



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

COMITÉ DE PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA EN ELECTRICIDAD

INFORME MULTIANUAL DE INVERSIONES EN ASOCIACIONES

PÚBLICO PRIVADAS – SUBSECTOR ELECTRICIDAD

2023 – 2026

Marzo 2023



Contenido

I	Introducción	3
II	Sección Planeamiento: continuidad de los objetivos en el mediano plazo	4
2.1	Rol y objetivos del sector	5
2.2	Estrategia del MINEM	6
2.3	Actividades y objetivos estratégicos institucionales	7
2.4	Avances del sector energético	8
2.5	Diagnóstico del subsector Electricidad	10
2.5.1	Demanda en el subsector Electricidad	11
2.5.2	Oferta en el subsector Electricidad	13
2.5.3	Balance Oferta – Demanda	16
2.5.4	Sistema de Transmisión Eléctrica	17
2.6	Objetivos e indicadores de desempeño del subsector Electricidad	20
2.6.1	Objetivos	20
2.6.2	Indicadores	20
2.7	Priorización de Proyectos: criterios de evaluación	21
2.7.1	Electricidad: Criterios Cualitativos	21
2.7.2	Electricidad: Criterios Cuantitativos	23
2.8	Proyectos Potenciales del subsector Electricidad para ser desarrollados como APP	24
2.9	Vinculación con las necesidades del subsector Electricidad	27
2.10	Aplicación de los Criterios de Elegibilidad	27
2.11	Descripción de los proyectos APP del subsector Electricidad	36
III	Sección Programación	50
3.1	Anexo: Detalle de la evaluación de la elegibilidad de los proyectos	51





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

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 Decreto Legislativo N° 1362, Decreto Legislativo que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, su Reglamento, aprobado por el Decreto Supremo N° 240-2018-EF, y sus modificaciones y 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.

Este informe 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 Asociación Público Privada deben responder a las necesidades y objetivos identificados en el Informe Multianual de Inversiones vigente.

El 14 de enero de 2016, mediante Resolución Ministerial N° 008-2016-MEM/DM, se creó el Comité de Inversiones en Energía del Ministerio de Energía y Minas, con el objeto de llevar adelante los proyectos de inversión privada. Este Comité estuvo integrado por el Director General de la Dirección General de Hidrocarburos, como Presidente, y los Directores de las Direcciones Generales de Electricidad y de Asuntos Ambientales Energéticos, como Miembros. En cumplimiento de la normativa vigente, mediante Resolución Ministerial N° 206-2016-MEM/DM del 03 de junio de 2016, se aprobó el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privada – 2016 sector Energía.

Mediante Resolución Ministerial N° 078-2017-MEM/DM, de fecha 16 de febrero de 2017, se aprobó el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privada para el año 2017, correspondiente al sector Energía.

El 12 de junio de 2019, mediante Resolución Ministerial N° 180-2019-MEM/DM, se creó el Comité de Promoción de la Inversión Privada en Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, con el objeto de impulsar la inversión privada del subsector Electricidad. Este Comité está integrado por el Director General de Electricidad, quien actúa como Presidente, un representante del Viceministerio de Electricidad y un representante de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto, estos dos últimos en calidad de miembros.

El 27 de agosto de 2020, mediante Resolución Ministerial N° 243-2020-MINEM/DM, se aprobó el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privada 2020-2022 en el subsector electricidad. Posteriormente, el 29 de diciembre de 2021, mediante Resolución Ministerial N° 485-2021-MINEM/DM, se aprobó el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privada 2021-2023 en el subsector electricidad.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Que, en el marco del Decreto Legislativo N° 1543 y su reglamento aprobado mediante el Decreto Supremo N° 211-2022-EF, conforme lo señalado en el Artículo 40.3 de la Primera Disposición Complementaria modificatoria y la Segunda Disposición Complementaria Modificatoria del Decreto Supremo N° 211-2022-EF que incorpora el artículo 41-A que establece el procedimiento para la aprobación del IMIAPP del subsector de Electricidad del Gobierno Nacional, el presente documento ha sido elaborado por la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto en coordinación con la Dirección General de Electricidad.

Conforme al procedimiento para la elaboración y aprobación del IMIAPP establecido en los artículos 40 y 41 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, este documento ha sido elaborado por la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto en coordinación con la Dirección General de Electricidad.

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"*.

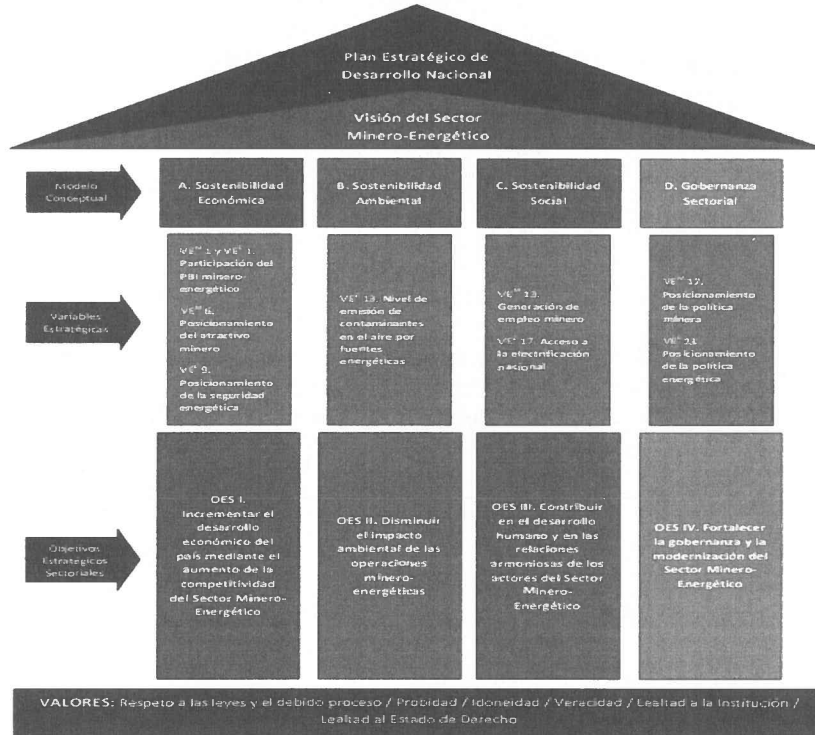


Mediante la Resolución Ministerial N° 533-2016-MEM/DM y N° 098-2019-MEM/DM, se aprobó la actualización y extensión, respectivamente, del Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2016-2022; y mediante Resolución Ministerial N° 046-2019-MEM/DM se aprobó el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2020-2022 del Ministerio de Energía y Minas para proveer los lineamientos generales para el sector de Energía y Minería. Asimismo, mediante con Resolución Ministerial N° 163-2020-MINEM/DM se aprobó la ampliación del Horizonte del Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) del Sector Energía y Minas correspondiente al período 2016-2025 y la ampliación del Horizonte del Plan Estratégico Institucional (PEI) del Ministerio de Energía y Minas correspondiente al período 2020-2025.



Cabe mencionar que el PESEM está relacionado con los planes de conducción nacional como son: El Plan Estratégico de Desarrollo Nacional – PEDN, La Agenda de Desarrollo Sostenible al 2030, Las Recomendaciones y Estudio del Programa País de la OCDE y las Políticas Generales de Gobierno para el Sector Minero Energético. En el siguiente gráfico se muestran los principales pilares del Sector Minero Energético, así como las directrices para alcanzar los objetivos establecidos en el PESEM.

Gráfico 1. Pilares de Planeamiento Estratégico



Fuente: PESEM 2016-2021.

2.1 Rol y objetivos del sector

El Ministerio de Energía y Minas (en adelante, 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; así mismo, es la autoridad competente en los asuntos ambientales referidos a estas actividades.

El objetivo principal del MINEM es promover el desarrollo integral de las actividades minero-energéticas, normando, fiscalizando y/o supervisando, según sea el caso, su cumplimiento, cautelando el uso racional de los recursos naturales en armonía con el medio ambiente.

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.

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





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

- 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:

- Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero-energéticas en beneficio de la población.
- Impulsar la seguridad energética mediante el abastecimiento continuo, moderno y de calidad universal para la población.
- Asegurar la gestión ambiental responsable de los operadores en las actividades minera energética en beneficio de la población.
- Promover las relaciones armoniosas y el acceso energético en beneficio de la población.
- Fortalecer las capacidades de gestión en materia minero-energética de los Gobiernos Regionales.
- Fortalecer la gestión institucional.
- Implementar la gestión de riesgo de desastres.



2.2 Estrategia del MINEM

La estrategia del MINEM, referida al subsector Electricidad para el desarrollo de los proyectos mediante el mecanismo de Asociaciones Público Privadas 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 COES y el OSINERGMIN, los cuales tienen una perspectiva de mediano plazo.

La identificación de los proyectos APP se realiza por las entidades mencionadas anteriormente de acuerdo a las leyes y reglamentos aplicables, estos proyectos están enfocados a solucionar determinadas condiciones operativas del 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 actividades y objetivos estratégicos institucionales, así como los resultados en el SEIN de los proyectos ya adjudicados mediante el mecanismo de APP.

² Plan Estratégico Institucional (PEI) ampliado 2020-2025, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 163-2020-MINEM/DM.



2.3 Actividades y objetivos estratégicos institucionales

Mediante Resolución Ministerial N° 457-2022-MEM/DM, de fecha 28 de diciembre de 2022, se aprobó el Plan Operativo Institucional (POI) al año 2023 del Ministerio de Energía y Minas.

Mediante Resolución Secretarial N° 029-2019-MEM/SG del 22 de mayo de 2019 se aprobó la Directiva N° 011-2019-MEM/SG, para la formulación, ejecución y modificación del Plan Operativo Institucional – POI 2019 del Ministerio de Energía y Minas, en la cual figura la actividad estratégica institucional del subsector.

Cuadro N° 1: Actividad Estratégica Institucional POI 2019 - DGE

CODIGO	META	ACTIVIDAD PRESUPUESTAL	ACCIÓN ESTRATEGICA INSTITUCIONAL	INDICADOR	MEDIDA
OEI.1. PROPICIAR LAS INVERSIONES SOSTENIBLES Y COMPETITIVAS EN EL SECTOR MINERO ENERGETICO					
Indicador: Monto de inversión en el sector Energético.					
AEI 1.3	META 31	PERSONAS CAPACITADAS EN ELECTRICO	ASISTENCIA TÉCNICA ESPECIALIZADA A LOS PROFESIONALES DEL SECTOR ELECTRICIDAD	PORCENTAJE DE PERSONAS QUE RECIBEN ASISTENCIA TECNICA Y CAPACITACIÓN EN EL SECTOR ELECTRICO	%
	META 42	AUTORIZACIONES DE ACTIVIDADES DE ELECTRICIDAD	DERECHOS ELECTRICOS ATENDIDOS EFICIENTEMENTE PARA LAS EMPRESAS	PORCENTAJE DE SOLICITUDES DE DERECHOS ELECTRICOS ATENDIDOS EFICIENTEMENTE	%
OEI. II GARANTIZAR EL ABASTECIMIENTO ENERGETICO EFICIENTE Y DIVERSIFICADO PARA LAS EMPRESAS Y LA POBLACIÓN					
AEI 1.3	META 39	PROMOCIÓN Y NORMATIVIDAD DE ELECTRICIDAD Y FUENTES	PROYECTOS ELECTRICOS ENCARGADOS, LICITADOS Y ADJUDICADOS PARA SU EJECUCIÓN EN EL SECTOR	PORCENTAJE DE PROYECTOS ENCARGADOS, LICITADOS Y ADJUDICADOS IDENTIFICADO EN EL PLAN DE TRANSMISIÓN	%
AEI 2.1			SUBASTAS DE RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES GARANTIZADAS PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA PARA LA POBLACIÓN Y LAS EMPRESAS	PARTICIPACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGETICOS RENOVABLES EN LA GENERACIÓN ELECTRICA EN EL SEIN	%
AEI 2.4			INSTRUMENTOS NORMATIVOS COMPETITIVOS APROBADOS PARA EL SECTOR ELECTRICO	PORCENTAJE DE INSTRUMENTOS NORMATIVOS ELECTRICOS EMITIDOS EN EL AÑO	%

Fuente: POI 2019 – MINEM / OGPP

El MINEM ha previsto, dentro de las actividades estratégicas, garantizar el abastecimiento energético eficiente a través de los encargos para la licitación de los proyectos relacionados a la transmisión eléctrica identificados en los respectivos planes (Plan de Inversiones de Transmisión y Plan de Transmisión).

Por el lado de la generación, las actividades estratégicas previstas buscan incrementar la participación de las tecnologías limpias en la matriz energética como la hidráulica. En ese sentido, el MINEM ha realizado cuatro subastas de recursos energéticos renovables garantizadas para el suministro de energía (Subastas RER). Cabe señalar que la actividad de generación en el Perú pertenece a un mercado de libre competencia que está en constante cambio. Estas subastas se realizaron bajo un marco legal distinto al establecido en el Decreto Legislativo N° 1362 y su modificatoria. Sin embargo, son complementarias a los proyectos de generación



que se podrían ejecutar, por ejemplo, mediante un esquema de proyectos en activos.

Para el periodo 2020-2025, el MINEM mantiene dentro de sus objetivos estratégicos institucionales la promoción de la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero-energéticas en beneficio de la población. Es así como mediante Resolución Ministerial N° 163-2020-MINEM/DM, se aprobó el Plan Estratégico Institucional (PEI) ampliado para el 2020-2025, el cual fue elaborado conforme a la "Directiva para la actualización del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional", Directiva N° 001-2017-CEPLAN/PCD, aprobada mediante Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 026-2017-CEPLAN/PCD; y la "Guía para el Planeamiento Institucional", modificada por la Resolución de Presidencia del Consejo Directivo N° 00011-2020-CEPLAN-PCD.

Como uno de los Objetivos Estratégicos Institucionales identificados en el PEI 2020-2025 se señala lo siguiente:

Cuadro N° 2: Objetivo Estratégico Institucional - DGE (PEI -2020-2025)



Código del OEI	Denominación del OEI	Indicador del OEI
OEI.01	Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.	Monto de inversión minera según la cartera de proyectos priorizada (Millones US\$)
		Monto de inversión en electricidad según la cartera de proyectos priorizada (Millones US\$)
		Monto de inversión en hidrocarburos según la cartera de proyectos priorizada (Millones US\$)

Fuente: PEI 2020-2025- MINEM



Como puede apreciarse, el objetivo estratégico institucional "Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero-energéticas en beneficio de la población" tiene como indicador el monto de inversión en proyectos eléctricos. En ese sentido, en lo que refiere el presente informe, los proyectos identificados (cartera de proyectos) son consistentes con las actividades y los objetivos estratégicos institucionales y del sector.

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, este 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 2. 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 55%³ en el año 2022 -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 Comité de Operación Económica del Sistema (COES) ascendió a 13 190 MW a diciembre de 2022.
- 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, permitirán, por ejemplo, abastecer zonas aisladas.



³ COES : Estudio de Verificación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) del SEIN, periodo 2022-2025.



Cuadro N° 3: Producción de energía eléctrica (GW.h) en 2022

TIPO GENERACIÓN	PRODUCCIÓN DE ENERGÍA (GWh)			
	NORTE	CENTRO	SUR	TOTAL
HIDROELÉCTRICA	3 048,49	21 498,65	3 939,21	28 486,35
TERMOELÉCTRICA	868,47	23 615,90	362,18	24 846,56
EÓLICA	597,79	1 332,31		1 930,10
SOLAR		2,78	818,41	821,19
IMPORTACIÓN DESDE ECUADOR	32,10			32,10
TOTAL	4 546,85	46 449,64	5 119,81	56 116,30

Fuente: COES

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

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 la misma. 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 2023-2032; asimismo, la demanda para el año 2022 se actualizó en base al Informe de Evaluación Anual el COES. En efecto, la demanda máxima de energía eléctrica en el año 2022 fue 7 467,45 MW, lo que implica un crecimiento aproximado de 4,10% en comparación al año 2021.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la máxima demanda y producción eléctrica mensual registrada desde el año 2010 hasta el cierre del 2022. Es importante mencionar que la producción y demanda eléctrica en el sistema a inicios del año 2020, presentó niveles parecidos a los registrados a inicios del año 2012, esto debido a la inmovilización social obligatoria establecida mediante el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM, el cual declaró el Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del COVID-19. Posteriormente, los niveles de producción y demanda eléctrica fueron incrementándose gracias a la reactivación progresiva de economía nacional.

Gráfico 3. Evolución de la Máxima Demanda (MW) y Producción Eléctrica (GWh) en el SEIN del 2010 – 2022

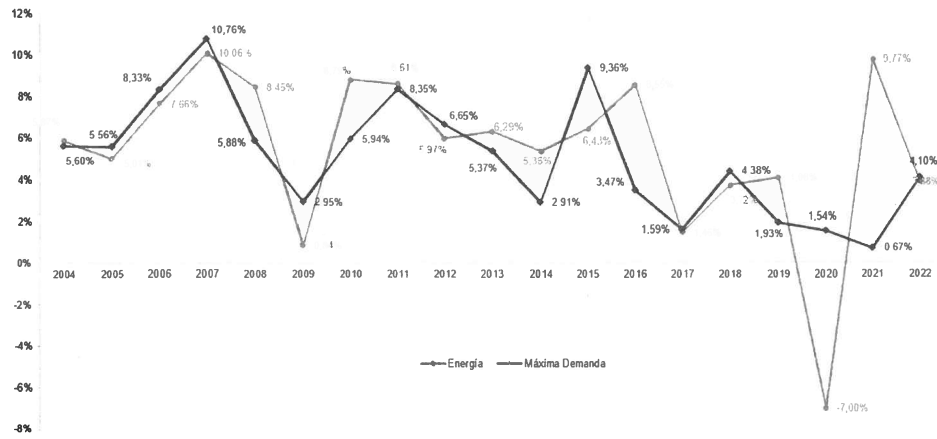


Fuente: COES





Gráfico 4. Crecimiento porcentual de la máxima de demanda y consumo de energía eléctrica del 2004 al 2022



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 2032 la demanda eléctrica llegará a 10 090 MW. El crecimiento proyectado de la demanda se estima en 2,6% anual en promedio.

Cuadro N° 4: Proyección de la demanda al 2032

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2021	54 811	10,1%	7 455	0,6%
2022	58 575	6,9%	7 720	3,6%
2023	61 004	4,1%	7 944	2,9%
2024	62 504	2,5%	8 152	2,6%
2025	64 272	2,8%	8 388	2,9%
2026	65 901	2,5%	8 595	2,5%
2027	67 886	3,0%	8 831	2,7%
2028	69 629	2,6%	9 071	2,7%
2029	71 547	2,8%	9 343	3,0%
2030	73 618	2,9%	9 647	3,3%
2031	75 155	2,1%	9 866	2,3%
2032	76 751	2,1%	10 090	2,3%

PROMEDIO 2021-2032

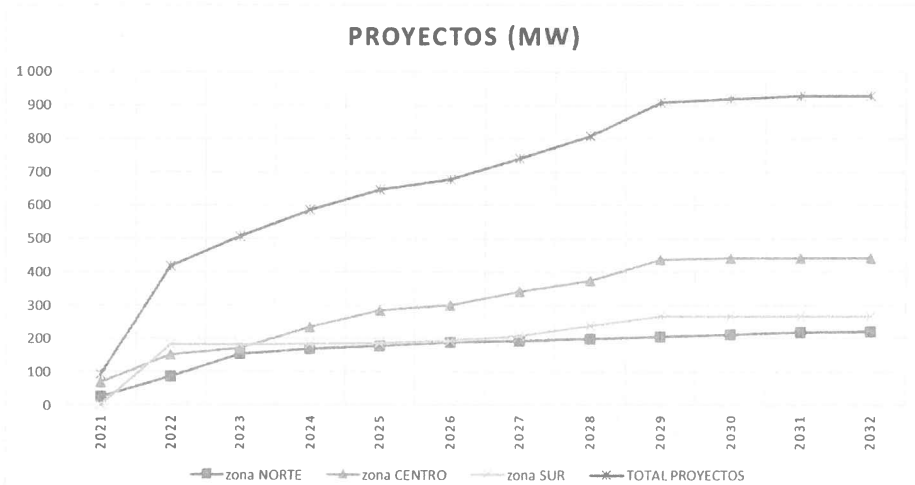
3,7%

2,6%

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores del COES

Fuente: COES

Gráfico 5. Proyección de la demanda de proyectos al 2032



Fuente: COES

En conclusión, se puede observar que la demanda eléctrica está en constante crecimiento; estimándose para el periodo 2020-2032 un crecimiento alrededor del 3,7% para la demanda de energía y de 2,6% 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; y por ende, la misma genera un impacto positivo en su calidad de vida.

La oferta eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (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. Entre diciembre del 2012 y diciembre del 2022, la potencia efectiva creció en 85,34% y pasó de 7 116,7 MW a 13 190,24 MW. Este crecimiento fue resultado de la puesta en servicio de centrales eléctricas, producto de las licitaciones realizadas en los últimos años. Los principales proyectos puestos en servicio son:

Centrales térmicas:

- C.T. Kallpa (292,8 MW)
- C.T. Chilca 1 (299 MW)
- C.T. Recka (181,3 MW)
- C.T. Sto. Domingo Olleros (197,6 MW Ciclo Simple)
- C.T. Fénix (596,7 MW)



Reservas Frías:

- C.T.R.F. Ilo (564 MW)
- C.T.R.F. Malacas (TG5) (200 MW)
- C.T.R.F Eten (233,4 MW)

Centrales hidráulicas:

- C.H. Huanza (90,6 MW)
- C.H. Cheves (168,2 MW)
- C.H. Machupicchu II (102 MW)
- C.H. Quitarasca I (112 MW)

En el Gráfico N° 6 se muestra la evolución de la Potencia Instalada en el SEIN desde el año 2006 (5 110 MW) hasta el 2022 (13 575 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° 1002⁴ - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables. Al cierre del año 2022, la potencia instalada acumulada por parte de centrales eléctricas RER NC en el SEIN es de 729 MW.

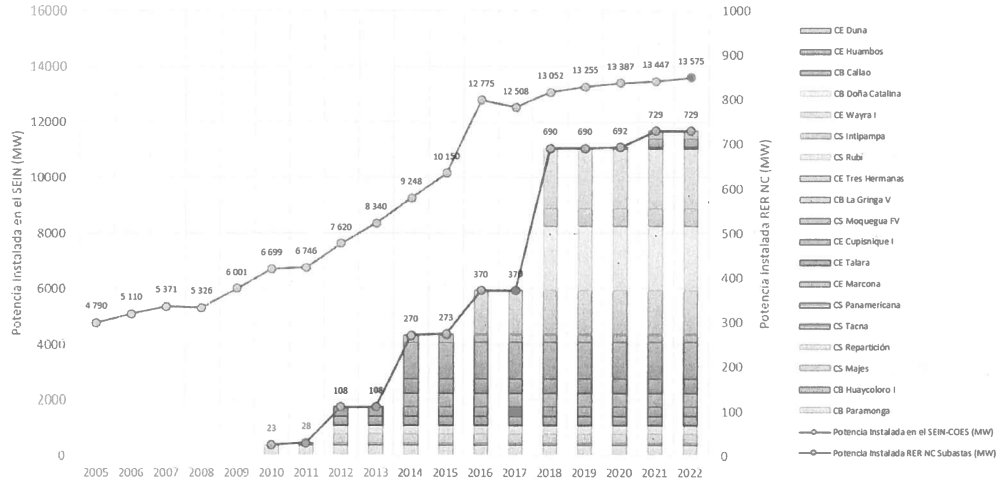
En el desarrollo de las centrales RER es importante resaltar que durante el 2018 entraron en operación comercial dos grandes proyectos solares C.S. Rubí y C.S. Intipampa, que juntos constituyen 184,98 MW solares de potencia efectiva, también durante el primer semestre del 2018 entró en operación comercial la C.E. Wayra I con una potencia de 132,3 MW eólicos, junto a otros proyectos renovables hicieron un incremento significativo de potencia efectiva, este es el mayor incremento anual registrado de RER desde el inicio de su desarrollo.

A diciembre de 2022, del total de potencia efectiva el 39,44% pertenece a generación hidroeléctrica, 53,32% a generación termoeléctrica, 2,14% a generación solar fotovoltaica y el 5,10% 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.

⁴ Publicado el 01 de mayo del 2008

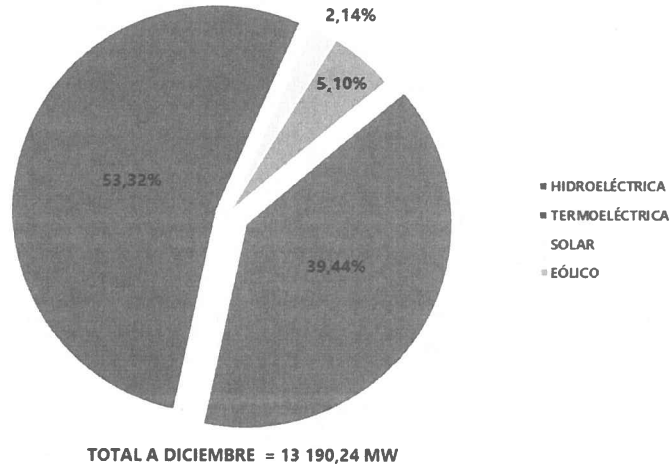


Gráfico 6. Evolución de la Potencia Instalada en el sistema y la potencia instalada de centrales renovable no convencionales (RER NC) puestas en servicio en el marco del DL 1002



Fuente: COES

Gráfico 7. Distribución de la potencia efectiva por tipo de generación a diciembre de 2022



Fuente: COES

La expansión de la oferta se prevé que este 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 2023-2025

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	MW	NOTAS
Ene-2023	CT Refinería Talara	Térmica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A - PETROPERU	102,00	(1)
Ene-2023	Retiro de la CT Ilo 2	Carbón	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	-140,00	(2)
Abr-2023	CE Punta Lomitas	Eólica	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	260,00	(3)
Jun-2023	CE Expansión Punta Lomitas	Eólica	ENGIE ENERGIA PERU S.A.	36,40	(3)
Jun-2023	CS Clemesi	Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	114,93	(4)
Set-2023	CE Wayra Extensión	Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	177,00	(4)
Ene-2024	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A - CORMIPESA	9,99	(5)
Ene-2025	CE San Juan	Eólica	ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	135,70	(1)
Abr-2025	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A - CORMIPESA	9,99	(5)

Notas:

- (1) Fecha de ingreso según información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad (USIE) de OSINERGMIN, publicado en octubre de 2022.
- (2) Retiro de Operación Comercial según información de la empresa.
- (3) Según información recibida para el Informe de Diagnóstico 2025-2034 (Información recibida entre julio y agosto de 2022).
- (4) Fecha de ingreso estimada según información recibida de la empresa.
- (5) Fecha de ingreso según Listado de Concesiones Definitivas de Generación publicado por la DGE - MINEM en octubre de 2012.

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%⁵ 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), se asume que dicho valor se mantiene hasta el año 2023.

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	Potencia Efectiva de Generación	Potencia Firme de Generación	Margen de Reserva de Generación	Margen de Reserva de Generación
	MW	MW	MW	MW	%
	(1)	(2)	(3)	(3) - (1)	(3)/(1) - 1
2022	7 631	11 942	10 918	3 287	43%
2023	7 855	12 110	10 907	3 053	39%
2024	8 063	12 370	11 069	3 006	37%
2025	8 299	12 501	11 151	2 852	34%

Fuente: COES

Los valores mostrados en el cuadro anterior son superiores al Margen de Reserva Firme Óptimo (MRFO) establecido por el OSINERGMIN en 21,41% para todo el

⁵ Informe N° 600-2020-GRT – OSINERGMIN



periodo de análisis. Lo cual indica que la oferta permite cubrir la demanda en el periodo 2022-2025, garantizando un desarrollo estable del mercado eléctrico.

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 Sistema de Transmisión del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional) 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)⁶.

Los potenciales proyectos para ser ejecutados mediante la modalidad de Asociación Público Privada (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 (ITC⁷) 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. Su alcance 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.

⁶ 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 (en adelante, LCE) y cuya puesta en operación comercial se produjo antes de la promulgación de la Ley de la Generación Eficiente.

⁷ 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.



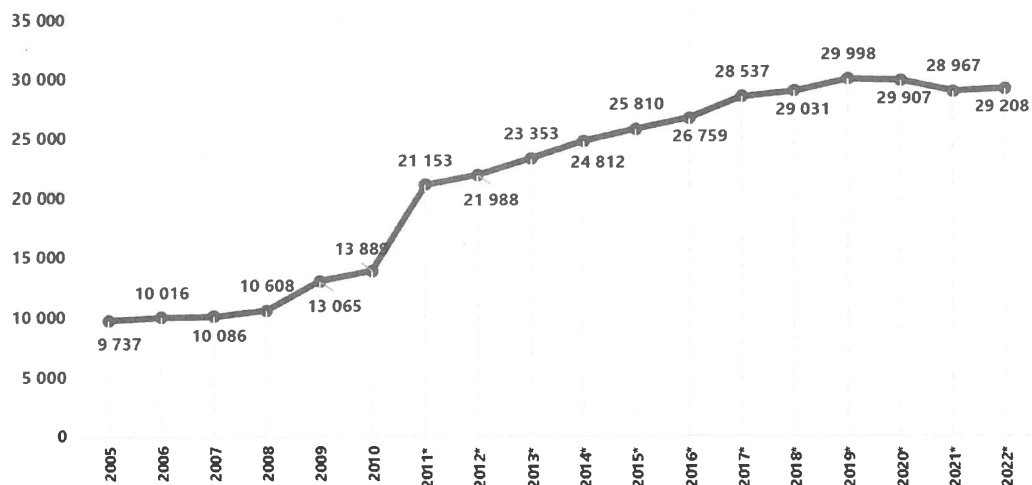
Cabe señalar, que la expansión del sistema de transmisión considera también aquellos planes que son consecuencia de contratos con fuerza de Ley y otros proyectos que son elaborados según las necesidades de algún agente y por iniciativa propia. Estas últimas, son de libre negociación entre el agente y 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 a la fecha 29 207,51 km de líneas de transmisión con un nivel de tensión mayor a 30 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 tomo 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 total durante el año 2022 entraron en operación 249,4 km de líneas de transmisión en 220 kV.

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

Gráfico 8. Crecimiento del sistema de transmisión 2005-2022 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 2022 la longitud de las líneas del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Secundario de Transmisión considerando el sistema secundario de REP, empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres y no integrantes del COES, alcanzó los valores mostrados en el Cuadro N° 7.



Cuadro N° 7: Sistema de Transmisión 2022

LÍNEAS	500 kV.	220 kV.	138 kV.	< 75 kV.
	TOTAL	TOTAL	TOTAL	TOTAL
SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN	2 735,90	6 826,76	552,27	0,00
SISTEMA SECUNDARIO DE TRANSMISIÓN (*)	142,76	6 644,76	4 425,65	7 879,42
Total	2 878,66	13 471,52	4 977,92	7 879,42

(*) Considera el sistema secundario de REP, empresas generadoras, distribuidoras y clientes libres integrantes y no integrantes del COES

Fuente: COES

Estas instalaciones se complementan con 6 185 MVA de potencia de transformación acumulados en subestaciones transformadores integrantes del Sistema Principal de Transmisión (SPT) y 28 108,60 MVA en el Sistema Secundario de Transmisión (SST), considerando las potencias de devanados primarios.

Cuadro N° 8: Capacidad de transformación del SEIN – 2022

DESCRIPCIÓN	S. E. ELEVADORA	S. E. TRANSFORMADORA
	MVA	MVA
SISTEMA PRINCIPAL	359,50	6 185,00
SISTEMA SECUNDARIO	11 825,94	28 108,60
TOTAL	12 185,44	34 293,60

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 2023-2032⁸, 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. En sentido, se ha identificado lo siguiente:

- Necesidad de reforzamiento en la zona centro del País. Esto implica ampliar la capacidad de suministro a la zona centro (sur medio).
- Necesidad de Reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país mediante la implementación de nuevas líneas, reducir congestión y fortalecer la complementariedad energética con el Ecuador. Asimismo, se requiere ampliar la capacidad de suministro de electricidad y mejorar la confiabilidad de la zona.
- En la zona sur se ha identificado mejorar la confiabilidad y el control de tensiones en la zona.

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.

⁸ Aprobado mediante RM N° 459-2022-MINEM/DM





En esa línea, el presente informe, sobre la base de los resultados obtenidos en el PT 2023-2032, 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 procede a presentar el nuevo IMIAPP que actualiza el IMIAPP aprobado mediante RM N° 485-2021-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).

2.6.2 Indicadores

2.6.2.1 Definición de los indicadores

Esta sección presenta un reporte de los indicadores representativos de desempeño del subsector Electricidad estos se clasifican por capacidad y crecimiento. Se incluye la estimación más reciente de los indicadores con el propósito de servir como Línea de Base, a partir de la cual se deberá constatar los avances en los objetivos y metas propuestos.

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 y la última estimación disponible.



Tabla 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	43%
Capacidad de Transmisión	Horas de congestión en L.T.= 0	Hrs	Capacidad	Nacional	Anual	1168,7 hrs

Fuente: Elaboración propia

2.7 Priorización de Proyectos: criterios de evaluación

Dada las características del subsector Electricidad y su marco normativo, los proyectos presentados en este Informe Multianual de Inversiones son el resultado de evaluaciones realizadas en la elaboración del Plan de Transmisión a cargo del COES y la elaboración del Plan de Inversión en Transmisión a cargo del OSINERGMIN, en la Tabla 4 se observan los proyectos incluidos en el presente informe.

Los mencionados documentos contienen un conjunto de criterios para la evaluación de los proyectos, los cuales han sido aplicados dando como resultado aquellos proyectos que son prioritarios para la correcta operación del SEIN y la atención del 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 ser iniciadas durante el periodo de vigencia del plan, que es de dos años contados a partir de la fecha de aprobación.

Por otro lado, los proyectos del Plan de Inversiones en Transmisión cuya titularidad haya sido asignada al MINEM, o aquellos cuya licitación haya sido solicitada por una empresa concesionaria, en aplicación de lo señalado en el numeral VI), del literal d), del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; son licitados por el MINEM o a través de Proinversión.

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.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Tabla 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	
	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
EQUIDAD	Nivel de Pobreza	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en distritos con mayor índice de pobreza. Se ordenará de mayor a menor y se agrupará en quintiles	Mapa de pobreza	Quintil I Quintil II Quintil III Quintil IV 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 No	Aplica únicamente a GR y GL

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 3. Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterios Generales	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	> 3W/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\$		
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	





Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	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 y Planes de Inversión en Transmisión, aprobados hasta la fecha se tiene distintos proyectos, los cuales en su mayoría fueron encargados a Proinversión para su promoción y licitación de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 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 2013-2022					
1	Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera.	216,98	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Piura, Tumbes
Proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021					
2	SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV.	5,74	2026	Encargado a Proinversión para licitación (**)	Piura
Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030					





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Nº	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
3	Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	531,41	2028	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco, Trujillo, Piura
4	Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	256,17	2028	Encargado a Proinversión para licitación	Piura
5	Enlace 500 kV San José - Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	30,95	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
6	ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas	38,15	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
7	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas.	24,17	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Lambayeque
8	ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	40,01	2028	Encargado a Proinversión para licitación	San Martín
Proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032					
9	Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM: 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo (Tercer circuito).	58,28	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
10	Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	70,81	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
11	Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	106,27	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
12	Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	109,51	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
13	Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	76,57	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
14	Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.	61,39	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ayacucho
15	Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca - La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).	55,43	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
16	Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	39,79	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ucayali
17	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo.	13,61	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Junín





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
18	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC).	16,70	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
19	Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	9,20	2026	Encargado a Proinversión para licitación	La Libertad
20	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC).	30,71	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Áncash
21	Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC).	4,52	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco
22	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC).	53	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
23	Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	91,68	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica, Arequipa
24	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	19,84	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Apurímac
25	Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	8,72	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Puno
26	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	31,41	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Puno

(*) Corresponden a montos referenciales indicadas en el Plan de Inversión del Proceso de Licitación de los proyectos, publicada en www.investinperu.pe. Para los proyectos del PT 2023-2032 los montos de inversión corresponden a los estimados en anteproyectos sin IGV.

Fuente: Elaboración propia.

Los proyectos se encuentran calificados como autofinanciados, en tanto no demandarán ningún compromiso de pago que utilice recursos públicos o desembolso por parte de ninguna entidad pública, ni empresa estatal, ya que se financiará 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 del Decreto Supremo N° 240-2018-EF 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 Asociación Público Privada". 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, 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 4 se encuentran en el marco de los Planes de Transmisión y Planes de Inversiones en Transmisión formulados tanto por el COES y el OSINERGMIN, los cuales tienen la conformidad de este Ministerio por cumplir con las metas y objetivos institucionales de este subsector.

En tal sentido, dichos proyectos se encuentran en consistencia y concordancia con tales 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 Asociación Público Privada, factores relacionados al éxito por cada proyecto y competencia en el mercado, entre otros.

Cabe indicar que, según el Banco Interamericano de Desarrollo⁹, 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, dicha 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 rigurosas¹⁰.

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 recursos¹¹.

⁹ 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.

¹⁰ *Ibidem*

¹¹ *Ibidem*



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, tales como el presente Informe Multianual, el Informe de Evaluación correspondiente y la versión final del contrato de APP¹².

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.

Tabla 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 tal 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.

¹² Ibidem



- 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 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 de media y alta tensión han sido realizados mediante esquemas de concesión tal como se muestra en el cuadro adjunto.

Tabla 7. Proyectos de Transmisión Eléctrica (1998-2023)

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
1998	LT Mantaro – Socabaya	feb 98	oct 00	179,2
1999	LT Socabaya – Moquegua; Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	mar 99	mar 99	74,8
2001	LT Oroya – Carhuamayo	abr 01	sep 02	65,4
2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo	abr 08	NA	133,8
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	abr 08	NA	35,7
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal	sep 08	jun 11	52,2
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaquero	may 08	dic 11	106,1
2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	jul 10	may 14	291,0
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	sep 10	jun 14	43,6



Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
2010	LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	ago 10	may 13	14,6
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotacachi (220 kV)	dic 10	ago 15	62,5
2010	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	feb 10	dic 12	167,5
2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	may 11	jun 14	101,4
2013	LT Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	mar 13	sep 17*	106,9
2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 13	nov 17*	278,4
2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	jun 13	feb 18*	114,3
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	nov 14	mar 18*	38,8
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 14	jul 17	35,4
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	oct 14	dic 19*	499,2
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	jun 15	mar 18*	36,8
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	nov 15	mar 18*	42,7
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 16	may 19*	20,2
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	set 17	set 20*	8,8
2018	Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	ene 18	dic 21*	149,6 122,4
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	feb 18	jun 21*	12,1
2019	Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	mar 24*	58
2019	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	dic 23*	19
2019	Enlace 220 kV, Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	sep 23*	12
2020	Subestación Chincha Nueva de 220/60 kV	Dic 20	Set 23*	11
2020	Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	Dic 20	Set 23*	7,3
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	Jul 21	Feb 25*	15,3
2021	Subestación Valle del Chira de 220/60/22.9 kV	Jul 21	Nov 23*	13,5
2022	Enlace 220 kV Reque - Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Nov 22	Mar 26*	9,5
2022	SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes	Nov 22	May 25*	8,4
2023	Enlace 220 kV Ica - Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas	May 23**	Abr 27*	44
2023	ITC Enlace 220 kV Cáclic - Jaén Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas	May 23**	Set 27*	29,1

* Fecha esperada

** Fecha esperada (Buena Pro en fecha 31/01/2023)

Nota: Los montos de inversión son los indicados por los adjudicatarios en sus respectivas ofertas

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.



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 Perú¹³. 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 tal como se indica en la tabla siguiente.

Tabla 9. Licitaciones de Proyectos de Transmisión (1998-2023)

Año	Proyecto	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 Chincha Nueva de 220/60 kV Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	6
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	4

¹³ 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.



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.

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, cuentan 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.

Tabla 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

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



Año	Proyecto	Calificados
	Subestación Valle del Chira de 220/60/22,9 kV	
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
2023	Enlace 220 kV Ica – Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas / ITC Enlace 220 kV Cáclic – Jaén Norte, ampliaciones y subestaciones asociadas	9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen suficientes empresas del sector privado para conformar más de cinco postes potenciales al momento de adjudicar la buena pro del proyecto	3

v. Fortaleza Institucional como factor de éxito del Proyecto

El Ministerio de Energía y Minas 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 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, 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 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 Ministerio de Energía y Minas, 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.

De la aplicación de los factores de elegibilidad descritos líneas arriba, se desprende la siguiente Tabla 13 que muestra el resultado de la elegibilidad de los proyectos:

Tabla 13. Resultados de la elegibilidad de los proyectos para Asociación Público Privada

Nº	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
1	• Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera.	17,0	Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de adoptar la
2	• SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV.	15,7	
3	• Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	18,3	
4	• Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	18,3	
5	• Enlace 500 kV San José-Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
6	• ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
7	• ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
8	• ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
9	• Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM: 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo (Tercer circuito).	17	



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Nº	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
10	• Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	17	modalidad de APP para su desarrollo.
11	• Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	17	
12	• Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	17	
13	• Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	
14	• Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.	15,7	
15	• Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).	15,7	
16	• Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	
17	• Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo.	15,7	
18	• Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC).	15,7	
19	• Enlace 138 kV Nueva Virú - Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	14,3	
20	• Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)	15,7	
21	• Enlace 138 kV Yaros - Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)	14,3	
22	• Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)	15,7	
23	• Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	17	
24	• Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15,7	
25	• Enlace 138 kV San Román - Yocara - Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	14,3	
26	• Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	15,7	

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 Asociaciones Público Privadas - APP.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

2.11 Descripción de los proyectos APP del subsector Electricidad

• Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022

Cuadro N° 9

L.T. 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera	
Descripción del Objeto del Proyecto:	
El proyecto forma parte del proyecto internacional: Intreconexión Eléctrica 500 kV Perú - Ecuador. Comprende la construcción de una línea de transmisión de 263.7 km de longitud en 500 kV. Las instalaciones comprendidas en el proyecto incluyen la ampliación de la S.E. Piura Nueva y la línea de interconexión de 500 kV en territorio peruano, desde la S.E. Piura Nueva hasta el punto de cruce de la Frontera, según se detalla a continuación:	
1. Ampliación S.E. Piura Nueva:	
2. Línea de Transmisión 500 kV Piura Nueva – Frontera:	
Beneficiarios:	Usuarios del SEIN
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 256,04 MM S/ 976,14 MM
Costos de O&M (Inc IGV): (**)	USD 7,68 MM S/ 29,28 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión
Estado de los Estudios:	
En marzo de 2016 se culminó el Anteproyecto	
Complementariedad del Proyecto:	
El proyecto se complementa con los proyectos: S.E. Piura Nueva 500/220 kV, L.T. 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste, L.T. 500 kV La Niña - Piura Nueva, S.E. La Niña 500 kV.	
Alineamiento del Proyecto:	
OEL.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.	
Principales componentes de la Infraestructura:	
1. Ampliación S.E. Piura Nueva:	
Una (1) celda en 500 kV en la Subestación Piura Nueva para salida de la Línea Piura Nueva-Frontera 500 kV, que completará el diámetro que contiene la conexión de la Línea La Niña-Piura Nueva 500 kV.	
Una (1) celda para la conexión del banco de reactores de línea hacia la subestación Pasaje.	
Un (1) banco de reactores de línea de 500 kV – 120 MVAR (hacia la subestación Pasaje), conformado por tres (3) unidades monofásicas de 40 MVAR y una unidad adicional de reserva.	
Sistemas complementarios: sistemas de protección, control, medición, comunicaciones, puesta a tierra, servicios auxiliares, pórticos y barras, obras civiles, etc.	
2. Línea de Transmisión 500 kV Piura Nueva – Frontera:	
Una Línea de 500 kV desde la Subestación Piura Nueva hasta el punto de cruce de la frontera, de aproximadamente 263,2 Km.	
De acuerdo con el Anteproyecto sería una línea de simple tema con estructuras preparadas para una segunda tema.	
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:	
Definidas por el concesionario.	

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

(**) Los costos de O&M son aproximadamente 3% del monto de inversión

Fuente: Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

• **Proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión del OSINERGMIN:**

Los proyectos del Plan de Inversiones en Transmisión del OSINERGMIN 2017-2021 encargados a Proinversión es:

Cuadro N° 10

S.E. Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una nueva subestación 220/60/23 kV de 100 MVA denominada Piura Este, que se prevé alimentar desde la doble barra en 220 kV de la futura subestación Piura Nueva 500/220 kV, representado una ampliación de dicha subestación.		
Beneficiarios:	Usuarios de localidad Los Ejidos, Castilla, Chulucanas, Morropón y Loma Larga	
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 6,77 MM	S/ 25,82 MM
Costos de OyM: (**)	USD 0,20 MM	S/ 0,77 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto se incluyó el Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021.		
Complementariedad del Proyecto:		
El proyecto se complementa con el proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, Subestaciones, Líneas y Ampliaciones 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:		
Líneas de Transmisión:		
- Enlace de la S.E. Piura Este con L.T. 60 kV Los Ejidos - Chulucanas mediante el seccionamiento de la Línea y un tramo de 0.5 km en doble terna.		
Subestaciones:		
- Construcción SE Piura Este 220/60/23kV 100 MVA doble barra. - Implementación de un transformador de potencia de 220/60/23 kV 100 MVA		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		
(*) Monto publicado en la pagina www.proyectosapp.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.		

Fuente: Elaboración Propia





• **Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030**

Cuadro N° 11

Enlace 500 kV Huanuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión en 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo de aproximadamente 662 km.		
Servirá para reforzar la transmisión de la zona Norte, dando confiabilidad y mayor capacidad de transferencia entre las zonas		
Beneficiarios: Usuarios del SEIN		
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 627,06 MM	S/ 2 390,68 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 18,81 MM	S/ 71,72 MM
Fuentes de Ingresos: Peaje de transmisión		
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
El proyecto se complementa con los proyectos actualmente en construcción: "Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo, subestaciones, líneas y ampliaciones" y "Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huanuco, subestaciones, líneas y ampliaciones"		
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:		
LT 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo de aproximadamente 662 km; - Huánuco - Tocache, aproximadamente de 193 km		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.proyectosapp.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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 12

Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión en LT 500 kV Celendín - Piura, de aproximadamente 381,3 km.		
Servirá para mejorar la seguridad del suministro de la zona Norte y permitir aumentar la transferencia de exportación e		
Beneficiarios: Usuarios del SEIN		
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 302,28 MM	S/ 1 152,44 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 9,07 MM	S/ 34,57 MM
Fuentes de Ingresos: Peaje de transmisión		
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
El proyecto se complementa con los proyectos actualmente en construcción: S.E. Piura Nueva 500/220 kV, L.T. 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste, L.T. 500 kV La Niña - Piura Nueva, S.E. La Niña 500 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:		
LT 500 kV Celendín - Piura, de aproximadamente 381,3 km - Ampliación SE Celendín 500 kV		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la página www.proyectosapp.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.

Fuente: Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Cuadro N° 13

Enlace 500 kV San José-Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión en LT 500 kV San José-Yarabamba, de aproximadamente 50 km		
Permitirá evacuar la generación renovable de la zona, mejorando la estabilidad transitoria ante contingencias y disminuyendo el riesgo de resonancia subsíncrona por el cambio de topología.		
Beneficiarios:	Usuarios del SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 36,52 MM	S/ 139,24 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 1.10 MM	S/ 4.18 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 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:		
LT 500 kV San José-Yarabamba, de aproximadamente 50 km		
Ampliación de la SE Yarabamba 500 kV, con una celda de salida		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la pagina www.proyectosapp.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.

Fuente: Elaboración Propia



Cuadro N° 14

TTC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una Línea Piura Nueva - Colán de 220 kV, de dos circuitos, de aproximadamente 67.7 km y de 250 MVA de capacidad nominal por circuito.		
Solucionaría la caída de tensión en la zona comprendida por el Anillo 60kV Piura Oeste - Paita - Sullana		
Reforzar la transmisión en la zona norte del país para atender la demanda oportunamente.		
Beneficiarios:	Usuarios del SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 45,02 MM	S/ 171,63 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 1,35 MM	S/ 5,15 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
El proyecto se complementa con el proyecto Enlace 220 kV Piura Oeste - Piura Nueva, actualmente en construcción		
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 Piura Nueva - Colán de 220 kV, de dos circuitos, de aproximadamente 67.7 km y de 250 MVA de capacidad nominal por circuito		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		

(*) Monto publicado en la pagina www.proyectosapp.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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 15

TTC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una Nueva Subestación denominada Lambayeque Norte 220/60 kV de 120 MVA y enlaces de conexión. Se solucionará la falta de capacidad de transformación en las subestaciones de 220 kV Chiclayo Oeste y Chiclayo Sur. Se reforzarán los sistemas de transmisión en 60 kV.		
Beneficiarios:	Usuarios del SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 28,52 MM	S/ 108,73 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 0,86 MM	S/ 3,26 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEL.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura:		
LT 220 kV Lambayeque Oeste – Lambayeque Norte, de dos circuitos de aproximadamente 10,5 km Seccionamiento de líneas de transmisión en 220 kV, existentes, L-2038 y L-2039 y las respectivas conexiones de entrada y salida		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		
(*) Monto publicado en la pagina www.proyectosapp.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.		

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 16

ITC Enlace 220 kV Belaúnde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto comprende la construcción de una nueva Línea de Transmisión de 220 kV, Belaúnde Terry – Tarapoto Norte (doble circuito) de aproximadamente 87 km de longitud y 320 MVA de capacidad nominal. Con el Proyecto se solucionará los problemas del sistema eléctrico de Tarapoto, los cuales son: - Baja confiabilidad porque no cumple el criterio de redundancia de transmisión (N-1)		
Beneficiarios:	Usuarios del SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc IGV): (*)	USD 47,21 MM	S/ 179,99 MM
Costos de OyM (Inc IGV): (**)	USD 1,42 MM	S/ 5,40 MM
Fuentes de Ingresos:	Peaje de transmisión	
Estado de los Estudios:		
El Anteproyecto forma parte de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2021-2030 presentada por el COES.		
Complementariedad del Proyecto:		
No corresponde		
Alineamiento del Proyecto:		
OEL.01 Promover la competitividad y sostenibilidad de las inversiones minero energéticas en beneficio de la población.		
Principales componentes de la Infraestructura Pública:		
Línea de Transmisión de 220 kV, Belaúnde Terry – Tarapoto Norte (doble circuito) de aproximadamente 87 km de longitud y 320 MVA de capacidad nominal.		
Principales Actividades de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura:		
Definidas por el concesionario.		
(*) Monto publicado en la pagina www.proyectosapp.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.		

Fuente: Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

• **Proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032**

Cuadro N° 17

Enlace 500 kV Chilca CTM-Carayallo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM: 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carayallo (Tercer circuito)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Esta componente forma parte del proyecto Enlace 500 kV Chilca CTM-Carayallo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM el cual mejora la seguridad de la transmisión 500 kV en la zona de Lima (condición N-1) y evita sobrecargas en los transformadores existentes en la S.E. Chilca CTM (condición N y N-1). El proyecto consiste en el diseño y construcción de una línea de transmisión LT 500 kV Chilca Carabayllo tercer circuito de 120 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 6 y 7 (Zona Lima Norte y Sur)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 68,77 MM	S/ 262,19 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,06 MM	S/ 7,87 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:		
Este proyecto se complementa con el proyecto Enlace 500 kV Chilca CTM-Carayallo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM.		
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 500 kV Chilca - Carabayllo		
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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 18

Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto robustece la transmisión de la zona de Independencia, dando confiabilidad y mayor capacidad a la zona de Independencia. El proyecto consiste en la nueva S.E. Bicentenario con autotransformador 500/220 kV 750 MVA y enlace con patio de 220 kV en S.E. Independencia, seccionamiento de línea de transmisión LT 500 kV Chilca - Poroma en la nueva S.E. Bicentenario 500/220 kV a 170 km aproximadamente de la S.E. Chilca CTM 500/220 kV, e instalación de FACTS de LLTT 500 kV Bicentenario - Chilca y Bicentenario - Poroma en nueva S.E. Bicentenario 500/220 kV.		
Beneficiarios:	Usuarios de SEIN	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 83,55 MM	S/ 318,53 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,51 MM	S/ 9,56 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. Bicentenario 500/220 kV e instalación de FACTS		
Línea de Transmisión		
Seccionamiento de línea de transmisión de 500 kV Chilca - Poroma		
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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 19

Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto forma parte de la primera etapa del nuevo corredor de 500 kV Poroma - Colectora - Bicentenario - Chilca y permite atender nuevos proyectos de generación RER en la zona intermedia (1400 MW). Asimismo, robustece la transmisión alrededor de Poroma, dando confiabilidad y mayor capacidad al sistema de Poroma. El proyecto consiste en la nueva S.E. "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV, nueva S.E. Colectora de 500 kV con autotransformador 500/220 kV 750 MVA y línea de transmisión LT 500 kV Colectora - Hub Poroma simple terna de 93,7 km aproximadamente.		
Beneficiarios:		Usuarios de SEIN
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 125,40 MM	S/ 478,10 MM
Costos de OyM:(**)	USD 3,76 MM	S/ 14,34 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. "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV		
Construcción de nueva S.E. Colectora 500/220 kV		
Línea de Transmisión		
Enlace de 500 kV Colectora - Hub Poroma		
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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 20

Nueva Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto se plantea como una solución al problema de falta de capacidad para atender las demandas conectadas a la S.E. Majes y S.E. Mollendo. Por otra parte, la nueva S.E. "Hub" San José, es una solución de largo plazo, para habilitar nuevos puntos de conexión al SEIN de los proyectos de generación solar de la zona sur oeste.		
El proyecto considera la implementación de la Primera Etapa de la Nueva S.E. "Hub" San José 220 kV, ampliación de la S.E. San José con dos celdas de salida en 220 kV, S.E. Repartición 220/138 kV con un transformador 220/138 kV 120 MVA (ONAF), S.E. Majes con una celda de 138 kV y S.E. Mollendo con una celda de 138 kV. Asimismo, la implementación de las Líneas de Transmisión LT 220 kV Hub San José - Repartición de doble circuito de 17,4 km aproximadamente, LT 220 kV Hub San José - San José de doble circuito de 3,92 km aproximadamente, LT 138 kV Repartición - Majes de circuito simple de 46 km aproximadamente y LT 138 kV Repartición - Mollendo de simple circuito de 69,5 km aproximadamente.		
Beneficiarios:		Usuarios del SEIN
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 129,22 MM	S/ 492,65 MM
Costos de OyM:(**)	USD 3,88 MM	S/ 14,78 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. "Hub" San José 220/500 kV		
Ampliación de la S.E. Repartición 220/138 kV		
Ampliación de la S.E. Majes 138 kV		
Ampliación de la S.E. Mollendo 138 kV		
Ampliación de la S.E. San José 220 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 220 kV Hub San José - Repartición		
Línea de Transmisión de 220 kV Hub San José - San José		
Línea de Transmisión de 138 kV Repartición - Majes		
Línea de Transmisión de 138 kV Repartición - Mollendo		
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.

Fuente: Elaboración Propia



Cuadro N° 21

Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto permite la mejora de la confiabilidad de la transmisión 220 kV en el Sistema Lima Norte la zona del eje Carapongo - Chavarría. El proyecto contempla la nueva S.E. San Martín 220 kV, con seccionamiento de las LLTT 220 kV Carapongo - Santa Rosa y conexión a la nueva S.E. San Martín 220 kV. Asimismo, desconexión de los 2 transformadores de ENEL de la S.E. Santa Rosa y conexión a la nueva S.E. San Martín 220 kV, desconexión de llegada de LT Chavarría - Santa Rosa y conexión a S.E. San Martín, enlace subterráneo de 220 kV Chavarría - San Martín doble circuito de 13 km aproximadamente y enlace 220 kV Carapongo - Cajamarquilla tercer circuito de 5 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 6 (Sistema Eléctrico Lima Norte)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 90,35 MM	S/ 344,46 MM
Costos de OyM:(**)	USD 2,71 MM	S/ 10,33 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		
Nueva S.E. San Martín 220 kV		
Ampliación de la S.E. Carapongo 220 kV		
Ampliación de la S.E. Cajamarquilla 220 kV		
Línea de Transmisión		
Enlace subterráneo de 220 kV Chavarría - San Martín		
Línea de Transmisión de 220 kV Carapongo - San Martín		
Línea de Transmisión de 220 kV Carapongo - Cajamarquilla		
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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 22

Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Este proyecto mejora la confiabilidad de la transmisión 220 kV en la zona de Ayacucho (condición N-1). El proyecto consiste en la construcción de la nueva S.E. Muyurina de 220 kV y S.E. Ayacucho Oeste de 220/66/22,9 kV, así como la construcción de la nueva línea de transmisión LT 220 kV Muyurina – Ayacucho Oeste. Estas nuevas subestaciones forman parte de las derivaciones de las dos líneas de transmisión LT 220 kV Campo Armiño - Cotaruse, LT 220 kV Huancavelica – Mollepatay y líneas de 60 kV para conectar la S.E. Ayacucho Oeste 220/66/22,9kV a la red existente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 5 (Sistema Eléctrico Ayacucho)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 72,44 MM	S/ 276,19 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,84 MM	S/ 3,21 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		
Nueva S.E. Muyurina 220 kV, que secciona las dos líneas 220 kV Campo Armiño - Cotaruse		
Nueva S.E. Ayacucho Oeste 220/66/22,9 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de Transmisión de 220 kV Muyurina - Ayacucho Oeste		
Seccionamiento de la Línea de Transmisión de 220 kV Huancavelica - Mollepatay para enlazarlo con la S.E. Ayacucho Oeste		
Líneas de Transmisión de 60 kV para interconectar la S.E. Ayacucho Oeste 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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 23

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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 24

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.

Fuente: Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Cuadro N° 25

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 LTTT 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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 26

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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 27

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 Virú - 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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 28

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 en 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 Conococha – Kiman 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)		
Líneas 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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 29

Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto permitirá el reforzamiento del sistema de transmisión que atiende la ciudad de Huánuco, cumpliendo con el criterio de redundancia de transmisión (N-1); además, la proyección de la demanda eléctrica en la zona de Huánuco supera los 30 MW en el horizonte vinculante. El proyecto está conformado por la construcción e instalación del segundo circuito de la línea de transmisión LT 138 kV Yaros - Amarilis.		
Beneficiarios: Área de Demanda 5 (Sistema Eléctrico Huánuco)		
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 5,34 MM	S/ 20,34 MM
Costos de OyM:(**)	USD 0,16 MM	S/ 0,61 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:		
<u>Línea de Transmisión</u>		
Línea de Transmisión de 138 kV Yaros - Amarilis (segundo circuito)		
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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 30

Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
El proyecto consiste en la implementación de la nueva S.E. Mayorazgo 220 kV, la cual seccionará las dos líneas de transmisión en 220 kV que unirán las S.E. Ica (existente) e S.E. Intermedia (futura). Desde dicha subestación se alimentará, con una línea de doble circuito de 30,3 km aproximadamente a la nueva S.E. El Totoral 220/60/10 kV. Finalmente, la S.E. El Totoral se interconectará con la S.E. existente Santa Margarita, mediante una línea de doble terna en 60 kV de 8,97 km aproximadamente. El proyecto permite reforzar el suministro de energía al Sistema Eléctrico Ica.		
Beneficiarios: Área de demanda 8 (Sistema Eléctrico Ica)		
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 62,54 MM	S/ 238,42 MM
Costos de OyM:(**)	USD 1,88 MM	S/ 7,15 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:		
<u>Subestación</u>		
Construcción de Nueva S.E. Mayorazgo 220 kV		
Construcción de Nueva S.E. El Totoral 220/60/10 kV		
Ampliación de la S.E. Santa Margarita 220 kV		
<u>Línea de Transmisión</u>		
Línea de Transmisión de 220 kV Mayorazgo - El Totoral		
Línea de Transmisión de 60 kV El Totoral - Santa Margarita		
Línea de derivación de 220 kV, por el seccionamiento de las líneas de 220 kV Ica - Intermedia		
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.

Fuente: Elaboración Propia





Cuadro N° 31

Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)		
Descripción del Objeto del Proyecto:		
Con el ingreso del proyecto se refuerza el suministro de energía al Sistema Eléctrico - Marcona - Bella Unión - Chala. El proyecto consiste en conectar la nueva S.E. Marcona II a la barra de 220 kV de la S.E. Marcona existente, e instalar en esta subestación un transformador de 120 MVA. Desde esta subestación se alimentará, mediante una línea de transmisión de doble circuito de 57,5 km aproximadamente, a la nueva S.E. San Isidro 138/60 kV. Luego, desde esta nueva subestación se alimentará, mediante una línea de transmisión de doble circuito de 84 km aproximadamente, a la nueva S.E. Pampa 138/60 kV. Se interconectará la S.E. San Isidro con la S.E. existente Bella Unión, mediante una línea de transmisión de 60 kV de 6,29 km aproximadamente. Finalmente, también se interconectará la S.E. Pampa con la S.E. existente Chala, mediante una línea en 60 kV de 8,67 km aproximadamente.		
Beneficiarios:	Área de demanda 8 (Sistema Eléctrico Marcona - Bella Unión - Chala)	
Monto estimado de Inversión (Inc. IGV): (*)	USD 108,18 MM	S/ 412,44 MM
Costos de OyM:(**)	USD 3,25 MM	S/ 12,37 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. San Isidro 138/60/13,8 kV		
Construcción de nueva S.E. Marcona II 220/138/13,8 kV		
Ampliación de la S.E. Bella Unión 60 kV		
Construcción de nueva S.E. Pampa 138/60/13,8 kV		
Ampliación de la S.E. Chala 60 kV		
Línea de Transmisión		
Línea de transmisión de 138 kV Marcona II (Proyectado) – San Isidro (proyectado)		
Línea de transmisión de 60 kV San Isidro (proyectado) – Bella Unión		
Línea de transmisión de 138 kV San Isidro (proyectado) – Pampa (proyectado)		
Línea de transmisión de 60 kV Pampa (proyectado) – Chala		
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.gov.pe)

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

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 32

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.gov.pe)

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

Fuente: Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Cuadro N° 33

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.

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 34

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.

Fuente: Elaboración Propia





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 del Decreto Legislativo N° 1362, aprobado por Decreto Supremo N° 240-2018-EF, por lo cual no corresponde el desarrollo de esta sección en el presente Informe Multianual¹⁴.

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.



¹⁴ 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.



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

- **Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022**

Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos	2,7
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	1,0
Puntaje ponderado total	16,0

Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
--	---

Puntaje final	17,0
----------------------	-------------

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.

- **Proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión del OSINERGMIN**

SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos del proceso de APP	1,4
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

- Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030**

Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos	4,0
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	1,0
Puntaje ponderado total	17,3

Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
--	-----

Puntaje final	18,3
----------------------	-------------

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 Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas

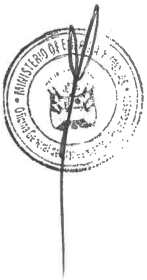
Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Específico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Específico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos	4,0
Criterio Específico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Específico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	1,0
Puntaje ponderado total	17,3

Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
--	-----

Puntaje final	18,3
----------------------	-------------

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 San José-Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas

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

Criterio Especifico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
--	-----

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.

ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colón, ampliaciones y subestaciones asociadas

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

Criterio Especifico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
--	-----

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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas

Crterios	Puntaje Ponderado
Criterio Especifico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Especifico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Especifico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Especifico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Especifico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos	1,3
Criterio Especifico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Especifico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Especifico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
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.

**ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas**

Crterios	Puntaje Ponderado
Criterio Especifico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Especifico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad y	2,0
Criterio Especifico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	1,3
Criterio Especifico 3: Ventajas y limitaciones de la obra pública	4,0
Criterio Especifico 4: Tamaño del proyecto que justifique los costos	1,3
Criterio Especifico 5: Competencia por el mercado	2,0
Criterio Especifico 6: Fortaleza institucional como factor de éxito del	1,0
Puntaje ponderado total	14,7
Criterio Especifico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
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 2023-2032**

Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabaylo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM:

1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabaylo (Tercer circuito)

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	2,7
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	16,0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1,0
Puntaje final	17,0

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 Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.

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	2,7
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	16,0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	17,0

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 Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500
kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones
asociadas**

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad	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	2,7
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	16,0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	17,0

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 Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José –
Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas**

Criterios	Puntaje Ponderado
Criterio Específico 1: Nivel de transferencia de riesgos	3,0
Criterio Específico 2: Capacidad de medición de la disponibilidad	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	2,7
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	16,0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	17,0

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.





Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, 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

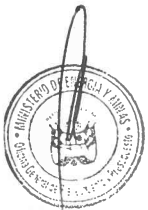
Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de contemplar la modalidad de APP para su desarrollo.

Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas

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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

**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.



**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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

**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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

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 Yaros – Amarilis (segundo 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	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.

Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (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.





PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

**Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), 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	2,7
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	16,0
Criterio Específico 7: Financiamiento por usuarios	1
Puntaje final	17,0

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 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)**

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

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

