



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

INFORME MULTIANUAL DE INVERSIONES EN ASOCIACIONES PÚBLICO
PRIVADAS – SUBSECTOR ELECTRICIDAD

2025-2028

Lima, junio de 2025

Contenido

I	Introducción	3
II	Sección Planeamiento: continuidad de los objetivos en el mediano plazo	3
2.1	Rol y objetivos del sector	4
2.2	Estrategia del MINEM	5
2.3	Actividades y objetivos estratégicos institucionales	5
2.4	Avances del sector energético	6
2.5	Diagnóstico del subsector Electricidad	8
2.5.1	Demanda en el subsector Electricidad	8
2.5.2	Oferta en el subsector Electricidad	10
2.5.3	Balance Oferta – Demanda	13
2.5.4	Sistema de Transmisión Eléctrica	14
2.6	Objetivos e indicadores de desempeño del subsector Electricidad	16
2.6.1	Objetivos	16
2.6.2	Indicadores	17
2.7	Priorización de Proyectos: criterios de evaluación	17
2.7.1	Electricidad: Criterios Cualitativos	18
2.7.2	Electricidad: Criterios Cuantitativos	20
2.8	Proyectos Potenciales del subsector Electricidad para ser desarrollados como APP21	
2.9	Vinculación con las necesidades del subsector Electricidad	23
2.10	Aplicación de los Criterios de Elegibilidad	24
2.11	Descripción de los proyectos APP del subsector Electricidad	33
III	Sección Programación	46
3.1	Anexo: Detalle de la evaluación de la elegibilidad de los proyectos	46





I Introducción

El Ministerio de Energía y Minas es la entidad competente para la formulación, modificación y/o actualización del correspondiente Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas (IMIAPP), según el Decreto Legislativo N° 1362, Decreto Legislativo que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, cuyo Texto Único Ordenado se aprueba con Decreto Supremo N° 195-2023-EF (Decreto Legislativo N° 1362); y su Reglamento, aprobado con Decreto Supremo N° 240-2018-EF (Reglamento); además, de acuerdo a los Lineamientos para la Elaboración del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas (APP), aprobados mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01.

El IMIAPP es un instrumento de gestión elaborado por cada Ministerio, Gobierno Regional y Gobierno Local, para identificar los potenciales proyectos a fin de ser incorporados al proceso de promoción de la inversión privada para los siguientes tres (3) años. Los proyectos a ser incorporados en el proceso de promoción de APP deben responder a las necesidades y objetivos identificados en el Informe Multianual de Inversiones vigente.

Conforme al procedimiento para la elaboración y aprobación del IMIAPP establecido en el artículo 40 del Reglamento, este documento ha sido elaborado por la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto en coordinación con la Dirección General de Electricidad.

De otra parte, en el marco de lo establecido en la Décimo Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Legislativo N° 1362, concordante con el artículo 41.A del Reglamento, el IMIAPP del subsector Electricidad se realiza sobre la base del Plan de Transmisión regulado en la Ley N° 28832, no requiriendo la opinión del Ministerio de Economía y Finanzas; asimismo, la aprobación del IMIAPP del subsector Electricidad, así como sus modificaciones o actualizaciones, se realiza dentro de los sesenta (60) días hábiles posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión.

Que, teniendo en consideración la emisión del Plan de Transmisión 2025-2034, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM, publicada el 30 de diciembre de 2024, y considerando que resulta necesario actualizar estadísticas vinculadas al subsector Electricidad, se ha visto por conveniente proceder con la publicación del IMIAPP del subsector Electricidad 2025 – 2028.

II Sección Planeamiento: continuidad de los objetivos en el mediano plazo

La Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada con Decreto Supremo N° 064-2010-EM, tiene como visión *“un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua”*.

En este marco, a través de la Resolución Ministerial N° 534-2023-MINEM/DM, se aprobó el Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2024-2030 del Sector Energía y Minas, instrumento de planificación que define los objetivos estratégicos sectoriales y las acciones necesarias para su cumplimiento, con el fin de contribuir al desarrollo sostenible del país.

Asimismo, mediante la Resolución Ministerial N° 010-2025-MEM/DM, se aprobó el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2025-2030 del Ministerio de Energía y Minas, el cual define los lineamientos y objetivos institucionales orientados a la provisión eficiente de servicios dentro



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

del sector, garantizando la coherencia con los planes de mayor alcance. De este modo, el PEI contribuye a la materialización de los resultados planteados en el PESEM, asegurando la ejecución de acciones y la generación de productos que impulsen el desarrollo de los objetivos estratégicos en cada nivel de intervención.

2.1 Rol y objetivos del sector

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) es el organismo central y rector de los sectores Energía y Minas, y forma parte del poder Ejecutivo. Tiene como finalidad formular y evaluar las políticas de alcance nacional en materia del desarrollo sostenible de las actividades minero –energéticas; asimismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a estas actividades.

La misión institucional del MINEM es promover el desarrollo competitivo y sostenible de las actividades mineras, eléctricas y de hidrocarburos en beneficio de la sociedad peruana de manera articulada, transparente y descentralizada.

Como parte de su Política Energética Nacional, el MINEM ha desarrollado los siguientes objetivos de política del sector¹:

- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Acceso universal al suministro energético.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
- Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de Desarrollo Sostenible.
- Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
- Fortalecer la institucionalidad del sector energético.
- Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

Asimismo, tiene los siguientes Objetivos Estratégicos Institucionales²:

- Garantizar el suministro sostenible de energía en el país
- Incrementar la inversión minero-energética sostenible que beneficie a la población del país.
- Incrementar la formalización de la pequeña minería y minería artesanal.
- Impulsar la mejora continua de la gestión institucional.

¹ Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobado mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

² Plan Estratégico Institucional (PEI) 2025-2030, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 010-2025-MINEM/DM.



2.2 Estrategia del MINEM

La estrategia del MINEM, referida al subsector Electricidad para el desarrollo de los proyectos mediante el mecanismo de APP contempla el cumplimiento de las actividades estratégicas institucionales y sus objetivos estratégicos, para lo cual se elabora una cartera de proyectos que se fundamenta en los planes vinculantes y planes de inversión, elaborados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), los cuales tienen una perspectiva de mediano plazo.

La identificación de los proyectos APP es realizada por las entidades mencionadas anteriormente de acuerdo con las leyes y reglamentos aplicables, estos proyectos están enfocados a solucionar determinadas condiciones operativas del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el corto y mediano plazo, solucionar problemas de congestiones y brindar mayor cobertura a los contratos del subsector Electricidad.

A continuación, presentamos las acciones y objetivos estratégicos institucionales, así como los resultados en el SEIN de los proyectos ya adjudicados mediante el mecanismo de APP.

2.3 Actividades y objetivos estratégicos institucionales

Mediante Resolución Ministerial N° 010-2025-MINEM/DM, se aprobó el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2025-2030 del Ministerio de Energía y Minas, el cual corresponde al instrumento de gestión que identifica la estrategia de la entidad para lograr los objetivos de política.

Cuadro N° 1: Actividades Operativas alineadas a la Acción Estratégica Institucional

CODIGO	ACCIÓN ESTRATEGICA INSTITUCIONAL	INDICADOR	ACTIVIDADES OPERATIVAS
OEI.1. GARANTIZAR EL SUMINISTRO SOSTENIBLE DE LA ENERGÍA EN EL PAÍS			
AEI 01. 02	CONTRATOS DE LOS SUBSECTORES ELECTRICIDAD E HIDROCARBUROS APROBADOS PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO DE ENERGÍA EN BENEFICIO DE LA POBLACIÓN	PORCENTAJE DE CONTRATOS FINALES APROBADOS RESPECTO AL TOTAL Y PROGRAMADOS PARA PROINVERSIÓN	<p>AO15 ELABORACIÓN DE LOS INFORMES DE EVALUACIONES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIONES Y ENCARGAR SU LICITACIÓN A PROINVERSIÓN CONFORME A LO ESTABLECIDO EN LA NORMATIVA DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA</p> <p>AO16 PARTICIPACIÓN EN LAS MODIFICACIONES CONTRACTUALES Y ELABORACIÓN DE ADENDAS DE LOS CONTRATOS DERIVADOS DE LOS PROCESOS DE LICITACIÓN EN OSINERGMIN</p> <p>AO17 SOPORTE TÉCNICO EN LOS SIGUIENTES TEMAS: (A) CONTRATOS SUSCRITOS A TRAVÉS DE PROINVERSIÓN Y/O DERIVADOS DE LAS SUBASTAS RER, (B) SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS, (C) OTRAS QUE DERIVEN DE LOS CONTRATOS Y QUE SEAN DE COMPETENCIA DE LA DGE</p> <p>AO22 REALIZACIÓN DE REUNIONES CON LAS ORGANIZACIONES DE INTERÉS COMO SON COES, PROINVERSIÓN, OSINERGMIN Y MEF, PARA LA ELABORACIÓN DE LOS CONTRATOS DE LOS PROYECTOS QUE SE LICITARÁN QUE SE ENCUENTRAN DENTRO DE LOS PLANES DE TRANSMISIÓN</p>

Fuente: POI Actualizado 2025 alineado al PEI 2025-2030 - MINEM

Para el período 2025-2030, el MINEM tiene como objetivo garantizar el suministro sostenible de energía en el país (OEI.1). Este objetivo se alcanzará a través de la aprobación de contratos en los subsector eléctrico e hidrocarburos, lo que constituye un producto clave para el ministerio, contribuyendo directamente al suministro de energía en beneficio de la población.



Cuadro N° 2: Objetivo Estratégico Institucional - DGE (PEI -2025-2030)

Plan Estratégico de Desarrollo Nacional al 2050	PESEM del Sector Energía y Minas 2024-2030	PEI 2025-2030 DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS		Vinculación con la PGG (DS 042-2023PCM)		
Objetivo Específico	Acción Estratégica	Denominación del OES	Denominación de la AES	Denominación del OEI	Denominación de la AEI	
OE 3.3. Elevar los niveles de competitividad y productividad de los sectores económicos, en base a la diversificación productiva, generación de valor agregado y la innovación tecnológica dentro de todos los sectores productivos, en el marco de una economía verde y baja en carbono y con el aprovechamiento de las tecnologías emergentes	AE 3.3.21 Alcanzar una matriz energética sostenible, segura, diversificada, y con eficiencia económica, en base a una planificación energética integrada y el uso intensivo y eficiente de fuentes de energía renovables convencionales y no convencionales	OES.04 Garantizar la seguridad energética en el Perú	AES.04.02 Fortalecer la ejecución de inversión energética en el país	OEI.01 Garantizar el suministro sostenible de la energía en el país	AEI 01.02 Contratos de los subsectores Electricidad e Hidrocarburos aprobados para garantizar el suministro de energía en beneficio de la población.	Eje 4 (4.6; 4.7)

Fuente: PEI 2025-2030 – MINEM

En el marco del Plan Estratégico Institucional (PEI) 2025-2030, el MINEM ha establecido diversas acciones estratégicas institucionales (AEI) para garantizar el acceso adecuado a la energía y la ejecución de proyectos energéticos. Específicamente, la acción AEI 01.02, relacionada con la aprobación de contratos en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, se alinean directamente con el objetivo estratégico institucional (OEI 01): "Garantizar el suministro sostenible de la energía en el país".

Esta acción está diseñada para fortalecer la infraestructura y la inversión energética, lo que contribuye al logro del objetivo estratégico sectorial (OES 04) del Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM), que busca garantizar la seguridad energética en el Perú. De esta manera, tanto el PEI como el PESEM trabajan en conjunto para asegurar que las políticas de energía y la ejecución de contratos en los subsectores de electricidad e hidrocarburos estén alineadas con la estrategia nacional de seguridad energética, impulsando el desarrollo sostenible y el bienestar de la población.

2.4 Avances del sector energético

Con el objetivo de lograr importantes avances en el sector energético, el MINEM viene priorizando lo siguiente:

- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Acceso universal al suministro energético.





Además, el MINEM ha incorporado dentro de la Política Energética Nacional la dimensión “sostenibilidad”; por lo que, ahora el sector se rige bajo tres dimensiones, como se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico N° 1: Dimensiones del Sector Energía



Fuente: Elaboración propia.

En los últimos años, el MINEM ha logrado importantes avances en el subsector Electricidad, los más destacados son los siguientes:

- Se logró un modelo de planificación de transmisión que ha llevado a un sistema de transmisión eléctrica confiable.
- Se cuenta con un margen de reserva de generación de 45%³ en el año 2024 - considerando la reserva fría- que asegura la continuidad de suministro ante eventuales fallas en el SEIN.
- Producto de la política de expansión de la generación eléctrica, el país se encuentra con suficiente capacidad para exportar excedentes. La potencia efectiva en el SEIN de las empresas pertenecientes al COES ascendió a 13,151 MW a diciembre de 2024.
- Existe potencial en capacidad de generación hidráulica y de gas natural; además, se está fomentando la entrada de tecnologías renovables no convencionales. Como se puede apreciar, si bien la matriz energética está conformada principalmente por la generación hidráulica y térmica, hay avances importantes en la generación con recursos renovables tales como la eólica y la solar. Esta tendencia permitirá, en algunos casos, la sustitución del uso del Diesel en la generación y, en otros, permitirá, por ejemplo, abastecer zonas aisladas.

Cuadro N° 3: Producción de energía eléctrica (GWh) en 2024

PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWh) 2024					
AREA	HIDROELÉCTRICA	TERMOELÉCTRICA	EÓLICA	SOLAR	TOTAL
Norte	3,095,57	935,93	605,72	0,69	4,637,91
Centro	23,752,46	23,061,90	3,307,79	342,78	50,464,92
Sur	3,962,97	43,98	-	918,91	4,925,86
TOTAL	30,810,99	24,041,81	3,913,51	1,262,38	60,028,69

Nota: Exportación de energía a Ecuador (GWh): 2.96; Fuente: COES

Se han establecido mecanismos que fomentan el acceso a la electricidad y establecen criterios de equidad en las tarifas finales.

³ COES : Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, periodo 2024-2027: <https://acortar.link/k7K5J9>



Sin embargo, a pesar de los avances mencionados, existen algunos aspectos que deben revisarse con el fin de seguir mejorando:

- Expansión desordenada del sistema en base a normas específicas: reserva fría, centrales hidráulicas, nodo energético.
- Financiamiento de proyectos y de mecanismos de compensación en base a “sobrecargos en la transmisión que han incrementado los precios finales”.
- Falta de planificación holística sobre el uso de los recursos energéticos del país.

2.5 Diagnóstico del subsector Electricidad

El mercado eléctrico está constituido por tres actividades: generación, transmisión y distribución eléctrica. La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes hidráulicas, térmicas y de recursos energéticos renovables (RER), convencionales y no convencionales. La transmisión se refiere al transporte de energía eléctrica producida, desde los centros de generación hasta los centros de consumo y están compuestas principalmente por las líneas de transmisión y sus subestaciones asociadas. Por su parte, la distribución se refiere al suministro eléctrico desde las subestaciones hacia los consumidores finales, como es el sector industrial, comercial, residencial, etc.

Cabe señalar que la generación de energía eléctrica pertenece a un mercado de libre competencia que está en constante cambio. Como se muestra más adelante en el numeral 2.5.3, la generación de energía no representa problema dentro del sistema eléctrico; este mercado se está desarrollando de manera favorable y creciendo de manera sostenida. Podemos observar que tiene la capacidad de atender la demanda interna futura.

Por otro lado, el mercado de distribución para el servicio público está regulado por el OSINERGMIN, las empresas de distribución están encargadas de recibir energía y llevarla hacia el usuario final.

A continuación, se describe la situación de la oferta y la demanda del subsector eléctrico y el balance de esta. Asimismo, se hace un desarrollo de la situación de la transmisión eléctrica que es la actividad cuyo desarrollo de la infraestructura se enfatiza bajo el presente informe.

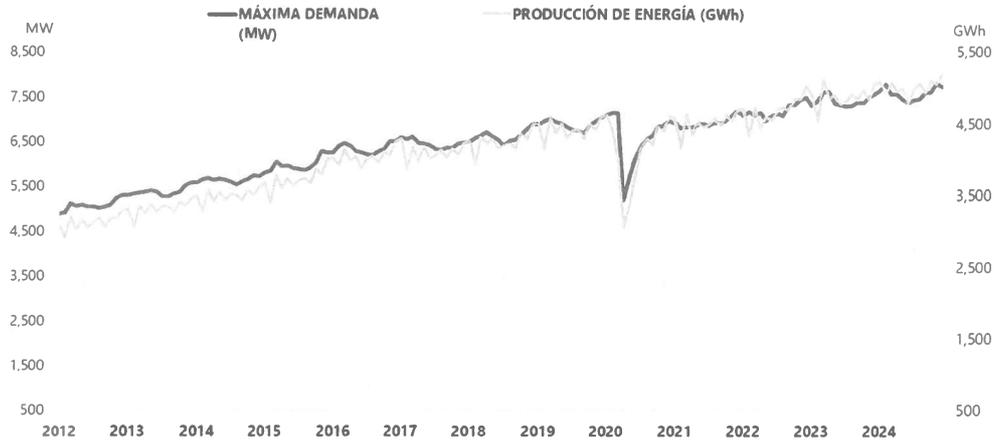
2.5.1 Demanda en el subsector Electricidad

Para la proyección de la demanda se considera el estudio de actualización del Plan de Transmisión periodo 2025-2034; asimismo, la demanda para el año 2024 se actualizó en base al Informe de Evaluación Anual el COES. En efecto, la demanda máxima de energía eléctrica en el año 2024 fue 7,794,01 MW, lo que implica un crecimiento aproximado de 2,5% en comparación al año 2023.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la máxima demanda y producción eléctrica mensual registrada desde el año 2012 hasta el cierre del 2024, en el cual se aprecia el continuo crecimiento de la demanda del SEIN y la respectiva producción.

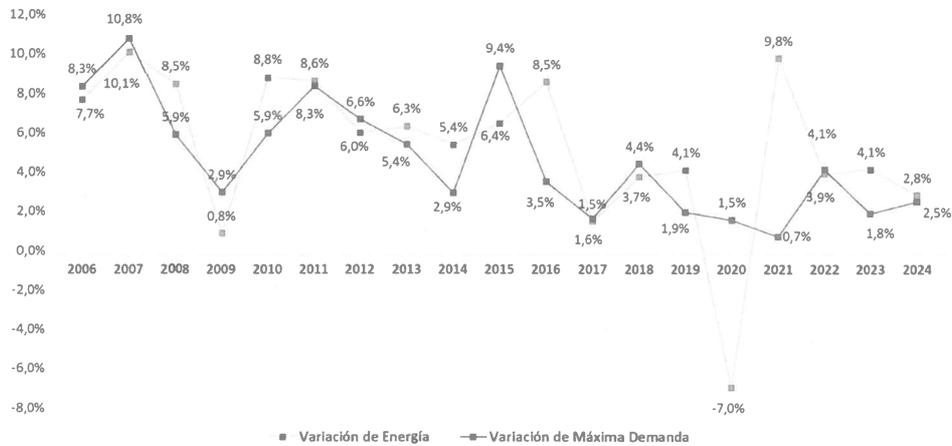


Gráfico N° 3: Evolución de la Máxima Demanda (MW) y Producción Eléctrica (GWh) en el SEIN del 2012-2024



Fuente: COES

Gráfico N° 4: Crecimiento porcentual de la máxima de demanda y consumo de energía eléctrica del 2006 al 2024



Fuente: COES

El comportamiento del subsector Electricidad permite suponer que el crecimiento sostenido de los últimos años continuará en el futuro y, por ende, la necesidad de incrementar la oferta a igual ritmo. Según estimaciones a largo plazo del COES, para el año 2034 la demanda eléctrica⁴ llegará a 11,044 MW.

⁴ Proyección de demanda del escenario medio elaborada para el PT 2025-2034.

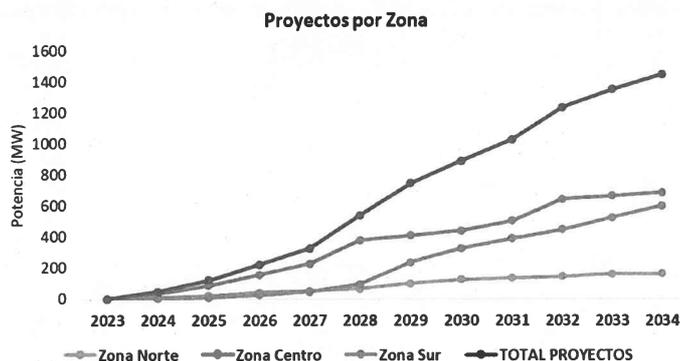


Cuadro N° 4: Proyección de la demanda al 2034

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWh	%	MW	%
2024	60,849	2,7%	8,286	3,4%
2025	62,948	3,4%	8,407	1,5%
2026	64,840	3,0%	8,670	3,1%
2027	66,422	2,4%	8,908	2,7%
2028	68,751	3,5%	9,234	3,7%
2029	71,038	3,3%	9,588	3,8%
2030	73,333	3,2%	9,877	3,0%
2031	74,969	2,2%	10,154	2,8%
2032	77,249	3,0%	10,484	3,2%
2033	79,599	3,0%	10,779	2,8%
2034	81,544	2,4%	11,044	2,5%
PROMEDIO 2023-2034		3,0%		2,9%

Fuente: COES

Gráfico N° 5: Proyección de la demanda de proyectos al 2034



Fuente: COES

En conclusión, se puede observar que la demanda eléctrica está en constante crecimiento, estimándose para el periodo 2024-2034 un crecimiento alrededor del 3% para la demanda de energía y de 2,9% para la demanda de potencia. Sobre la base de dichas estimaciones, las acciones del MINEM están orientadas a atender la demanda promoviendo el desarrollo de la infraestructura y establecimiento de políticas regulatorias para el desarrollo de las actividades de generación, transmisión y distribución.

2.5.2 Oferta en el subsector Electricidad

El mercado de energía eléctrica peruano está en constante cambio; actualmente, podemos notar que son más los hogares que cuentan con energía eléctrica, la misma que genera un impacto positivo en su calidad de vida.

La oferta eléctrica en el SEIN, viene a ser la suma de las potencias efectivas (o capacidad disponible) de cada una de las centrales eléctricas integrantes del SEIN; con lo que se satisface



la demanda eléctrica existente. En los últimos 10 años, entre diciembre del 2014 y diciembre del 2024, la potencia efectiva creció en 51,5% y pasó de 8,717,8 MW a 13,208,9 MW.

En cuanto al ingreso en operación de nuevas centrales eléctricas, durante los años 2023 y 2024 se destacan los siguientes proyectos⁵:

Centrales Eólica (CE):

- CE Punta Lomitas - 296,4 MW (dic-23)
- CE Wayra Extensión – 177 MW (jun-24)
- CE San Juan – 135,7 MW (dic-24)

Centrales Solar (CS):

- CS Carhuaquero – 0,55 MW (feb-24)
- CS Clamesí – 114,93 MW (feb-24)
- CS Matarani – 80 MW (set-24)

Centrales Térmica (CT):

- CT Refinería Talara – 102,34 (abr-24)
- CT Electro Dunas - 9,9 MW (nov-24)

En el Gráfico N° 6 se muestra la evolución de la Potencia Instalada en el SEIN desde el año 2005 (4,790 MW) hasta el 2024 (13,768 MW). Asimismo, en el referido gráfico se puede visualizar la potencia instalada añadida al sistema por parte de los proyectos de centrales eléctricas que utilizan Recursos Energéticos Renovables No Convencionales (RER NC), los cuales se encuentran en el marco del Decreto Legislativo N° 1002⁶, Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Al cierre del año 2024, la potencia instalada acumulada por parte de centrales eléctricas RER NC en el SEIN es de 1,527,1 MW; representa un incremento del 109 % en comparación del cierre del 2022.

En el desarrollo de las centrales RER es importante resaltar que durante el 2023 y 2024 entraron en operación comercial cinco grandes proyectos solares y eólicos, tal como se describió anteriormente, que juntos constituyen 798 MW de potencia efectiva adicional, representando un incremento significativo de capacidad de generación al SEIN.

A diciembre de 2024, del total de potencia efectiva, el 38% pertenece a generación hidroeléctrica, el 51,1 % a generación termoeléctrica, el 3,5% a generación solar fotovoltaica y el 7,4% restante a generación eólica, como se muestra en el Gráfico N° 7. La generación térmica por su terminología agrupa también las plantas solares termoeléctricas y las plantas de biomasa, que tienen una naturaleza renovable, pero están agrupadas en el tipo de generación térmica como se mencionó, y las centrales minihidráulicas (< 20 MW), aunque se pueden clasificar como RER, están agrupadas dentro del tipo de generación hidroeléctrica.

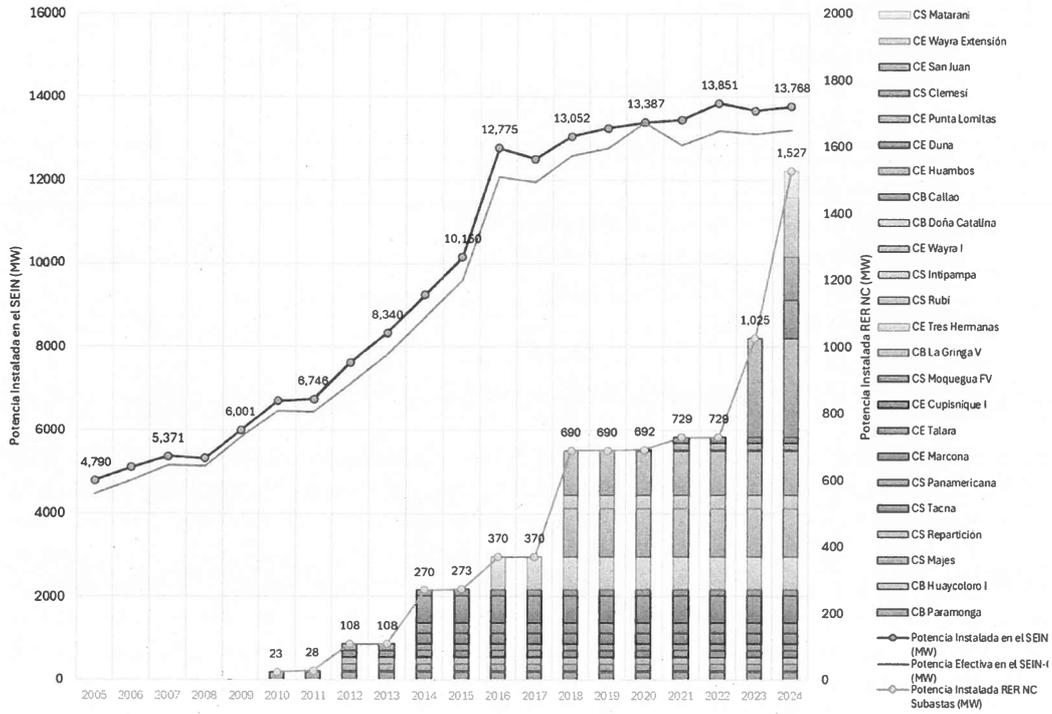


⁵ Centrales de generación en operación – Osinergmin.

⁶ Publicado el 01 de mayo del 2008.

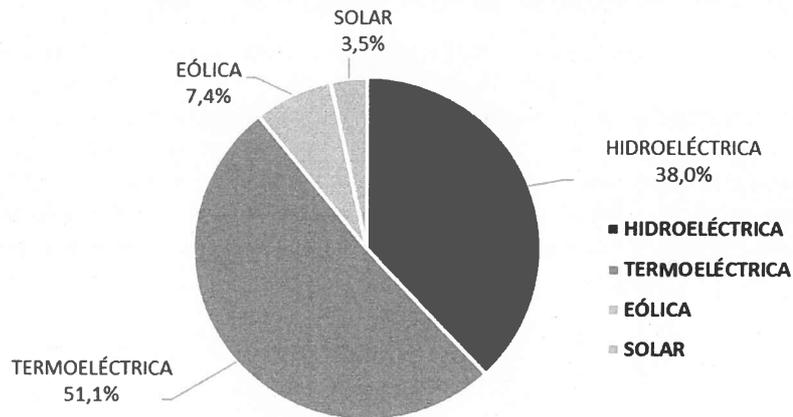


Gráfico N° 6: Evolución de la potencia efectiva e instalada en el SEIN y potencia instalada de centrales renovable no convencionales (RER NC) puestas en servicio en el marco del Decreto Legislativo N° 1002.



Fuente: COES

Gráfico N° 7: Distribución de la potencia efectiva por tipo de generación a diciembre de 2024



Total a diciembre 2024: 13,791,8 MW

Fuente: COES



La expansión de la oferta se prevé que esté principalmente conformada por proyectos comprometidos hasta el 2025, lo que considera proyectos actualmente en ejecución, proyectos que cuentan con contratos con el Estado resultado de las licitaciones para promoción de la inversión y algunos proyectos menores con alta probabilidad de ejecución que cuentan con estudio de Pre-Operatividad aprobado.

Cuadro N° 5: Programa de obras de generación 2025-2028

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	MW	NOTAS
Feb-2025	CS Yura	Solar	YURA S.A.	31,	(1)
Jun-2025	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	12,5	(2)
Jul-2025	CS San Martín Solar	Solar	JOYA SOLAR S.A. SOLARPACK PERU S.A.C.	252,4	(3)
Ago-2025	CH San Gabán III	Hidroeléctrica	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	209,3	(2)
Ene-2026	CH Anashironi	Hidroeléctrica-RER	VARI ENERGIA S.A.C.	20,	(2)
Ene-2026	CS Sunny	Solar	KALLPA GENERACIÓN S.A.	204,	(4)
Mar-2026	CS Intipampa Expansión	Solar	ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	51,	(5)
Dic-2027	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMIPESA	12,5	(6)

Notas:

- (1) Fecha de ingreso según cronograma de su estudio de protecciones
- (2) Fecha de ingreso estimada según información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad (USIE) de OSINERGMIN. Publicación de noviembre de 2024.
- (3) Fecha de ingreso estimada considerando información de la USIE (pub. nov. 2024) y del cronograma del EO en revisión.
- (4) Fecha de ingreso estimada según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2027-2036 (ID-2027-2036).
- (5) Fecha de ingreso estimada considerando cronograma para el ID 27-36 y en la solicitud de alcances para el EO.
- (6) Fecha de ingreso estimada, tomando en cuenta el plazo establecido en la Resolución Ministerial N° 300-2016-MEM/DM, a partir de la puesta en servicio estimada de Centauro Etapa I

Fuente: COES

2.5.3 Balance Oferta – Demanda

La existencia de reserva de generación en los sistemas eléctricos (exceso de oferta) es una condición necesaria para garantizar suministro eléctrico irrestricto ante contingencias climatológicas o técnicas. En el Perú se considera un margen de reserva de potencia efectiva no menor al 21,41%⁷ de la máxima demanda como un nivel que otorga seguridad energética en caso ocurran problemas que reduzcan la oferta disponible, establecido por el OSINERGMIN para el periodo del 01 de mayo 2021 hasta el 30 de abril de 2025, como parte de la evaluación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO).

Para determinar el Margen de Reserva Firme se compara la potencia firme (oferta) con la máxima demanda del sistema, a los cuales se les tiene que reducir los aportes de las unidades de Reserva Fría de Generación (RFG) debido a que el MRFO de 21,41% establecido por el OSINERGMIN tampoco los incluye. Considerando las proyecciones mencionadas en el acápite anterior se determina el margen de reserva de generación del SEIN el cual se detalla de manera anual.

Cuadro N° 6: Margen de reserva firme (MRF) de generación sin considerar RFG

Año	Máxima Demanda MW	Potencia Efectiva de Generación MW	Potencia Firme de Generación MW	Margen de Reserva de Generación MW	Margen de Reserva de Generación %
2024	8 032	13 151	11 666	3 634	45%
2025	8 273	13 310	11 744	3 471	42%
2026	8 537	13 784	11 955	3 418	40%
2027	8 776	13 784	11 955	3 179	36%

⁷ Informe N° 600-2020-GRT – OSINERGMIN.



Fuente: COES

Se observa que para todo el periodo de análisis (2024 – 2027) el margen de reserva de generación del SEIN tiene valores superiores al MRFO (21,41%) fijado por el OSINERGMIN para el periodo mayo 2021 – abril 2025, por lo que el COES concluye que no se requiere proponer centrales de reserva dentro del alcance de la RM N° 111- 2011-MEM/DM en el periodo 2024 – 2027⁸.

2.5.4 Sistema de Transmisión Eléctrica

De acuerdo con el artículo 20 de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica, el SEIN es un sistema regulado y está integrado por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión (SGT), del Sistema Complementario de Transmisión (SCT), del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Sistema Secundario de Transmisión (SST)⁹.

Los potenciales proyectos para ser ejecutados mediante la modalidad de APP a ser incorporados en un futuro inmediato al proceso de promoción de la inversión privada, a fin de sostener la expansión del sistema de transmisión, se generan a través de los procesos de planeamiento materializados en el Plan de Transmisión (PT) y el Plan de Inversiones (PI).

Plan de Transmisión (PT)

Este plan es elaborado cada dos años por el COES, revisado por el OSINERGMIN y aprobado por el MINEM. Su alcance es el territorio nacional y comprende instalaciones de alta y muy alta tensión; asimismo, recientemente se ha incluido que dentro del PT se evalúen las instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC¹⁰) y que, además, tanto para su diagnóstico, así como para su formulación, se tomen en cuenta los resultados del Plan de Inversiones.

Plan de Inversiones (PI)

El PI fue incorporado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, debido a que en la Ley N° 28832 no se estableció un mecanismo similar al PT para el desarrollo de los SCT, donde se asumió, por tanto, que la libre iniciativa de los agentes sería suficiente para desarrollar la infraestructura requerida.

Los PI desarrollados cada cuatro años por las empresas del sector eléctrico son revisados y aprobados por el OSINERGMIN. El alcance de los PI se vincula a las denominadas áreas de demanda y requieren de la coordinación de las diferentes empresas que operan en un área de demanda. Este plan se orienta a instalaciones del SCT.

Cabe señalar, que la expansión del sistema de transmisión considera también aquellos planes que son consecuencia de contratos con fuerza de Ley y otros proyectos que son elaborados

⁸ Referencia:

https://www.coes.org.pe/portal/browser/download?url=Planificaci%C3%B3n%2FEstudios%20de%20Verificaci%C3%B3n%20del%20Margen%20de%20Reserva%20Firme%20MRFO_2024-2027%2Finforme%2FINFORME_SPL-IT-009-2024-VMRFO_2024-2027.pdf
(Consultado el 17 de marzo de 2025).

⁹ Forman parte del SGT y del SCT aquellas instalaciones cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica; mientras que forman parte del SPT y del SST, aquellas instalaciones calificadas como tales al amparo del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley de la Generación Eficiente.

¹⁰ Son las instalaciones de transmisión que conectan las instalaciones de las áreas de demanda con las instalaciones del SEIN y que no se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones.



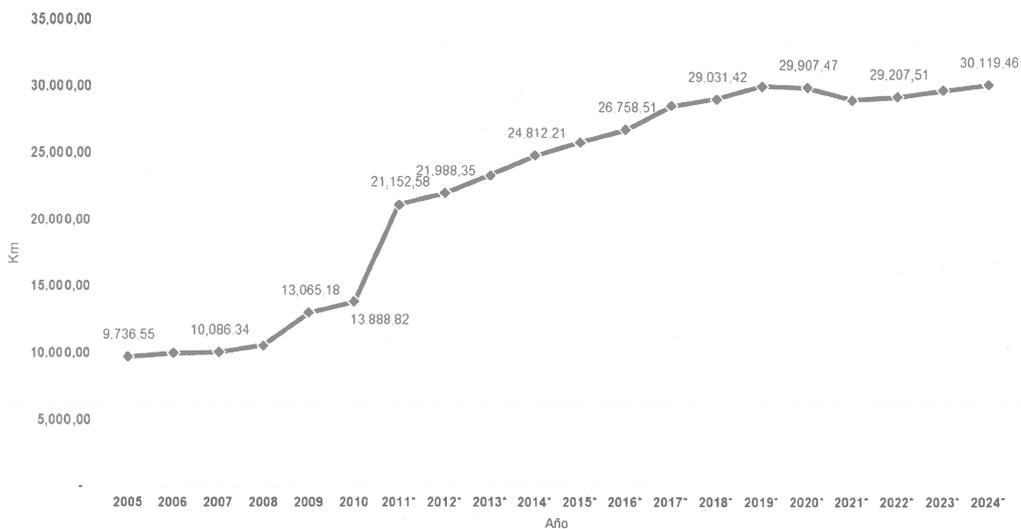
según las necesidades de algún agente y por iniciativa propia. Estas últimas, son de libre negociación entre el agente y el transmisor. Dichos proyectos son regulados según la normativa sectorial vigente y no se encuentran dentro de los alcances materia del presente informe.

Sobre la base de lo mencionado en los párrafos anteriores, se ha podido desarrollar al cierre de diciembre 2024 alrededor de 30,119,5 km de líneas de transmisión con un nivel de tensión mayor a 75 kV.

No debemos olvidar que el desarrollo inicial del sistema de transmisión peruano estuvo caracterizado por ser de configuración radial y con menor redundancia. Este sistema de transmisión estuvo diseñado para un nivel de tensión máxima de 220 kV, lo que limitaba la cantidad de energía que se podía transportar. Por ello, el Estado tomó la decisión de incrementar los niveles de tensión en el país para contar con un sistema robusto en 500 kV de norte a sur.

En el siguiente gráfico se puede observar el crecimiento en km que experimentó el SEIN desde el año 2005.

Gráfico N° 8: Crecimiento del sistema de transmisión 2005-2024 en km



(* Se ha considerado líneas de transmisión existente de las empresas distribuidoras y Usuarios libres integrantes; como también, no integrantes.

Fuente: COES

A finales del 2024 la longitud de las líneas del Sistema de transmisión alcanzó los valores mostrados en el Cuadro N° 7.

Cuadro N° 7: Sistema de Transmisión 2024

LÍNEAS	500 kV.	220 kV.	138 kV.	<75 kV.
	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
SISTEMA DE TRANSMISIÓN SEIN (Km)	3345,6	13787,8	5033,9	7952,1



Fuente: COES

Estas instalaciones se complementan con la capacidad de transformación del SEIN, como se muestra a continuación:

Cuadro N° 8: Capacidad de transformación del SEIN – 2024

DESCRIPCIÓN	S.E. ELEVADORA	S.E. TRANSFORMADORA
	MVA	MVA
SISTEMA TRANSMISIÓN SEIN	48,284,43	25,674,55

Fuente: COES

Finalmente, para garantizar el crecimiento del sistema y continuidad del suministro, el sistema de transmisión debe ser robusto y confiable, con capacidad suficiente para transmitir la energía requerida para atender la demanda actual y la proyectada. Sin embargo, en base al diagnóstico del SEIN realizado por el COES en el último PT 2025-2034¹¹, se identificaron restricciones y limitaciones para mantener la operación segura y de calidad del sistema de transmisión, así como garantizar su robustez en mediano y largo plazo.

Cabe indicar que uno de los principales objetivos del MINEM es la cobertura total, en especial en las zonas rurales. Por lo tanto, se necesitan proyectos dirigidos a reforzar la transmisión de la zona norte, solucionar los problemas de suministro en el centro del país y mejorar la confiabilidad y el control de tensiones en la zona sur del país.

En esa línea, el presente informe, sobre la base de los resultados obtenidos en el PT 2025-2034, el Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del SEIN, y el reporte de estadísticas anuales del COES, y lo dispuesto en el artículo 41-A del Decreto Supremo N° 211-2022-EF, se presenta el nuevo IMIAPP que reemplaza el IMIAPP aprobado mediante RM N° 164-2023-MINEM/DM, con el fin de identificar los potenciales proyectos a ser incorporados al proceso de promoción de la inversión privada en un futuro inmediato. Asimismo, se incorpora proyectos no considerados en el anterior IMIAPP.

2.6 Objetivos e indicadores de desempeño del subsector Electricidad

Los objetivos planteados en el presente informe responden al Objetivo Estratégico Institucional (OEI.01): Promover la Competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero-energéticas en beneficio de la población, a través de la promoción de proyectos, incremento de generación renovable y fortalecimiento del sistema de transmisión.

2.6.1 Objetivos

- Mantener el margen de reserva por encima del 21,41%.
- Reducir las horas de sobrecarga en líneas de transmisión (hrs =0).
- Reducir rechazos de carga por sobrecarga de transformadores (MW = 0).

¹¹ Aprobado mediante RM N° 459-2022-MINEM/DM.





2.6.2 Indicadores

2.6.2.1 Definición de los indicadores

El indicador de Seguridad de suministro, mide la cantidad de potencia de reserva disponible por el SEIN para atender la operación del sistema ante contingencias o condiciones adversas, el parámetro de medición y cálculo actualizado del mismo se elabora anualmente por el COES mediante el Estudio e verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema.

El indicador de horas de congestión en líneas de transmisión, mide la cantidad de horas acumuladas anuales de congestiones reportadas por el COES en equipos de transmisión, publicadas por el mismo organismo.

A continuación, se presenta el resumen de los indicadores de desempeño.

Tabla N° 1: Indicadores de Desempeño Electricidad

Seguridad de Suministro	$\frac{\text{Potencia Instalada} - \text{Máxima Demanda}}{\text{Potencia Instalada}}$	> 23,45%	Capacidad y Crecimiento	Nacional	Anual
Capacidad de Transmisión	Horas de congestión en L.T. = 0	Hrs	Capacidad	Nacional	Anual

Fuente: Elaboración propia

2.7 Priorización de Proyectos: criterios de evaluación

Los proyectos presentados en este Informe Multianual de Inversiones son el resultado de las evaluaciones realizadas durante la elaboración de los Planes de Transmisión por parte del COES, las cuales fueron revisadas por OSINERGMIN y aprobadas por el MINEM. Dichos proyectos, encargados a Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), se encuentran actualmente en proceso de licitación. Los detalles de estos se presentan en la Tabla N° 4.

Estos proyectos derivan de un conjunto de criterios de evaluación aplicados, los cuales han permitido identificar aquellos que son prioritarios para asegurar la correcta operación del SEIN y atender el crecimiento de la demanda.

De acuerdo con el marco normativo vigente, las acciones que conduzcan a la licitación de los Proyectos Vinculantes, que forman parte del Plan de Transmisión aprobado por el MINEM, deben iniciarse durante el periodo de vigencia del plan, que es de dos años contados a partir de su fecha de aprobación.

A continuación, se detallan los criterios utilizados.





2.7.1 Electricidad: Criterios Cualitativos

En el caso de los criterios cualitativos, se busca el cumplimiento de la mayor cantidad posible de los mismos. A continuación, se muestra la tabla de criterios cualitativos que se usa para la priorización de proyectos.





Tabla N° 2: Electricidad - Criterios Cualitativos

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
SOSTENIBILIDAD	Operación y Mantenimiento	Se otorga mayor prioridad cuando se cuenta con la opinión favorable al estudio de pre-inversión del proyecto, otorgada por la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la O y M	Entidad encargada de la O y M	Opinión favorable de la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica Opinión favorable del Gobierno Municipal u Organismo Autónomo	
	Índice de Cobertura Operativo	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que logren cobertura durante todo el horizonte de evaluación, sin utilizar financiamiento de terceros.	Proyecto	Sin financiamiento de terceros Con financiamiento de terceros	
TECNOLÓGICO	Utilización de Energías Renovables	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que utilizan energía renovable.	Proyecto	Utiliza No utiliza	
EQUIDAD	Localización en Frontera	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Cancillería	Si No	Aplica a zonas que cuenten con localidades de frontera
	Nivel de Pobreza	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en distritos con mayor índice de pobreza. Se ordenará de mayor a	Mapa de pobreza	Quintil I Quintil II Quintil III Quintil IV	





Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
		menor y se agrupará en quintiles		Quintil V	
	Área de Concesión	Se otorga mayor prioridad a los proyectos que no se ubiquen dentro de un área de concesión otorgada a las empresas eléctricas	DGE-MINEM	Si	Aplica únicamente a GR y GL
				No	

Fuente: Elaboración propia

2.7.2 Electricidad: Criterios Cuantitativos

En este acápite se mencionan los criterios cuantitativos generales y específicos (asociados a la evaluación de los proyectos de transmisión).

Tabla N° 3. Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterio General	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
ECONÓMICO	N-1	Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación W/US\$ sea más alta	Proyecto	> 3(W/US\$)	Se entiende por W a la cantidad de potencia, debe considerar tanto la generación como la demanda y no debe considerar la potencia que ya cuenta con redundancia de conexión. Se entiende por US\$ al costo total de inversión del proyecto evaluado.
				< 3W/US\$	
	Horas de despacho no económico	Se otorga prioridad a los proyectos en los que HDN / Millón US\$ sea mayor al criterio establecido	Proyecto	> 100 Horas / Millón US\$	HDN es el número de horas de despacho no económico que permite disminuir el plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
				< 100 Horas / Millón US\$	
	MWh de flujos Interrumpidos	Se consideran los proyectos en los que kWh / US\$ supera el rango establecido	Proyecto	> 15 kWh/US\$	Se entiende por MFI a la energía de despacho no económico que permite disminuir la opción o plan evaluado y se calcula mediante la resta de los MFI que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
				< 15 kWh/US\$	





Criterio General	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos si su VPCT es menor	Proyecto	El menor posible	Incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la opción, más el costo unitario de la energía no servida. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE
	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos cuyo VPPD es menor	Proyecto	El menor posible	Se evalúa por cada zona. Resulta de las valorizaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada zona, como resultado de la operación con la presencia del Plan. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE

Fuente: Elaboración propia

La evaluación de los planes consiste en analizar sus atributos, los cuales se calculan a partir de los resultados de las simulaciones del modelo MODPLAN. Cabe indicar que en el costo de energía no servida usado es de 6 000 US\$/MWh (indicado por el OSINERGMIN en el Oficio N° 0189-2012-GART), valor que influye principalmente en el cálculo de los dos últimos criterios.

2.8 Proyectos Potenciales del subsector Electricidad para ser desarrollados como APP

En los Planes de Transmisión aprobados hasta la fecha se tiene distintos proyectos, los cuales fueron encargados a PROINVERSIÓN, para su promoción y licitación, como se describe en la siguiente tabla.

Tabla N° 4. Lista de Proyectos del subsector Electricidad

N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
Proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032					
1	Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).	55,43	2027	Encargado a PROINVERSIÓN	Arequipa
2	Enlace 220 kV Aguaytia – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	39,79	2027	Encargado a PROINVERSIÓN	Ucayali
3	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo.	13,61	2027	Encargado a PROINVERSIÓN	Junín
4	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC).	16,7	2027	Encargado a PROINVERSIÓN	Lima





N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
5	Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	9,2	2026	Encargado a PROINVERSIÓN	La Libertad
6	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC).	30,71	2027	Encargado a PROINVERSIÓN	Áncash
7	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	19,84	2026	Encargado a PROINVERSIÓN	Apurímac
8	Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	8,72	2026	Encargado a PROINVERSIÓN	Puno
9	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	31,41	2026	Encargado a PROINVERSIÓN	Puno
Proyectos del Plan de Transmisión 2025-2034					
10	Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	187,97	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Ica, Lima
11	Enlace 500 kV Miguel Grau – Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas	80,74	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Piura
12	Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas	122,23	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Cusco, Puno
13	Enlace 220 kV Miguel Grau – Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	32,90	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Piura
14	Enlace 220 kV Miguel Grau – Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)	34,76	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Piura
15	Enlaces 220 kV Felam – Tierras Nuevas – Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	69,68	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Lambayeque
16	Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220 kV asociados (Proyecto ITC)	35,71	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	La libertad
17	Enlaces 138 kV Belaunde Terry – Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	30,39	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	San Martín
18	Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	21,05	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Junín
19	Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas (Proyecto ITC)	24,27	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Lima
20	Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas (Proyecto ITC)	73,14	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Junín
21	Enlace 220 kV Muyurina – Mollepata, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	7,79	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Ayacucho
22	Nueva SE Viñedos 220/60 kV y enlaces en 220 kV asociadas (Proyecto ITC)	21,54	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Ica





N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
23	Enlace 220 kV Nueva San Gabán – Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	124,75	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Puno, Madre de Dios
24	Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	35,99	2030	Encargado a PROINVERSIÓN	Tacna
25	Enlace 138 kV Shipibo – Manantay, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	13,21	2029	Encargado a PROINVERSIÓN	Ucayali

(*) Montos de inversión referenciales (PROINVERSIÓN y COES).

Fuente: Elaboración propia.

Los proyectos se encuentran calificados como autofinanciados, en tanto no demandarán ningún compromiso de pago que utilice recursos públicos o desembolso de ninguna entidad pública, ni empresa estatal, estos se financiarán con el peaje de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Todos los costos que se tengan durante su desarrollo serán de responsabilidad de las Concesionarias.

Cabe señalar que el inciso 3 del numeral 31.3 del artículo 31 del Reglamento, establece que no calificará como cofinanciamiento: *“los pagos por concepto de peajes, precios, tarifas cobradas directamente a los usuarios o indirectamente a través de empresas, incluyendo aquellas de titularidad del Estado o entidades del mismo, para su posterior entrega al inversionista, en el marco del contrato de APP”*. Asimismo, se precisa que los proyectos no demandarán ningún compromiso de pago que utilice recursos públicos o desembolso por parte de ninguna entidad pública, ni empresa estatal.

Por otro lado, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM, los componentes de inversión operación y mantenimiento se obtendrán como resultado del proceso de licitación convocado para otorgar en concesión el proyecto y, con estos valores, el OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria antes del inicio de operación comercial del proyecto.

2.9 Vinculación con las necesidades del subsector Electricidad

Se debe mencionar que todos los proyectos indicados en la Tabla N° 4 se encuentran en el marco de los Planes de Transmisión formulado por el COES, posteriormente revisado por el OSINERGMIN y finalmente fueron aprobados por este Ministerio al cumplir con las metas y objetivos institucionales de este subsector.

En tal sentido, los proyectos se encuentran en consistencia y concordancia con los referidos Planes y por ello es importante su ejecución para asegurar la estabilidad y operatividad del Sistema Eléctrico Nacional.





2.10 Aplicación de los Criterios de Elegibilidad

En esta sección se presenta la aplicación de los Criterios de Elegibilidad establecidos en los “Lineamientos para la aplicación de los Criterios de Elegibilidad de los Proyectos de Asociación Público Privada” aprobados por la Resolución Directoral N° 004-2016-EF/68.01, con el objeto de evaluar y determinar los beneficios de desarrollar un proyecto como Asociación Público Privada frente al régimen general de contratación pública, considerando los criterios de nivel de transferencia de riesgos, la capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio, financiamiento por usuarios, ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional, costos del proceso de APP, factores relacionados al éxito por cada proyecto y competencia en el mercado, entre otros.

Cabe indicar que, según el Banco Interamericano de Desarrollo¹², es importante realizar proyectos de APP que generen un mejor valor por dinero que la contratación pública tradicional y que sean fiscalmente responsables; sin embargo, esa certeza se puede tener una vez que el proyecto se encuentra operativo. Por tal motivo, recomienda abordar estos proyectos con un enfoque iterativo, es decir, realizar evaluaciones que, a lo largo de las sucesivas fases, se van haciendo cada vez más rigurosas¹³.

El BID considera importante dos razones para utilizar este enfoque. Por un lado, permite la participación oportuna de los organismos evaluadores en la aprobación de proyectos; y, por otro lado, evita el desarrollo de proyectos débiles que implicarían el uso ineficiente de recursos¹⁴.

Se viabiliza la evaluación iterativa de los proyectos de APP a través de hitos o filtros. Es decir, conforme la información se vaya generando se incorpora en los instrumentos que todo proyecto de APP debe contar, como el presente Informe Multianual, el Informe de Evaluación correspondiente y la versión final del contrato de APP¹⁵.

i. Nivel de Transferencia de Riesgos

Los riesgos de diseño, obtención de terrenos, construcción, financiamiento, mantenimiento y operación son transferidos al operador privado. En general, en los proyectos del sector de transmisión eléctrica adjudicados en el Perú (más de veinte proyectos desde 1998) la mayor parte de los riesgos son transferidos al privado. De hecho, el Concedente sólo comparte parcialmente riesgos derivados de fuerza mayor y restablecimiento de equilibrio económico financiero. Por tanto, es posible realizar una adecuada identificación y asignación de riesgos entre la entidad pública y el sector privado.

En consecuencia, es característica común de los proyectos autofinanciados del subsector Electricidad que el nivel de transferencia de riesgos desde el Estado hacia el privado sea alto, por ende, obtenemos el siguiente puntaje para la totalidad de los proyectos en el presente Informe.

¹² BID. Ciclo de Proyecto de las Asociaciones Público Privadas: Unidad 1: Fases para el Desarrollo de proyectos de APP. Curso: Asociaciones Público Privadas en Perú: Análisis del nuevo marco legal. P. 7.

¹³ Ibidem

¹⁴ Ibidem

¹⁵ Ibidem





Tabla N° 5

Indicador de respuesta	Puntaje
Existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.	3

ii. Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio

Puede establecerse especificaciones técnicas claras e indicadores de calidad de servicio que permitan la medición y penalizaciones al operador en caso de eventuales incumplimientos.

Las especificaciones e indicadores de los proyectos de transmisión eléctrica se encuentran claramente definidas en los respectivos anexos técnicos de los contratos de concesión. Adicionalmente, el OSINERGMIN, como organismo regulador, tiene claramente establecidos los indicadores de calidad de servicio, así como el sistema de sanciones correspondientes en caso de incumplimiento, aplicables al subsector transmisión eléctrica, a lo largo del ciclo de vida de un proyecto.

El servicio de transmisión que se brinde en el marco del contrato de concesión de este proyecto deberá cumplir con la normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico, de manera que se garantice la calidad, eficiencia y continuidad del servicio. La normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico en Perú comprende:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-1997-EM y sus modificatorias.
- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 616-2008-OS/CD.

Esta norma define la calidad del servicio en tres estamentos, y establece las disposiciones respecto de sanciones o compensaciones a clientes finales en caso de incumplimientos:

- Calidad de producto. Que considera las variaciones (rápidas y lentas) de la tensión, frecuencia y armónicos.
- Calidad de suministro. Continuidad del servicio, número de fallas permitidas.
- Calidad de comercialización.

El monitoreo del cumplimiento de los indicadores, establecidos en la NTCSE, está a cargo del OSINERGMIN en base al "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica". En caso de incumplimiento de los indicadores, corresponde la aplicación de sanciones de acuerdo con la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas de Sanciones del OSINERGMIN por incumplimiento del Procedimiento antes indicado, relacionado con los indicadores de calidad de tensión, calidad de suministro y calidad comercial.

En ese sentido, se puede concluir que existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el país.

Tabla N° 6

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el Perú.	3





iii. Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional

Todo el sistema de transmisión eléctrica en el Perú se encuentra bajo operación de agentes privados. De hecho, desde la primera concesión de líneas de transmisión (Contrato BOOT de la LT Mantaro-Socabaya en 1998), todos los nuevos proyectos de transmisión eléctrica han sido realizados mediante esquemas de concesión como se muestra en el cuadro adjunto.

Tabla N° 7: Proyectos de Transmisión Eléctrica (1998-2025)

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
1998	LT Mantaro - Socabaya	Feb-98	Oct-00	179,20
1999	LT Socabaya – Moquegua; Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	Mar-99	Mar-99	74,80
2001	LT Oroya - Carhuamayo	Abr-01	sep 02	65,40
2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo	Abr-08	NA	133,80
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	Abr-08	NA	35,70
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal	sep 08	Jun-11	52,20
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	May-08	Dic-11	106,10
2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	Jul-10	May-14	291,00
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	sep 10	Jun-14	43,60
2010	LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	Ago-10	May-13	14,60
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	Dic-10	Ago-15	62,50
2010	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	Feb-10	Dic-12	167,50
2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	May-11	Jun-14	101,40
2013	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	Mar-13	nov 17	106,90
2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 13	nov 17	278,40
2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	Jun-13	ene 28*	114,30
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	Nov-14	ago 18	38,80
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 14	Ago 17	35,40
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	Jun-15	Jun 18	36,80
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	Nov-15	dic 18	42,70
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 16	Mar 20	20,20
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	Set-17	May 21	8,80
2018	Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	Ene-18	Ene 24*	149,60
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	Feb-18	Ene 23	12,10
2019	Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb-20	jul 24*	58,00
2019	Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb-20	jun 24*	19,00
2019	Enlace 220 kV, Tingo María – Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb-20	Jul 24*	12,00
2020	Subestación Chíncha Nueva de 220/60 kV	Dic-20	Nov 23	11,00
2020	Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	Dic-20	Nov 23	7,30
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	Jul-21	Feb 25*	15,30





Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
2021	Subestación Valle del Chira de 220/60/22.9 kV	Jul-21	Dic 23	13,50
2022	Enlace 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Nov-22	Mar 26*	9,50
2022	SE Nueva Tumbes 220/60 kV – 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes	Nov-22	May 25*	8,40
2023	Enlace 220 kV Ica – Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas	May-23	Abr 27*	44,00
2023	ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas	May-23	Set 27*	29,10
2023	Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera	Oct-23	Ago-27*	107,70
2023	SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV.	Nov-23	Jul-26*	9,65
2023	Enlace 500 kV San José - Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	Nov-23	Set-27*	31,24
2023	ITC Enlace 220 kV Piura Nueva – Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas	Nov-23	Ene-28*	33,38
2023	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas.	Nov-23	Set-26*	22,51
2023	ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	Nov-23	Feb-28*	21,34
2024	Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	Ene-24	Jul-29*	335,16
2024	Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	Ene-24	Jul-29*	272,06
2024	Nueva S.E. "Hub" Poroma (Primera Etapa) y L.T. 500 kV "Hub" Poroma -Colectora	Set-24	Nov-28*	56,12
2024	Nueva S.E. "Hub" San José – Primera Etapa y L.T. 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa)	Set-24	Nov-28*	50,98
2024	Nueva S.E. Marcona II y L.T. 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala) (ITC).	Set-24	Nov-28*	45,79
2024	L.T. 500 kV Chilca CTM-Carayllo (Tercer circuito).	Nov-24	Ene-29*	52,58
2024	Nueva S.E. Bicentenario 500/220 kV	Nov-24	Ene-29*	125,38
2024	Reconfiguración L.T. 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo	Nov-24	Ene-29*	68,76
2024	Nueva S.E. Muyurina 220 kV, Nueva S.E. Ayacucho, L.T. 220 kV Muyurina-Ayacucho	Nov-24	Ene-29*	101,11
2024	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (ITC).	Nov-24	Ene-29*	56,62
2025	L.T. 220 kV Aguaytía – Pucallpa (ITC).	Mar-25**	Ene-29*	40,72
2025	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo.	Mar-25**	Ene-29*	25,04
2025	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (ITC).	Mar-25**	Ene-29*	28,78

- (*) Fecha prevista de POC y sujeta a modificación; (**) fecha prevista para firma

- Nota: Los montos de inversión corresponden a la oferta en la licitación.

Fuente: Elaboración propia

Así, en la actividad de transmisión, la experiencia tenida desde 1998 demuestra que los proyectos han sido desarrollados como APP, y no como obra pública. Es más, de ejecutarse



estos proyectos mediante la modalidad de contratación pública, no habría entidad pública a la cual asignar la operación de estos.

En efecto, dado que: i) las líneas de transmisión detalladas en la tabla anterior han sido entregadas en concesión al sector privado para su construcción, operación y mantenimiento, y ii) las empresas de transmisión eléctrica del Estado (Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur - ETESUR) fueron privatizadas en 2002, se puede concluir que no existe entidad pública con capacidad para realizar sostenidamente la operación y mantenimiento de la infraestructura de los Proyectos.

De otro lado, debido a que todos los proyectos de transmisión eléctrica en el Perú desde 1998 se han realizado mediante APP, no se tiene información comparativa en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla proyectos similares mediante el régimen general de contratación pública, por lo que se pueden determinar los siguientes puntajes para todos los proyectos en este Informe.

Tabla N° 8

Indicador de respuesta	Puntaje
No existe evidencia documentada ni cuantificable en el país ni en países comparables de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla un proyecto similar mediante el régimen general de contratación pública	1
Indicador de respuesta	Puntaje
La entidad pública posee poca o nula capacidad para realizar sostenidamente la operación y el mantenimiento de la infraestructura durante la vida útil del proyecto	3

Sin perjuicio de lo mencionado en los párrafos precedentes, consideremos que en una obra pública tradicional la propiedad de los activos y la responsabilidad de su operación son del Estado. La participación del sector privado se limita a la función de contratista bajo los términos y responsabilidades establecidos en el correspondiente expediente técnico. Los riesgos del proyecto recaen sustancialmente en el Estado, incluyendo dos de los más significativos: el financiamiento y el diseño.

En el caso específico de los proyectos del subsector Electricidad, las principales desventajas de desarrollarlos mediante obra pública sobre la modalidad APP radican en que el Estado tendría que asumir la mayoría de los riesgos inherentes al proyecto. Asimismo, tendría que contar con una cantidad de recursos considerables para poder ejecutar dichos proyectos, con lo cual se terminarían ejecutando menos proyectos por la limitación de recursos, impactando negativamente en el acortamiento de las brechas de infraestructura y servicios públicos. Finalmente, hay que considerar que el sector privado, en este caso, cuenta con un nivel de especialización que le permite desarrollar estos proyectos de manera más eficiente, ventaja que se perdería al desarrollarlos mediante el mecanismo de obra pública.

iv. Competencia por el Mercado

Los diversos proyectos de generación y transmisión eléctrica en el Perú desarrollados mediante la modalidad de concesión han despertado el interés de un gran número de inversionistas y operadores internacionales, conociéndose el interés real de ellos en participar en proyectos de esta naturaleza, por lo cual, se espera que ante la licitación de proyectos de transmisión (e incluso de generación eléctrica) exista una adecuada competencia, mediante la cual se maximice los beneficios al Estado y los usuarios del servicio público de Electricidad.





Actualmente, por ejemplo, existen no menos de cinco grupos económicos que se han adjudicado concesiones de proyectos de transmisión eléctrica en el Perú¹⁶. De hecho, las diversas licitaciones de proyectos de transmisión desarrolladas por PROINVERSIÓN en los últimos diez (10) años han convocado entre dos y ocho postores calificados, con un promedio de cinco como se indica en la tabla siguiente.

Tabla N° 9: Licitaciones de Proyectos de Transmisión (1998-2024)

Año	Proyecto	Postores Calificados
1998	LT Mantaro - Socabaya	5
1999	LT Socabaya – Moquegua; Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	2
2001	LT Oroya - Carhuamayo	3
2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo	5
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	5
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal	4
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	5
2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	5
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	5
2010	LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	5
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	5
2010	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	5
2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	3
2013	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	4
2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	5
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	6
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	8
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	5
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	3
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	7
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	5
2018	Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	9
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	8
2019	Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Enlace 220 kV, Tingo María – Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	6
2020	Subestación Chinchá Nueva de 220/60 kV Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	6
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia Subestación Valle del Chira de 220/60/22,9 kV	4
2022	Enlace 220kV Reque-Nueva Carhuaquero, subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas / SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes	9



¹⁶ Estas empresas incluyen: Interconexión Eléctrica (ISA), Red Eléctrica Internacional, Abengoa, Cobra e Isolux. El número de empresas concesionarias es mayor porque en algunos casos dichas empresas han constituido empresas de propósito especial para el desarrollo de sus proyectos.



Año	Proyecto	Postores Calificados
2023	Enlace 220 kV Ica – Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas / ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte, ampliaciones y subestaciones asociadas	9
2023	Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva-Frontera	4
2024	Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín– Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas, y, Enlace 500 kV Celendín – Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas	6
2024	Proyectos: "Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas", "Nueva Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)" y "Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)"	4
2024	Proyectos: L.T. 500 kV Chilca CTM-Carabaylo - Tercer Circuito (Componente 1.1.del Proyecto Vinculante Enlace 500 kV Chilca, CTM-Carabaylo, Ampliación de Transformación y Reactor Núcleo de aire SE Chilca CTM)", "Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas", "Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)", "Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas" y "Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)".	3
2024	Proyectos "Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)", "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo" e "Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)"	4

Fuente: Elaboración propia

Tabla N° 10

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen suficientes empresas del sector privado para conformar más de cinco postores potenciales al momento de adjudicar la buena pro del proyecto	2

v. Fortaleza Institucional como factor de éxito del Proyecto

El MINEM cuenta con fortaleza institucional para desarrollar proyectos bajo la modalidad de APP, pues ha otorgado hasta el momento más de veinte (20) proyectos en concesión y otras modalidades a lo largo de más de 20 años. Por tanto, cuenta con una amplia experiencia en el proceso de promoción de la APP, incluyendo la administración de contratos. Sin embargo, el proceso de revisión y fortalecimiento institucional para gestionar adecuadamente este tipo de proyectos se hace de manera continua, a fin de poder cumplir con todas las condiciones de evaluación y seguimiento establecidas en el marco legal vigente establecido en el Decreto Legislativo N° 1362, su reglamento y sus modificatorias, así como los lineamiento y directivas vinculadas a estas.





Tabla N° 11

Indicador de respuesta	Puntaje
Entidad pública contratante cuenta con una Unidad APP y tiene experiencia de desarrollo de proyectos de APP y administración de contratos APP de similar tipología, tamaño y complejidad	2

vi. Financiamiento por usuarios

Como adelantamos líneas arriba, según la regulación existente, el pago al concesionario proviene del peaje, que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Los proyectos que vienen siendo desarrollados en los últimos años forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión y Sistema Complementario de Transmisión, por lo cual son remunerados a través de la Base Tarifaria, según ésta es definida en el artículo 1 de la Ley N° 28832. La Base Tarifaria es la suma de la anualidad del monto de inversión indicado por el adjudicatario en la licitación (calculada a un plazo de 30 años con una tasa de descuento de 12%) más el costo de operación y mantenimiento anual, según lo señalado en los artículos 24 y 25 de la Ley 28832 y el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

Por consiguiente, el puntaje para todos los proyectos es el siguiente:

Tabla N° 12

Indicador de respuesta	Puntaje
El proyecto tiene la posibilidad de generar los suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto	1

vii. Tamaño del proyecto que justifique los costos de una Asociación Público Privada.

En la experiencia que tiene el MINEM, el tamaño de los proyectos similares es suficientemente grande para compensar los costos de transacción y financieros del proceso vinculados a una APP. Considérese asimismo que los proyectos de este subsector son autofinanciados, con lo que se fortalece la postura de que nos encontramos ante proyectos cuyos costos se encuentran plenamente justificados, el puntaje en particular para este criterio de elegibilidad dependerá del monto de inversión de cada proyecto y que es el elemento diferenciador en el puntaje asignado por proyecto. Cabe señalar que, en el marco del proceso de promoción, cuando ha sido necesario, se han empaquetado proyectos a fin de incrementar el atractivo comercial de los mismos.





Tabla N° 13

Indicadores de respuesta		
1	2	3
Gobierno Nacional: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es menor a 50,000 UIT pero mayor a 10,000 UIT	Gobierno Nacional: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es mayor o igual a 50,000 UIT pero menor a 250,000 UIT	Gobierno Nacional: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es mayor o igual a 250,000 UIT
Gobiernos Regionales y Locales: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es menor a 25,000 UIT pero mayor a 7,000 UIT	Gobiernos Regionales y Locales: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es mayor o igual a 25,000 UIT pero menor a 100,000 UIT	Gobiernos Regionales y Locales: Costo Total de Inversión, o Costo Total del Proyecto en caso no haya componente de inversión, es mayor o igual a 100,000 UIT

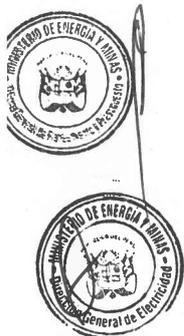
De la aplicación de los factores de elegibilidad descritos líneas arriba, se desprende la siguiente Tabla N° 13 que muestra el resultado de la elegibilidad de los proyectos del Plan de Transmisión 2025-2034:

Tabla N° 14: Resultados de la evaluación de elegibilidad de los proyectos del Plan de Transmisión 2025-2034

N°	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
1	Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas.	16.3	Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.
	1.1 LT 500 kV Colectora-Bicentenario.		
	1.2 LT 500 kV Bicentenario-Chilca.		
	1.3 Segundo Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.		
2	Enlace 500 kV Miguel Grau – Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas	16.3	
	2.1 LT 500 kV Miguel Grau-Pariñas		
	2.2 Nueva Subestación Pariñas 500/220 kV.		
	2.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Pariñas.		
3	Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas.	16.3	
	3.1 Enlace 220 kV Tintaya Nueva- Nueva San Gabán,		
	3.2 Nueva Subestación Nueva San Gabán 220/138 kV.		
	3.3 Autotransformador 220/138 kV en SE Nueva San Gabán.		
	3.4 Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi.		
	3.5 Enlace 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II.		
4	Enlace 220 kV Miguel Grau – Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	15.0	
5	Enlace 220 kV Miguel Grau – Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)	15.0	
6	Enlaces 220 kV Felam – Tierras Nuevas – Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	14.9	
7	Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)	15.0	
8	Enlaces 138 kV Belaunde Terry – Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15.0	
9	Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15.0	
10	Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas (Proyecto ITC)	15.0	
11	Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas (Proyecto ITC)	16.3	
12	Enlace 220 kV Muyorina – Mollepata, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	13.7	
13	Nueva SE Viñedos 220/60 kV y enlaces asociadas (Proyecto ITC)	15.0	
14	Enlace 220 kV Nueva San Gabán – Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	16.3	
15	Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15.0	
16	Enlace 138 kV Shipibo – Manantay, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15.0	

Fuente: Elaboración propia

El resultado general al aplicar los criterios de elegibilidad es que la totalidad de los proyectos están en condiciones de llevarse a cabo mediante la modalidad de APP.





2.11 Descripción de los proyectos APP del subsector Electricidad

• Proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032

Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto mejora la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Arequipa (condición N-1). El proyecto consiste en la construcción de la nueva S.E. Palca 220 kV que permitirá derivar los 2 circuitos de la Línea de Transmisión LT 220 kV Cotaruse - Socabaya, nueva S.E. La Pascana y Línea de Transmisión LT 220 kV Palca - La Pascana (2 circuitos). La Nueva S.E. Pascana contará con transformador de 220/138 kV 120 MVA. Asimismo, la nueva S.E. Intermedia Norte 138 kV y Línea de Transmisión LT 138 kV La Pascana - Intermedia Norte, nueva S.E. Convertidor II 138 kV, ampliación de la S.E. existente Parque Industrial 138 kV y enlaces de 138 kV de la S.E. Intermedia Norte a la S.E. existente Convertidor y S.E. Parque		
Beneficiarios:	Área de demanda 9 (Sistema Eléctrico Arequipa)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 65,40 MM	S/ 249,35 MM
Costos de OyM: (**)	USD 1,96 MM	S/ 7,48 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Construcción de Nueva S.E. Palca 220 kV		
Construcción de Nueva S.E. La Pascana 220/138 kV		
Construcción de Nueva S.E. Intermedia Norte 138 kV		
Construcción de Nueva S.E. Convertidor II 138 kV		
Ampliación de la S.E. Parque Industrial 138 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de transmisión de 220 kV Palca – La Pascana		
Línea de transmisión de 138 kV La Pascana – Intermedia Norte		
Línea de transmisión de 138 kV Intermedia Norte – Convertidor		
Línea de transmisión de 138 kV Intermedia Norte – Parque Industrial		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejora de la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Campo Verde - Pucallpa (condición N-1). Adicionalmente, este proyecto facilitará a la Empresa de Distribución local la migración de su sistema de subtransmisión de 60 a 138 kV. Como alcance del proyecto se tiene la construcción de la nueva S.E. Shipibo 220/138/22,9 kV y la ampliación de la S.E. Aguaytía en 220kV, así como la construcción de la línea LT 220 kV Aguaytía – Shipibo. La S.E. Shipibo seccionará las líneas LT 138 kV Aguaytía – Pucallpa.		
Beneficiarios:	Área de demanda 14 (Sistema Eléctrico Campo Verde - Pucallpa)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 46,95 MM	S/ 179 MM
Costos de OyM: (**)	USD 1,41 MM	S/ 16,11 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Construcción de Nueva S.E. Shipibo 220/138/22,9 kV		
Ampliación de la S.E. Aguaytía 220 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 220 kV Shipibo - Aguaytía		
Seccionamiento de las líneas de transmisión de 138 kV Aguaytía - Pucallpa para conexión a la S.E. Shipibo		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto robustece la transmisión de la zona de La Virgen - Chanchamayo, dando seguridad y evitando los colapsos en esta zona, siendo los beneficios principales evitar el colapso del sistema de Chanchamayo y la pérdida de la generación (120 MW) debido a salida de la LT 138 kV Caripa - La Virgen, y del sistema de Chanchamayo ante las salidas de LLTT 60 kV de la zona. El proyecto consiste en ampliaciones de las S.E. Campas 220 kV, 138 kV y 60 kV, S.E. La Virgen 138 kV y S.E. Chanchamayo 60 kV; así como la implementación de las líneas de transmisión LT 138 kV La Virgen - Campas de simple circuito de 10,54 km aproximadamente y LT 60 kV Campas - Chanchamayo de simple circuito de 9,53 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de Demanda 5 (Sistema Eléctrico Tarma y Chanchamayo)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 16,06 MM	S/ 61,21 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,48 MM	S/ 1,84 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Ampliación de la S.E. Campas: 220 kV, 138 kV y 60 kV		
Ampliación de la S.E. La Virgen 138 kV		
Ampliación de la S.E. Chanchamayo 60 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV La Virgen - Campas		
Línea de Transmisión de 60 kV Campas - Chanchamayo		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto mejora la confiabilidad de la transmisión 220 kV en el Sistema Lima Sur, en la zona del eje Planicie - Industriales (condición N-1). El proyecto consiste en la construcción e instalación de una línea de transmisión LT 220 kV Planicie - Industriales (Tercer Circuito) con 400 MVA de capacidad de diseño y 15 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 7 (Sistema Eléctrico Lima Sur)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 19,71 MM	S/ 75,15 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,59 MM	S/ 2,25 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 220 kV Planicie - Industriales		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Nueva SE Viñedos 220/60 kV y enlaces asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 220 kV Nueva San Gabán – Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	2.7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	15.3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	16.3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 138 kV Shipibo – Manantay, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto son la mejora de la confiabilidad de la transmisión de 138 kV en la zona de Trujillo (condición N-1), y la ampliación de la red 138 kV hacia el Sur de la ciudad de Trujillo. El proyecto consiste en las ampliaciones de las S.E. Nueva Virú en 138 kV y S.E. Trujillo Sur en 138 kV, así como la línea de transmisión de 138 kV Nueva Viru - Trujillo Sur de doble terna de 43,93 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 3 (Sistema Eléctrico Trujillo)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 10,85 MM	S/ 41,36 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,33 MM	S/ 1,24 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Ampliación de la S.E. Nueva Virú 138 kV		
Ampliación de la S.E. Trujillo Sur 138 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV Nueva Virú - Trujillo Sur		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto mejora la confiabilidad de la transmisión en la zona de Huaraz y Ticapampa (condición N-1). El proyecto consiste la implementación de la nueva S.E. Huaylas 220/138/66 kV para el suministro hacia las barras de Huaraz Oeste 138 kV y a la red existente de 66 kV. La conexión al SEIN de la S.E. Huaylas se realizará en la línea de transmisión LT 220 kV Conococho – Kíman Ayllu.		
Beneficiarios:	Área de demanda 3 (Sistema Eléctrico Huaraz)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 36,24 MM	S/ 138,15 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,09 MM	S/ 4,14 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Construcción de Nueva S.E. Huaylas 220/138/66 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV Huaylas - Huaraz Oeste (preparada para dos circuitos)		
Lineas de 66 kV para interconectar la S.E. Huaylas a la red existente		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Con la implementación del proyecto se busca mejorar la confiabilidad de la transmisión 60 kV de la zona de Andahuaylas (condición N-1). El proyecto tiene como alcance el enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas en doble terna de 77,07 km aproximadamente y ampliaciones de las S.E. Abancay Nueva 138 kV y S.E. Andahuaylas 60 kV.		
Beneficiarios:	Área de demanda 10 (Sistema Eléctrico Abancay - Andahuaylas)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 23,41 MM	S/ 89,23 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,70 MM	S/ 2,68 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Ampliación de la S.E. Abancay Nueva 138 kV		
Ampliación de la S.E. Andahuaylas 60 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto resuelve el problema de distribución de Juliaca para satisfacer el análisis del criterio de redundancia (N-1) en redes de configuración radial. Juliaca tiene un problema grave en sus redes de subtransmisión y cuenta con un solo punto de alimentación en 138 kV para una demanda de 55 MW en el 2032. El proyecto contempla la nueva S.E. Yocara 138/60/22,9 kV, ampliación en 138 kV de la S.E. Maravilla y S.E. San Román, y las líneas de transmisión de 138 kV Yocara - Maravilla de 16,85 km aproximadamente y Yocara - San Román de 17,97 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de Demanda 11 (Sistema Eléctrico Juliaca)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 10,29 MM	S/ 39,24 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,31 MM	S/ 1,18 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Construcción de la nueva S.E. Yocara 138/60/22,9 kV		
Ampliación en 138 kV de la S.E. Maravilla		
Ampliación en 138 kV de la S.E. San Román		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV Yocara - Maravilla		
Línea de Transmisión de 138 kV Yocara - San Román		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto mejora la confiabilidad de la transmisión 138 kV y 60 kV en la zona de Ananea (condición N-1). El proyecto tiene como alcance la construcción de la nueva S.E. Derivación San Rafael de 138 kV, así como la construcción de las nuevas líneas de transmisión LT 138 kV Derivación San Rafael – Ananea y línea de derivación LT 138 kV a la S.E. San Rafael. La nueva S.E. Derivación San Rafael servirá para la implementación de las líneas de derivación en 138 kV por el seccionamiento de la línea de transmisión LT 138 kV San Gabán II - Azángaro y conexión de las líneas de transmisión LT 138 kV San Rafael – Azángaro y LT 138 kV San Rafael – El Angel a la S.E. Derivación San Rafael.		
Beneficiarios:	Área de demanda 11 (Sistema Eléctrico Ananea)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 37,07 MM	S/ 141,31 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,11 MM	S/ 4,24 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
Construcción de Nueva S.E. Derivación San Rafael 138 kV		
Ampliación de la S.E. Ananea 138/60 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 138 kV Derivación San Rafael - Ananea		
Tramo de línea de transmisión de 138 kV Derivación San Rafael - San Rafael		
Tramo de línea de transmisión de 138 kV Derivación San Rafael - Azángaro		
Tramo de línea de transmisión de 138 kV Derivación San Rafael - Ollachea		
Tramo de línea de transmisión de 138 kV Derivación San Rafael - Macusane		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,8125 S/ por USD (Diciembre 2022 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





• **Proyectos del Plan de Transmisión 2025-2034**

Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas.		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto robustece la transmisión entre Chilca y Poroma, dando confiabilidad y mayor capacidad al sistema Sur Medio. Esta línea forma parte del eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN. Asimismo, permite atender los nuevos requerimientos de transmisión de la generación RER de la zona de Colectora, Poroma y Marcona.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 221,8 MM	S/ 836,0 MM
Costos de OyM:(**)	USD 6,7 MM	S/ 25,1 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proyecto vinculante del PT 2023-2032 "LT. 500 kV Colectora – Poroma y la Nueva SE Bicentenario 500/220 kV"		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Segundo Autotransformador 500/220 kV • Compensación reactiva de línea: 2x97 MVAR en el tramo Chilca CTM-Bicentenario y 1x110 MVAR en el tramo Bicentenario-Colectora. • Ampliación de la SE Bicentenario 500/220 kV. • Ampliación de la SE Chilca 500 kV. • Ampliación de la SE Colectora 500 kV. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> • Enlace 500 kV Chilca CTM-Bicentenario. • Enlace 500 kV Bicentenario-Colectora 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto estimado de inversión.

Enlace 500 kV Miguel Grau – Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto permite aumentar la confiabilidad de la zona de Talara/Pariñas y Tumbes, además de incrementar la capacidad de evacuación de la generación eólica RER en la zona de Pariñas.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 95,3 MM	S/ 359,1 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,9 MM	S/ 10,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Pariñas 500/220 kV (nueva) • Ampliación en 500 kV de la subestación Miguel Grau. • Ampliación en 220 kV de la subestación Pariñas 220 kV. • Compensación Reactiva Inductiva del proyecto. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> • Línea de Transmisión de 500 kV Miguel Grau – Pariñas. • Línea de enlace 220 kV Pariñas 500/220 kV a SE Pariñas 220 kV (existente). 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas.		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto brinda mayor confiabilidad y capacidad de transmisión a la zona de San Gabán – Azángaro, incluyendo el sistema de Puerto Maldonado.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 144,2 MM	S/ 543,6 MM
Costos de OyM:(**)	USD 4,3 MM	S/ 16,3 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proy. 17: Enlace 220 kV Nueva San Gabán – Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> SE Nueva San Gabán 220 kV (Transformador 85 MVA) y subestaciones asociadas. Ampliación de la SE San Gabán II 138 kV Ampliación de la SE Tintaya Nueva 220 kV Ampliación de la SE Paquillusi (San Gabán III) 220 kV 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> Línea de 220 kV Tintaya Nueva-Nueva San Gabán Línea de 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi (San Gabán III). Línea de 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 220 kV Miguel Grau – Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de suministro de la zona urbana de Sullana y permitirá la expansión de la red 60 kV hacia Cieneguillo y Tambo Grande.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 1)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 38,8 MM	S/ 146,3 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,2 MM	S/ 4,4 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> Nueva S.E. Huangala 220/60 kV Ampliación en 220 kV de la SE Miguel Grau Ampliación en 60kV de la SE Sullana Compensación Reactiva Inductiva del proyecto 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> LT 220 kV Miguel Grau – Nueva S.E. Huangala LT 60 kV S.E. Huangala – Sullana 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 220 kV Miguel Grau – Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de suministro de la zona de Chulucanas, Morropón y Loma Larga.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 1)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 41,0 MM	S/ 154,6 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,2 MM	S/ 4,6 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> Nueva S.E. Cruz Verde 220/60 kV Ampliación en 220 kV de la subestación Miguel Grau. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> LT 220 kV Miguel Grau – S.E. Cruz Verde Interconexiones en 60 kV: seccionamiento de la L.T. 60kV Chulucanas – Morropón y tramo de conexión Derivación-SE Cruz Verde. 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlaces 220 kV Felam – Tierras Nuevas – Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión en 220 y 60 kV en la zona de Tierras Nuevas - Pampa Pañalá y Motupe - Olmos (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 2)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 82,2 MM	S/ 309,9 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,5 MM	S/ 9,3 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> Nueva SE Salitral 220/60 kV Ampliación SE Felam. 220 kV (Nueva Felam) Ampliación SE Tierras Nuevas 220 kV SE Nueva Olmos 60 kV Ampliación en 60 kV de SE La Viña 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> Línea 220 kV Felam - Tierras Nuevas (2do circuito) Línea 220 kV Tierras Nuevas – Salitral Seccionamiento de la LT Lambayeque Oeste – La Niña de 220 kV (STL) para su derivación a la SE Felam Línea 60 kV SE Salitral - Olmos Línea 60 kV SE Salitral - La Viña Línea 60 kV SE Salitral - Derv. Pampa Pañalá / Nueva Motupe (Seccionamiento de la Línea de transmisión Pampa Pañalá – Nueva Motupe de 60 kV (STL) para su derivación a la subestación Salitral) Enlace Nueva SE Olmos-SE Olmos 60 kV Enlace a línea Motupe-Occidente 60 kV (Seccionamiento de la Línea de transmisión La Viña – Occidente de 60 kV (STL) para su derivación a la SE Nueva Olmos) 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de suministro de la zona urbana de Trujillo (brindará un punto de suministro adicional), y ampliará la red 138 kV hacia el Sur de la ciudad de Trujillo.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 3)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 42,1 MM	S/ 158,8 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,3 MM	S/ 4,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Nueva SE Moche 220/138 kV de 120 MVA. • Ampliación en 138 kV de subestación Trujillo Sur. 		
Línea de Transmisión		
<ul style="list-style-type: none"> • Seccionamiento de las dos líneas en 220 kV Trujillo Norte – Chimbote y Trujillo Norte – Viru • LT 138 kV Moche - Trujillo Sur de doble terna 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlaces 138 kV Belaunde Terry – Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión en 138 y 60 kV en la zona de Moyobamba - Rioja - Nueva Cajamarca (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 4)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 35,9 MM	S/ 135,2 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,1 MM	S/ 4,1 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • SE Valle Grande 138/60kV (Nueva) • Ampliación de la SE Belaunde Terry 220/138kV • Ampliación de la SE Rioja 60kV • Ampliación de la SE Nueva Cajamarca 60kV 		
Línea de Transmisión		
<ul style="list-style-type: none"> • LT Belaunde Terry – Valle Grande de 138 kV • LT Valle Grande – Rioja de 60 kV • LT Valle Grande – Nueva Cajamarca de 60 kV 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión en 138 y 60 kV en la zona de Oxapampa – Villa Rica – Pichanaki (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda S)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 24,8 MM	S/ 93,6 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,7 MM	S/ 2,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proyecto vinculante del PT 2023-2032 "Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chancham		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
<ul style="list-style-type: none"> • Nueva SE Yurinaki 138/60 kV • SE Nueva Campas 138 kV 		
Línea de Transmisión		
<ul style="list-style-type: none"> • LT 138 kV Campas – Yurinaki • Seccionamiento de la línea 60 kV Villa Rica – Pichanaki para enlazarlo con la SE Yurinaki 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 50 kV en la zona de Morococha – Casapalca – San Mateo (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda S)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 28,6 MM	S/ 108,0 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,9 MM	S/ 3,2 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación		
<ul style="list-style-type: none"> • Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV • Ampliación SE Carlos Francisco 50 kV 		
Línea de Transmisión		
<ul style="list-style-type: none"> • Nueva LT 50 kV Antuquito Este – Carlos Francisco • Seccionamiento de la línea 50 kV Antuquito - Rosaura para enlazarlo con la SE Antuquito Este. • Seccionamiento de la línea de transmisión 220 kV Orcotuna - Huanza, para su derivación hacia la Subestación Antuquito Este. 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 220 kV en la zona de Huancayo (condición N-1) e incrementará la capacidad de suministro primario en 220 kV (nuevo punto de inyección)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 5)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 86,3 MM	S/ 325,3 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,6 MM	S/ 9,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Nueva Subestación Pucará 220 kV • Nueva Subestación Palián 220/60 kV • Ampliación SE Orcotuna 220 kV • Ampliación SE Parque Industrial 60 kV • Ampliación SE Huancayo Este 60 kV • Ampliación SE Salesianos 60 kV 		
Línea de Transmisión		
<ul style="list-style-type: none"> • LT 220 kV Pucará – Palián • LT 220 kV Palián – Orcotuna • LT 60 kV Palián – Huancayo Este • LT 60 kV Palián – Parque Industrial • LT 60 kV Palián – Salesianos 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 220 kV Muyurina – Mollepata, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 220 kV en la zona de Ayacucho (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 5)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 9,2 MM	S/ 34,7 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,3 MM	S/ 1,0 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proyecto vinculante del PT 2023-2032 "Nueva S.E. Muyurina 220 kV, Nueva S.E. Ayacucho, L.T. 220 kV Muyurina-Ayacucho"		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Ampliación de la subestación Mollepata 220kV. • Ampliación de la subestación Muyurina 220kV. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> • Línea de transmisión Muyurina – Mollepata de 220 kV 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Nueva SE Viñedos 220/60 kV y enlaces asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 220 kV en la zona de "Villacurí - Huarango", implementándose un nuevo punto de suministro en 220 kV		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 8)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 25,4 MM	S/ 95,8 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,8 MM	S/ 2,9 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • Subestación Nueva Viñedos 220/60/22.9 kV. • Ampliación en 60 kV de SE Coelvisac I. • Compensación reactiva inductiva del proyecto. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> • Seccionamiento de la LT Independencia – Ica (L-2209) de 220 kV (STL) para su derivación y enlace a la Nueva SE Viñedos • Enlace LT 60 kV Nueva SE Viñedos – SE Coelvisac I (2 Ternas) 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 220 kV Nueva San Gabán – Puerto Maldonado, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión en 220 y 138 kV en la zona de Mazuco - Puerto Maldonado (condición N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 10)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 147,2 MM	S/ 554,8 MM
Costos de OyM:(**)	USD 4,4 MM	S/ 16,6 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proy. 3: Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas.		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> • SE Nueva Puerto Maldonado 220/138/22,9 kV • Ampliación de la SE Nueva San Gabán 220 kV • Ampliación de la SE Puerto Maldonado 138 kV 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> • LT 220 kV Nueva San Gabán- Nueva Puerto Maldonado • LT 138 kV Nueva Puerto Maldonado-Puerto Maldonado 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)

(**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





Enlace 220 kV Los Héroes – Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto solucionará las sobrecargas en los transformadores de la SE Los Héroes 220/66 kV. Además, mejorará la confiabilidad de la transmisión en 220 y 66 kV en la zona de Tacna - Yarada.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 13)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 42,5 MM	S/ 160,0 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,3 MM	S/ 4,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proy. 3: Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas.		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> Nueva SE Garita 220/66 kV. Ampliación de la SE Los Héroes 220kV. Ampliación de la SE Yarada 66kV. Ampliación de la subestación Hospicio 66 kV. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> LT 220 kV Los Héroes - Garita (Nueva Hospicio). LT 66 kV SE Garita (Nueva Hospicio) - Yarada LT 66 kV Garita - Hospicio. 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.

Enlace 138 kV Shipibo – Manantay, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 138 kV en el tramo S.E. Shipibo – S.E. Pucallpa ISA (condición N 1)		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN (Área de demanda 14)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 15,6 MM	S/ 58,8 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,5 MM	S/ 1,8 MM
Fuente de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El anteproyecto forma parte de la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
Proyecto vinculante del PT 2023-2032 "L.T. 220 kV Aguaytia – Pucallpa (ITC)"		
Alineamiento del Proyecto:		
OEI.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
Subestación:		
<ul style="list-style-type: none"> SE Nueva Manantay 138/60 kV Ampliación SE Shipibo 138 kV. 		
Línea de Transmisión:		
<ul style="list-style-type: none"> Enlace 138 kV Shipibo – Nueva Manantay. LT 60 kV Nueva Manantay - Derivación Pucallpa / Pucallpa ELUC (seccionamiento de la LT Pucallpa-Pucallpa ELUC) 		
Principales actividades de Operación y Mantenimiento de la infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.coes.org.pe, se considera TC 3,769 S/ por USD (9 de enero 2025 - www.bcrp.gob.pe)
 (**) Los costos de OyM son aproximadamente 3% del monto de inversión.





III Sección Programación

Los proyectos del subsector Electricidad con potencial de desarrollarse a través de la modalidad de APP son autofinanciados y cumplen con los criterios establecidos en el numeral 30.3 del artículo 30 del Reglamento, por lo cual, no corresponde el desarrollo de esta sección en el presente Informe Multianual¹⁷.

Téngase en cuenta que el objetivo de la programación multianual de las inversiones en APP es reportar los compromisos de gastos sobre la base de una política fiscal sostenible de mediano plazo, para contribuir a la eficiencia en la asignación de los recursos públicos destinados a los compromisos derivados de los proyectos de APP, de acuerdo con las prioridades de gasto que las entidades proponen ejecutar en el marco de su presupuesto anual, y respetando los límites de gasto agregados establecidos en las proyecciones del Marco Macroeconómico Multianual (MMM) que realiza el MEF.

3.1 Anexo: Detalle de la evaluación de la elegibilidad de los proyectos

- **Plan de Transmisión 2023-2032**

Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.



¹⁷ Cabe señalar que, según la regulación sectorial, el pago al concesionario proviene del peaje de transmisión, que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Los proyectos que vienen siendo desarrollados en los últimos años forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por lo cual son remunerados a través de la Base Tarifaria según ésta es definida en el artículo 1 de la Ley N° 28832.



Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





**Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito.
(Proyecto ITC)**

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	0,0
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	13,3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	14,3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	
Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Criterio 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	0,0
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	13,3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	14,3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	
Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15,7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Plan de Transmisión 2025-2034

Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas:
1.1 LT 500 kV Colectora-Bicentenario.
1.2 LT 500 kV Bicentenario-Chilca.
1.3 Segundo Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	2.7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	15.3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	16.3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 500 kV Miguel Grau – Pariñas y SE Pariñas 500/220 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas:
2.1 LT 500 kV Miguel Grau-Pariñas.
2.2 Nueva Subestación Pariñas 500/220 kV.
2.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Pariñas.

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	2.7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	15.3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	16.3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 220 kV Tintaya Nueva - Nueva San Gabán, ampliaciones y subestaciones asociadas:

3.1 Enlace 220 kV Tintaya Nueva- Nueva San Gabán.

3.2 Nueva Subestación Nueva San Gabán 220/138 kV.

3.3 Autotransformador 220/138 kV en SE Nueva San Gabán.

3.4 Enlace 220 kV Nueva San Gabán-Paquillusi.

3.5 Enlace 138 kV Nueva San Gabán-San Gabán II.

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	2.7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	15.3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	16.3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 220 kV Miguel Grau – Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 220 kV Miguel Grau – Chulucanas, ampliaciones y subestaciones asociadas. (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlaces 220 kV Felam – Tierras Nuevas – Salitral, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	13.9
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	14.9

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Nueva SE Moche 220/138 kV y enlaces en 138 kV y 220kV asociados (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlaces 138 kV Belaunde Terry – Valle Grande, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Enlace 138 kV Campas – Yurinaki, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Nueva SE Antuquito Este 220/50 kV y enlaces en 220 kV y 50 kV asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1.3
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	14.0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	15.0

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.





Nueva SE Palián 220/60 kV y enlaces en 220 kV y 60 kV asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	2.7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	15.3
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	16.3

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Enlace 220 kV Muyurina – Mollepatá, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3.0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio	2.0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 1	1.3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional: Pregunta 2	4.0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	0.0
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	1.3
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto	1.0
Puntaje ponderado total	12.7
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	13.7

Conclusión

Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

