaciones internas, permitiría una mejor planificación y una distribución más ordenada de las licitaciones (ver acápite siguiente).

5.4. Cronograma de licitaciones y grupos de proyectos

Por último, para fomentar una mayor competencia, Proinversión podría programar las licitaciones con un intervalo prudencial entre ellas, idealmente tres a cuatro meses. Además, sería conveniente revisar la cantidad y naturaleza de los proyectos agrupados en cada proceso, asegurando que los proyectos de un mismo grupo generen sinergias en función de su tipo, características o ubicación geográfica, para facilitar su implementación y posterior gestión.

Tomando como referencia los nueve proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030, inicialmente encargados por MINEM a Proinversión,³⁵ estos se agruparon en tres bloques:

- **Grupo 1:** Comprendía los proyectos (i) Enlace Ica-Poroma y (ii) Enlace Cáclic-Jaén Norte. Fue adjudicado en enero de 2023, es decir veinte meses después del encargo de MINEM.
- **Grupo 2:** Incluía los proyectos (iii) Enlace San José-Yarabamba, (iv) Enlace Piura Nueva-Colán y (v) Enlace Belaúnde Terry-Tarapoto; así como las subestaciones (vi) Lambayeque Norte y (vii) Piura Este. Debido a sus características técnicas y plazos de ejecución, se dividió en dos subgrupos (los tres primeros proyectos en uno y las dos subestaciones en otro), dentro de una única licitación. Este grupo fue adjudicado en agosto de 2023, veintisiete meses después del encargo de MINEM.

35

Posteriormente, MINEM encargó quince proyectos adicionales a Proinversión, los cuales fueron divididos en cuatro grupos. A enero de 2025, tres de dichos grupos ya habían sido adjudicados (junio, agosto y diciembre de 2024). La adjudicación del grupo restante estaba programada para octubre de 2024, pero a la fecha se encuentra postergada.

- **Grupo 3:** Incluía los proyectos (viii) Enlace Huánuco Trujillo y (ix) Enlace Celendín Piura. Fue adjudicado en octubre de 2023, veintinueve meses después del encargo de MINEM y solo dos meses después de la adjudicación del Grupo 2.

Los Plazos relativamente cortos entre licitaciones dificultan la participación de postores, ya que sus equipos no pueden gestionar simultáneamente demasiados proyectos de manera eficiente. En el segundo semestre de 2023, además de las licitaciones de los Grupos 2 y 3, en julio se licitó el proyecto Subestación Nueva Piura-Frontera. Así, en un lapso de 4 meses (julio a octubre) se realizaron tres licitaciones que involucraron ocho proyectos distintos.

Con plazos optimizados según lo propuesto en el literal anterior, los nueve proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030 podrían haberse licitado en cuatro procesos distintos con intervalos de tres meses entre licitaciones entre 2021 y 2022. Esto habría permitido completar las adjudicaciones en veinte meses desde el encargo de MINEM, con un espaciamiento adecuado entre licitaciones.

Una programación de este tipo permitiría que los proyectos cumplan con entrar en operación comercial en las fechas previstas en el Plan de Transmisión, sin afectar el tiempo necesario para el due diligence de los postores. Los plazos indicados son perfectamente alcanzables mediante la optimización de los procedimientos internos de aprobación, sin comprometer la calidad ni la viabilidad de los proyectos.

El desafío principal radica en ajustar los procedimientos y plazos internos del Estado para alcanzar estos objetivos, manteniendo los controles necesarios para asegurar la correcta y oportuna ejecución de los proyectos.

Apéndice 1 - Listado de Proyectos APP en Transmisión Eléctrica

Licita- ción	Año	Proyecto	Postores Califica- dos	Ofertas	Inversión	
					Base US\$ MM	Oferta US\$ MM
1	1998	LT Mantaro - Socabaya	5	3	300.0	179.2
2	1999	LT Socabaya – Moquegua (segundo circuito) (220 kV) LT Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	2	2	92.5	74.5
3	2001	LT Oroya-Carhuamayo-Paragsha-derivación Antamina LT Aguaytía-Pucallpa (138 kV)	3	3	57.3 17.8	57.3 8.2
4	2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Carhuaquero	5	5	279.4	106.1
5	2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo (500 kV) LT Machupicchu-Cotaruse (220 kV)	6	4	259.0 35.7	145.6 35.4
6	2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal (220kV y 500kV)	4	3	88.6	52.2
7	2009	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	5	3	210.1	167.5
8	2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	5	2	399.0	291.0
9	2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV) LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	5	3	80.0 16.0	43.6 14.6
10	2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	5	3	90.8	62.5
11	2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	3	2	130.5	101.4
12	2012	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba (220 kV)	4	3	173.7	106.9
13	2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV)	5	3	181.2	114.3
14	2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV)	6	3	412.8	278.4
15	2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV)	6	3	59.6	35.4
16	2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV)	8	2	581.2	499.2
17	2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) Subestación Orcotuna (220/60 kV)	6	2	36.5 13.0	26.0 12.8
18	2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	5	4	67.0	36.8
19	2015	Subestación Carapongo	3	2	47.6	42.7
20	2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV)	7	3	41.7	20.2
21	2017	LT Aguaytía-Pucallpa (segundo circuito 138 kV)	5	3	37.3	8.8
22	2017	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huanuco	8	5	333.8 240.7	149.6 122.4
23	2017	LT Tintaya-Azángaro (220 kV)	8	6	55.0	12.1
24	2019	Enlace 500 kV La Niña - Piura Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía	7	6	128.1 49.6 31.2	58.5 19.4 12.8
25	2020	Subestación Chíncha Nueva 220/60 kV Subestación Nazca Nueva 220/60 kV	6	6	21.2 17.8	11.0 7.3
26	2021	Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado - Iberia Subestación Valle del Chira de 220/60/22.9 kV	6	4	33.4 13.5	15.3 13.5
27	2022	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero Subestación Nueva Tumbes y LT 60 kV Nueva Tumbes-Tumbes	9	5	30.4 8.4	9.5 8.4
28	2022	LT 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera (1a convocatoria)*	4	1	217.0	NA
29	2023	Enlace 220 kV Ica – Poroma ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte (2 circuitos)	8	4	50.8 81.5	44.0 29.1
28	2023	LT 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera (2a convocatoria)	4	3	223.0	107.7
31	2023	Enlace 500 kV San José - Yarabamba (G1)** Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (G1) Enlace 220 kV Belaúnde Terry - Tarapoto Norte (G1)	5	3	31.2 57.0 53.4	31.2 33.4 21.3
		Subestación Lambayeque Norte (G2) Subestación Piura Este (G2)		2	27.8 11.2	22.5 9.6
32	2023	Enlace 500 kV Huánuco - Trujillo Enlace 500 kV Celendín - Piura	6	2	561.1 272.1	335.2 272.1
33	2024	SE Hub Poroma y Enlace 500 kV Hub Poroma-Colectora SE Hub San José y Enlace 220 kV Hub San José-Repartición SE Marcona II y Enlace 128 kV Marcona II-San Isidro-Pampa	5	4	120.7 109.6 98.5	56.1 51.0 45.8
34	2024	LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo - Tercer Circuito Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo SE Muyurina 220 kV, SE Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica	3	1	58.4 138.2 75.1 109.4 59.6	52.6 125.4 68.8 101.1 56.6
35	2024	Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa Inc. confiabilidad del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo Inc. capacidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Huaraz	5	2	68.3 25.0 33.9	40.7 25.0 28.8
Total					6,937.1	4,518.6

*La licitación desierta pues se presentó solo un Postor. Las Bases requerían por los menos dos ofertas válidas para adjudicar. El proyecto Subestación Piura Nueva-Frontera fue adjudicado posteriormente en julio de 2023.

** Estos cinco proyectos fueron separados en dos grupos (G1 y G2), dentro de una misma licitación.

Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia

Apéndice 2 - Adjudicatarios de Proyectos APPs en Transmisión Eléctrica

N°	Grupo	Contratos	Concesionario	Año	Proyecto
1	Hydro Quebec	1	Consortio Transmantaro *	1998	LT Mantaro-Socabaya
2	Red Eléctrica de España	5	Redesur	1999	Reforzamiento de Sistemas Eléctricos del Sur
			Transmisora Eléctrica del Sur	2010	LT Tintaya-Socabaya
			Transmisora Eléctrica del Sur 2	2015	LT Azángaro-Juliaca-Puno
			Transmisora Eléctrica del Sur 3	2016	LT Montalvo-Los Héroes
			Transmisora Eléctrica del Sur 4	2017	LT Tintaya-Azángaro
3	ISA **	21	ISA Perú	2001	LT Oroya-Caruahmayo-Paragsha-der. Antamina
				2001	LT Aguaytía-Pucallpa
			Consortio Transmantaro	2010	LT Chilca-La Planicie-Zapallal
				2010	LT Zapallal-Trujillo
				2010	LT Talara-Piura
				2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse
				2011	LT Trujillo-Chiclayo
				2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo
				2014	LT La Planicie Industriales
				2014	LT Friaspata-Mollepata
				2014	SE Orcotuna
				2015	SE Carapongo
				2017	Enlace Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo
				2017	Enlace Nueva Yanango-Nueva Huánuco
				2020	SE Chinchá Nueva
				2020	SE Nazca Nueva
				2023	Enlace San José-Yarabamba
				2023	ITC Piura Nueva-Colán
				2023	ITC Belaunde Terry-Tarapoto Norte
			Consortio Eléctrico Yapay	2023	Enlace Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo
				2023	Enlace Celendín-Piura
4	Abengoa	3	Abengoa Transmisión Norte	2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Carhuauquero
			ATN3	2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya
			Atlántica Transmisión Sur	2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo
5	Isolux	3	Caraveli Cotaruse Transmisora de Energía	2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo
				2008	LT Machupicchu-Cotaruse
			Líneas de Transmisión Peruanas	2014	LT Moyobamba-Iquitos
6	Grupo Cobra	4	Conces. Línea de Transmisión CCNCN	2012	LT Carhuauquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba
			Conce. Línea de Transmisión La Niña	2019	Enlace Pariñas-Nueva Tumbes
				2019	Enlace Tingo María-Aguaytía
				2019	Enlace La Niña-Piura
7	Terna Plus	1	Terna Perú	2017	LT Aguaytía-Pucallpa
8	Celeo Redes	3	Pto. Maldonado Transmisora de Energía	2021	LT Puerto Maldonado-Iberia
				2021	SE Valle del Chira
				2023	LT Piura Nueva-Frontera
9	Acciona Concesiones	7	Conces. Transmisora Reque Tumbes	2022	Enlace Reque-Nueva Carhuauquero
				2022	SE Nueva Tumbes y LT Nueva Tumbes-Tumbes
			Conces. Transmisora Ica-Poroma	2023	Enlace Ica-Poroma
				2023	Enlace Cáclic-Jaén Norte
			Concesionaria Transmisora Hub Poroma	2024	SE Hub Poroma y Enlace Hub Poroma-Colectora
				2024	SE Hub San José y Enlace Hub San José-Repartición
				2024	SE Marcona II y Enlace Marcona II-San Isidro-Pampa
10	Alupar	7	Alupar Perú	2023	SE Piura Este
				2023	ITC Lambayeque Norte
			Transmisora Sierra Azul	2024	LT Chilca CTM-Carayallo - Tercer Circuito
				2024	Nueva Subestación Bicentenario
				2024	Enlace Chavarría - Santa Rosa - Carapongo
				2024	SE Muyurina, SE Ayacucho, LT Muyurina-Ayacucho
				2024	Ampliación Suministro del Sistema Eléctrico Ica
11	Engie	3	Engie Energía Perú	2024	Enlace Aguaytía - Pucallpa
				2024	Inc. Confiabilidad Sistema Tarma - Chanchamayo
				2024	Mejora Suministro Sistema Eléctrico Huaraz

*En 2006 Hydro Quebec vendió Consortio Transmantaro al consorcio conformado por ISA (60%) y Empresa de Energía de Bogotá S.A. (40%).

**En 2002 ISA a través de la licitación de Etecen y Etesur, ISA adquirió los activos existentes del sistema de transmisión peruano.

Fuente: Proinversión
Elaboración: Propia