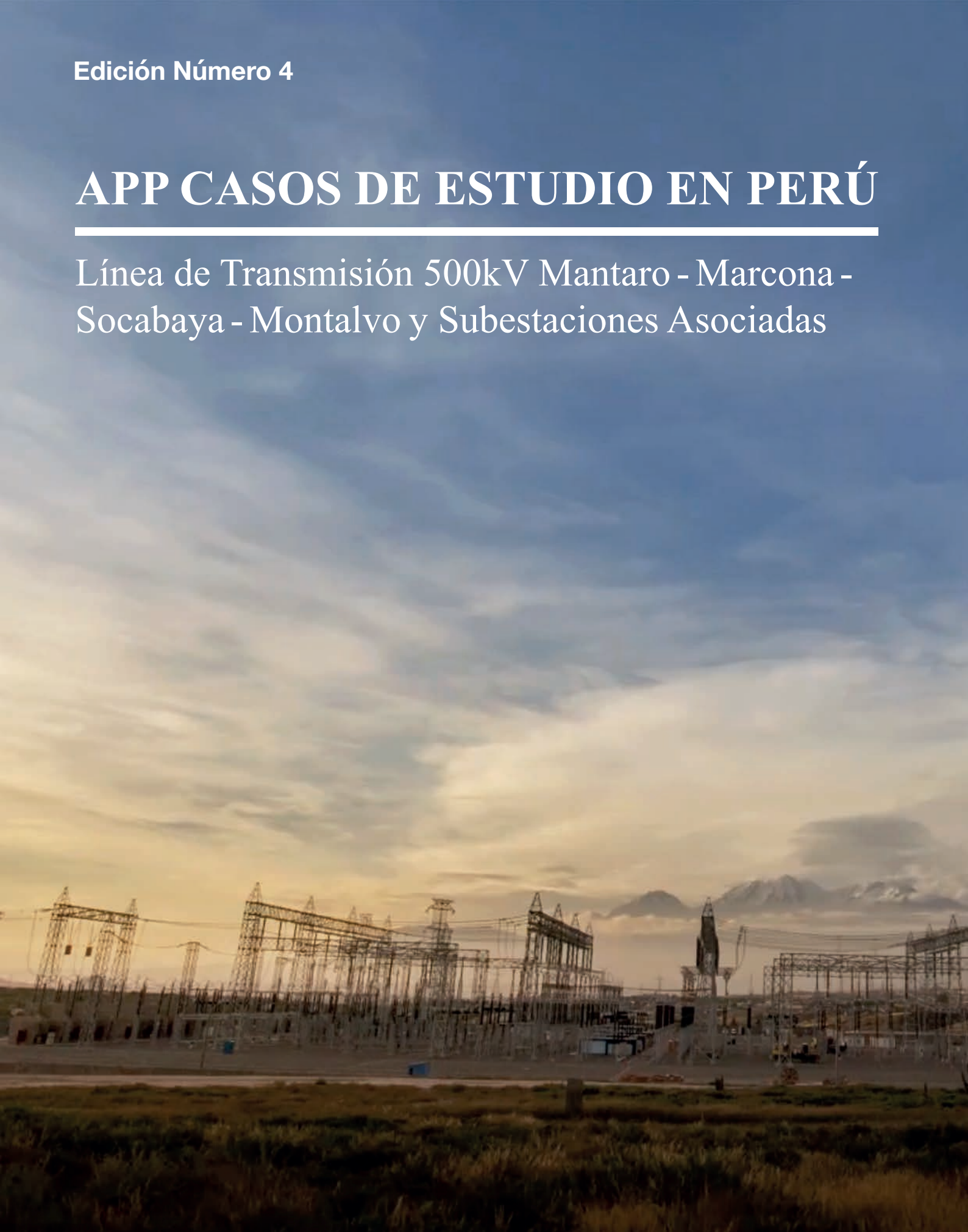
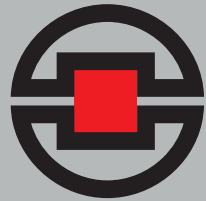


Edición Número 4

APP CASOS DE ESTUDIO EN PERÚ

Línea de Transmisión 500kV Mantaro - Marcona -
Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas





ProInversión

Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Perú

Disclaimer

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada no se responsabiliza por los comentarios y/o afirmaciones que el presente documento contenga puesto que, no representan una opinión institucional. La finalidad del presente documento es de carácter informativo - académico y no de crítica, las aseveraciones y/o afirmaciones vertidas en este material, resultan ser únicamente un ejercicio de divulgación sobre lecciones aprendidas a partir de las experiencias en los procesos de promoción de inversión privada. Esperamos que el lector encuentre el presente documento como un referente para comprender más sobre las APP en el Perú y cuál fue el proceso en el proyecto Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas.



APP CASOS DE ESTUDIO EN PERÚ

Sector Eléctrico

Editado por Agencia de Promoción de la Inversión Privada – ProInversión
Av. Canaval Moreyra N.º150 Piso 9
San Isidro, Lima, Perú

Proyecto: Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas.

Director Ejecutivo:

Jose Salardi Rodríguez

Comité editorial:

Raúl García

Editor central:

Ludwig Rivera y Walter Taco

Coordinación editorial:

Oficina de Comunicaciones e Imagen Institucional (ProInversión)

Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N° 2023-05407

Tiraje: Publicación web

1. Introducción	7
2. Evolución del sector Electricidad	8
2.1. Infraestructura de los servicios eléctricos	8
2.2. Infraestructura energética en el Perú	18
2.3. Proyectos adjudicados por ProInversión en el subsector Eléctrico	24
3. Antecedentes del proyecto	26
4. Marco institucional y legal	32
4.1. Gobernanza	32
4.2. Condiciones económicas	33
4.3. Condiciones legales	37
4.4. Condiciones sociales	38
5. Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas	40
5.1. Requisitos mínimos	44
5.2. Proyecto desarrollado por el concesionario	51
6. Licitación	51
6.1. Plan de promoción	52
6.2. Proceso del concurso	54
6.3. Convocatoria	60
6.4. Proceso de cierre	61
6.5. Características internas del proyecto	64
6.6. Costo del proyecto	64
7. Impactos del proyecto	64
7.1. Impacto ambiental	67
7.2. Impacto social	68
7.3. Impacto económico	68
8. La concesión en la actualidad	71
8.1. Perspectiva estatal	71
8.2. Perspectiva del concesionario	74
8.3. Adendas del proyecto	77
9. Matriz de evaluación	78
9.1. Metodología IESE Business School	78
9.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible	80
10. Lecciones aprendidas	81
11. Conclusiones	83
12. Bibliografía	85
Anexo	88

Ilustraciones

Ilustración 1: Actividades para la provisión de la electricidad	8
Ilustración 2: Etapas de la provisión de servicios eléctricos	9
Ilustración 3: Economías de escala en la industria de la electricidad	10
Ilustración 4: Precio, costo medio, demanda y producción de la electricidad	11
Ilustración 5: Curva de demanda-máxima y mínima de carga	11
Ilustración 6: Comparativo de flexibilidad y costo	12
Ilustración 7: Diagrama de un sistema convencional de generación de energía eléctrica	13
Ilustración 8: Relación potencia pérdida en corrientes de 500 KV, 230KV y 115 KV	14
Ilustración 9: Comparativo entre los sistema de distribución de alta y baja densidad	15
Ilustración 10: Comparativo mercados mayorista y minorista	16
Ilustración 11: Producción de Energía en el Perú en MW	18
Ilustración 12: Fuente de la energía producida en MW	18
Ilustración 13: Producción energética por zona y fuente	20
Ilustración 14: Usuarios del servicio de energía nivel nacional	22
Ilustración 15: Usuarios de los servicios por departamentos en miles	23
Ilustración 16: Tipología de proyectos adjudicados por Pro Inversión en el sector Eléctrico	24
Ilustración 17: Evolución de las líneas de transmisión en el Perú	24
Ilustración 18: Evolución de las inversiones ejecutadas en el sistema de transmisión eléctrica 2001 - 2022	25
Ilustración 19: Indicadores de competencia en la adjudicación de proyectos eléctricos 2008 - 2023 (II trimestre)	25
Ilustración 20: Ocho sistemas aislados de generación eléctrica de los años 80 en el Perú	29
Ilustración 21: Sistema Interconectado Centro Norte SICN	30
Ilustración 22: Línea Zapallal Trujillo	30
Ilustración 23: Variación porcentual real del PBI 2002-2015 (porcentaje)	34
Ilustración 24: Inflación anual 2006-2015 (porcentaje)	34
Ilustración 25: Inversión bruta fija privada 2004-2013 (variación porcentual real)	35
Ilustración 26: Inversión bruta fija privada 2004-2013 (porcentaje del PBI)	35
Ilustración 27: Variación del sector Construcción	36
Ilustración 28: Número de conflictos sociales	38
Ilustración 29: Configuración proyecto MAMO	43
Ilustración 30: Líneas de transmisión proyecto MAMO	44
Ilustración 31: Distritos que contemplan equipos físicos del proyecto	48
Ilustración 32: Línea Zapallal	50
Ilustración 33: Línea de Transmisión 500 kV MAMO	50
Ilustración 34: Principales hitos de MAMO	60
Ilustración 35: Accionistas de ISA	61
Ilustración 36: Ingresos de ISA - REP	61
Ilustración 37: Personal de ISA	62
Ilustración 38: Costo de Servicio Total Anual	64
Ilustración 39: Líneas de transmisión del proyecto MAMO	65
Ilustración 40: Subestaciones proyecto MAMO	66
Ilustración 41: Línea Zapallal	68
Ilustración 42: Reducción de las pérdidas del Sistema Principal De Transmisión	70
Ilustración 43: Inversiones ejecutadas en el sector eléctrico	71
Ilustración 44: Futuras líneas de transmisión en el área de influencia del proyecto	72
Ilustración 45: Torre de tensión del Proyecto MAMO	77
Ilustración 46: ODS afectos al proyecto	80

Tablas

Tabla 1: Producción energética nacional por fuente en el mes de febrero del 2023	19
Tabla 2: Producción de alumbrado eléctrico por red pública	21
Tabla 3: Cliente por tipo de consumo	21
Tabla 4: Sistemas eléctricos en el Perú	28
Tabla 5: Conflictos sociales en el Perú al 2013	38
Tabla 6: Requerimiento por cada línea de transmisión	40
Tabla 7: Requerimiento por cada línea de transmisión	40
Tabla 8: Pérdidas máximas permitidas por tramo	40
Tabla 9: Niveles de tensión y aislamiento	41
Tabla 10: Niveles de corriente	42
Tabla 11: Niveles	42
Tabla 12: Distritos afectos al proyecto	47
Tabla 13: Componentes del proyecto	49
Tabla 14: Apertura de sobres N°2	59
Tabla 15: Costo de servicio total	59
Tabla 16: Ingresos de ISA - REP	61
Tabla 17: Personal ISA 2013	62
Tabla 18: Valores referenciales del proyecto	64
Tabla 19: Costo de la Línea Mantaro a Marcona	64
Tabla 20: Costo de la Línea Marcona a Socabaya	64
Tabla 21: Costo de la Línea Socabaya a Montalvo	64
Tabla 22: Costo total de las líneas del proyecto MAMO	65
Tabla 23: Costo de la subestación Campo Armiño	65
Tabla 24: Costo de la subestación Mantaro	65
Tabla 25: Costo de la subestación Poroma	65
Tabla 26: Costo de la subestación Socabaya	65
Tabla 27: Costo de la subestación Montalvo	66
Tabla 28: Costo total de las subestaciones	66
Tabla 29: Costo de la operación y mantenimiento del componente de las líneas de transmisión del Proyecto MAMO	66
Tabla 30: Costo de la operación y mantenimiento del componente de las subestaciones del Proyecto MAMO	66
Tabla 31: Hitos del proyecto MAMO	66
Tabla 32: Empresas del Sistema de Transmisión 2014	67
Tabla 33: Elasticidades del estudio de Marina y Llanos	69
Tabla 34: Matriz de evaluación	79

Datos básicos

El proyecto comprende la concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la línea de transmisión y subestaciones asociadas, y tiene como área de influencia las regiones de Huancavelica, Ica, Arequipa y Moquegua.

Este consideró la construcción de tres tramos de línea de transmisión en 500 kV, con una distancia estimada total de 917 km y una capacidad de 1400 MVA. Así como de dos subestaciones nuevas: Mantaro Nueva 500/220 kV y Socabaya Nueva 500/220 kV. Por otra parte, se contempla la ampliación de tres subestaciones existentes: Campo Armiño 220 kV, Marcona Nueva 500 kV y Montalvo 500 kV.

Inicialmente con una inversión estimada de USD 380 millones, el proyecto se encuentra calificado como autosostenible, dado que se financia con el peaje de transmisión que se incluye en la tarifa de energía eléctrica pagada por los usuarios. Cuenta con un plazo de concesión de 30 años más el periodo de construcción (36 meses). Se consideró como factor de competencia el menor Costo del Servicio Total, el cual retribuía los costos y gastos incurridos para la instalación y operación.

Características de la concesión

Tipo de concesión: Concurso de Proyecto Integral de una Línea de Transmisión 500 kV

Área de influencia: Huancavelica, Ica, Arequipa y Moquegua

Longitud: 917 km

Modo de desarrollo: Design, Financing, Building, Operation and Transfer (DFBOT)

Inversión estimada: USD 278 millones

Convocatoria: 17 de diciembre del 2012

Aprobación de las bases del contrato: 11 de junio del 2013

Aprobación de la versión final del contrato: 14 de junio del 2013

Buena pro: 18 de julio del 2013

Firma de contrato de concesión: 26 de septiembre del 2013

Puesta en Operación Comercial: 30 de noviembre del 2017

Adjudicatario: Interconexión Eléctrica S. A.

Empresa concesionaria: Consorcio Transmataro S. A. - CTM

Duración: 30 años

Entidad concedente: Ministerio de Energía y Minas - Minem

Entidad regulatoria: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - Osinergmin

1. Introducción

La energía eléctrica sea quizá el factor más importante del avance tecnológico que atravesamos, el cual ha impactado en todas las actividades que realizamos. En ese sentido, recordemos que esta tiene su inicio con la revolución industrial. En estas etapas se dieron cambios significativos al proceso de desarrollo de las sociedades; por un lado, se introdujeron las máquinas a vapor que principalmente se utilizaron en la industria textil, ferrocarriles y barcos, medios de transporte que dinamizaron el comercio. Con el tiempo, las máquinas a vapor fueron desapareciendo y en su reemplazo la energía eléctrica fue tomando protagonismo permitiéndonos ahora desarrollar nuestras actividades cotidianas con mayor facilidad, y también contribuyendo a mejorar nuestra calidad de vida. Actualmente, el uso de la energía eléctrica se ha extendido a todos los ámbitos de nuestras actividades; tomemos como ejemplo al empleo de los autos eléctricos. Si bien este mercado aún no se ha desarrollado en el Perú, en otros países como China, EE.UU. y Noruega ya es una realidad, y su demanda está en crecimiento.

En nuestro país, la gestión del suministro de energía eléctrica tiene como objetivo contribuir a la mejora de la calidad de vida los ciudadanos, por ello se han desarrollado una serie de proyectos de transmisión eléctrica entre el sector público y privado para cubrir la demanda creciente de energía de la población peruana, y de esta manera cerrar las brechas de infraestructura y servicios públicos en nuestro país. Esta última problemática se intensifica con la presencia de una geografía tan accidentada y diversa como la tiene el Perú, causando que se tengan complicaciones en la provisión de servicios público básicos. No obstante, si bien proveer de energía eléctrica a una población de más de 33 millones de peruanos supone un reto muy complejo; al día de hoy se ha avanzado intensamente. Es así que el Centro Nacional de Planeamiento Estratégico prevé que al 2026 el 100% de los hogares contará con acceso al servicio de energía eléctrica.

El Proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas" ha representado un gran logro en ingeniería del país, puesto que representa un hito en el desarrollo de las líneas de transmisión nacional al ser el primer proyecto que contempló una transmisión de 500 kV en el Perú; en adición, este proyecto implicó la construcción de la línea de transmisión con mayor altura en Latinoamérica (más de 4000 msnm. en Ayacucho). En ese contexto, el proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas", ha logrado tener un impacto significativo en el desarrollo del país al transmitir energía eléctrica del centro al sur del país, siendo su área de influencia las regiones de Huancavelica, Ica, Arequipa y Moquegua. El adecuado desarrollo de este proyecto no hubiese sido posible sin la gran colaboración que existió y existe entre el Estado y el sector privado.

Dicho esto, esperamos que el presente documento pueda contribuir a que el lector conozca más sobre un proyecto que fue ejecutado bajo la modalidad APP en el sector energía que significó un gran desafío de ingeniería y de gestión.

2. Evolución del sector

2.1 Electricidad

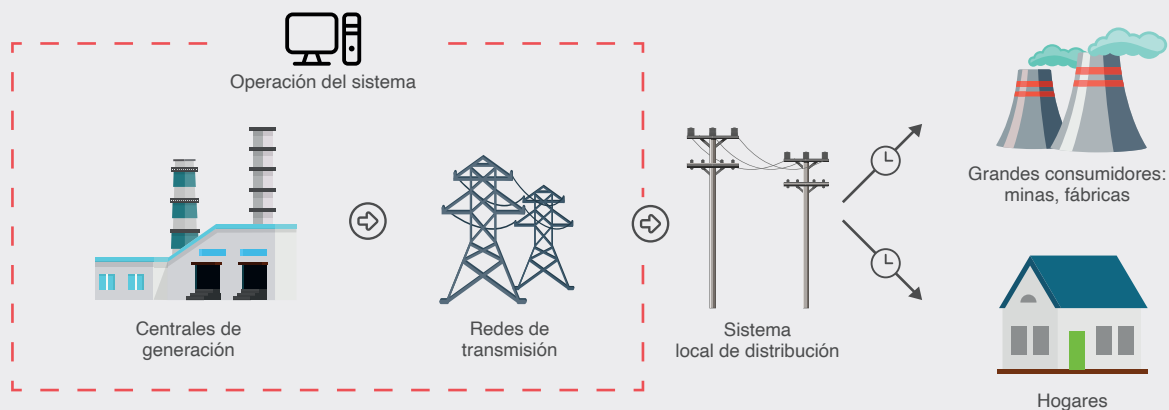
2.1 Infraestructura de los servicios eléctricos

A lo largo de la historia, en su proceso de desarrollo, la humanidad ha interactuado con fenómenos de la naturaleza para la mejora de su bienestar. Uno de esos fenómenos es la electricidad, la cual, acorde a múltiples autores e investigadores es producida por la interacción de cargas tanto positivas como negativas de los cuerpos físicos, pero ¿cuándo llegó a ser descubierta?

Varias civilizaciones ya tenían conocimiento de este fenómeno, no obstante, no fue sino hasta el siglo XVI, cuando el médico William Gilbert introdujo el término *electricus* en los círculos de estudio de Inglaterra. Posteriormente, en 1946, Thomas Browne introdujo por primera vez el término "electricidad" y de esa forma se consagró un nuevo campo de estudio.

Posteriormente, muchos investigadores como Alessandro Volta, Michael Faraday y Humphrey Davy realizaron muchos aportes a este nuevo campo de la industria. Especial mención se la debemos atribuir a Michael Faraday, quien en 1831 creó el primer generador eléctrico, el cual resolvió el problema de la inexistencia de un artefacto que permitiera la continuidad de la corriente eléctrica. Con ese avance se sentaron las bases para el desarrollo de los sistemas de provisión de energía eléctrica.

Ilustración 1
Actividades para la provisión de la electricidad



Fuente: Hunt 2002, adaptación ProInversión 2023

Siguiendo la literatura internacional en referencia a procesos de distribución de los servicios de electricidad, podríamos dividir las actividades de la cadena productiva de la electricidad en 4 fases [1, 4, 5 y 11]:

a) **Actividades para la generación eléctrica:** consiste en la producción de energía eléctrica, generalmente hidráulica o térmica.

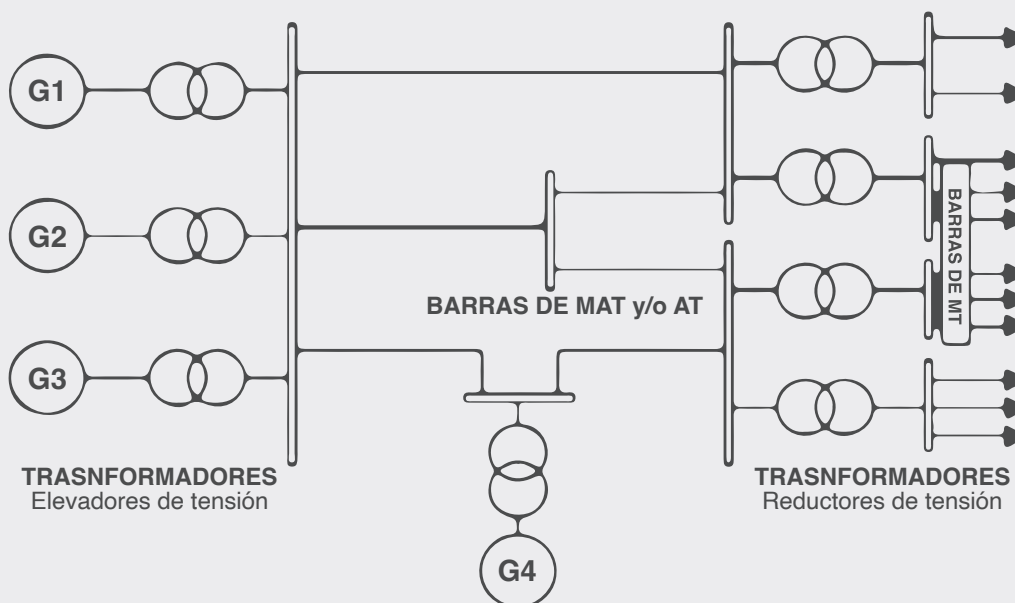
b) **Actividades para la transmisión eléctrica:** se refiere a la conducción de la energía eléctrica desde las centrales hasta los grandes centros de consumo, a muy alto voltaje para que pueda recorrer grandes distancias.

c) **Actividades para la distribución eléctrica:** se refiere al transporte de energía eléctrica, desde su punto de entrega en el sistema de transmisión, hasta el usuario final.

d) **Actividades para la comercialización eléctrica:** consiste en la compra y venta de energía eléctrica. Incluye la facturación, medición y en general la atención que requiere el usuario final del servicio.

Las actividades de comercialización podrían estar incluidas dentro de las actividades de distribución[1]; sin embargo, es necesario precisar que estas actividades se encuentran enmarcadas dentro de la normativa nacional[2] (Véase ilustración 2).

Ilustración 2
Etapas de la provisión de servicios eléctricos



Fuente y elaboración: Dammert, Garcia y Molinelli (2010)

2.1.1 Generación eléctrica

La energía puede ser dividida en dos tipos: energía primaria y energía secundaria[3]. Las actividades de generación eléctrica están estrechamente relacionadas a la energía primaria; puesto que, a través de determinados procesos de inducción electromagnética la energía primaria se transforma en energía eléctrica.

La energía primaria la podemos encontrar en la naturaleza y no ha sufrido ningún tipo de modificación, mientras que la secundaria se obtiene a partir de la primaria mediante el empleo de un determinado proceso de transformación. Las fuentes de energía primaria son de reserva[4] y se mencionan a continuación:

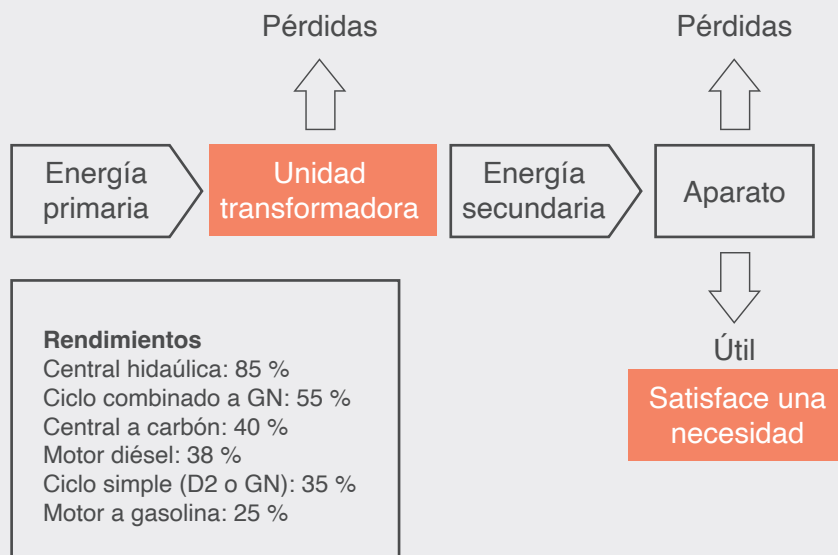
- Carbón
- Nuclear
- Solar
- Petróleo
- Hidro
- Geotérmicas
- Gas natural
- Eólicas
- Mareomotriz
- Biomasa

Después de un proceso transformativo se convierten en energía secundaria y posteriormente tienen un uso final, los cuales son:

- Electricidad → Calor
- Combustibles líquidos → Iluminación
- Combustibles sólidos → Fuerza
- Combustibles gaseosos → Movimiento

Este proceso de transformación de la energía está sujeto a pérdidas y rendimientos que son propios de la fuente de energía.

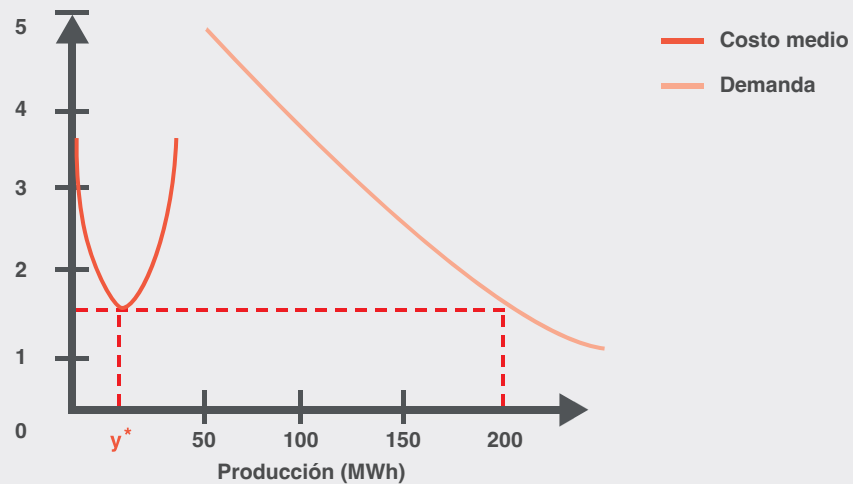
Ilustración 3
Economías de escala en la industria de la electricidad



Fuente: Espinoza (2005), Adaptación: Osinergmin 2010

En promedio, las actividades de la generación eléctrica representan entre el 35 % y el 50 % del costo total de la electricidad[1] (este costo dependerá de la naturaleza de la fuente de energía). Debido a la presencia de economías de escala (las cuales son rápidamente consumidas por el alto nivel de demanda de los sistemas eléctricos), es posible la creación de sistemas de competencia para la provisión de electricidad que permiten mejorar y maximizar el bienestar de los ciudadanos[5]. Es necesario precisar que un mercado eficiente se deberá de operar con distintas escalas y tecnologías de producción[2]. (Véase ilustración 4).

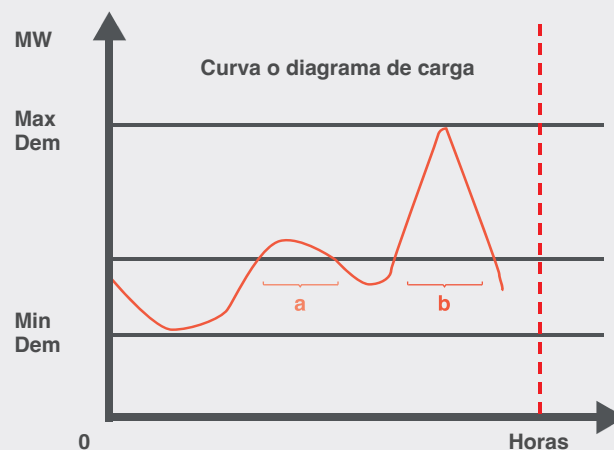
Ilustración 4
Precio, costo medio, demanda y producción de la electricidad



Fuente: Train (1991), Adaptación: Osinergmin (2010)

La principal característica de este conjunto de actividades es que permite satisfacer el pico de demanda del año (máxima demanda del sistema). Para ello se deberá de considerar la curva de carga (la que considera los patrones de demanda horario, Véase ilustración 5). Estas estimaciones deberán de contemplar el horizonte de un año para el desarrollo de las planificaciones correspondientes:

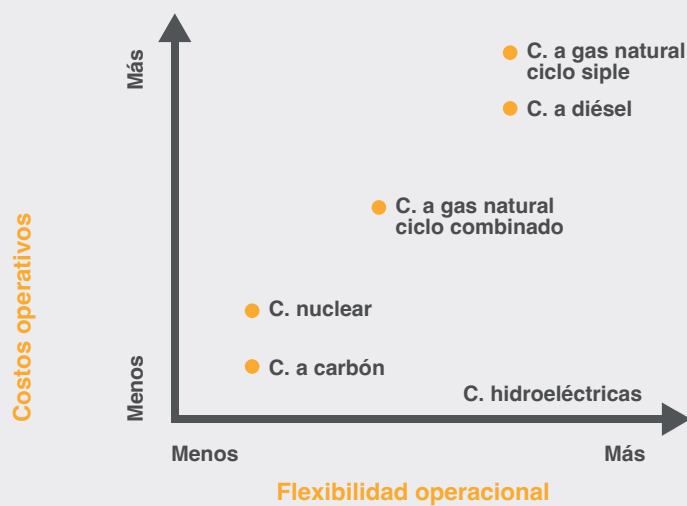
Ilustración 5
Curva de demanda-máxima y mínima de carga



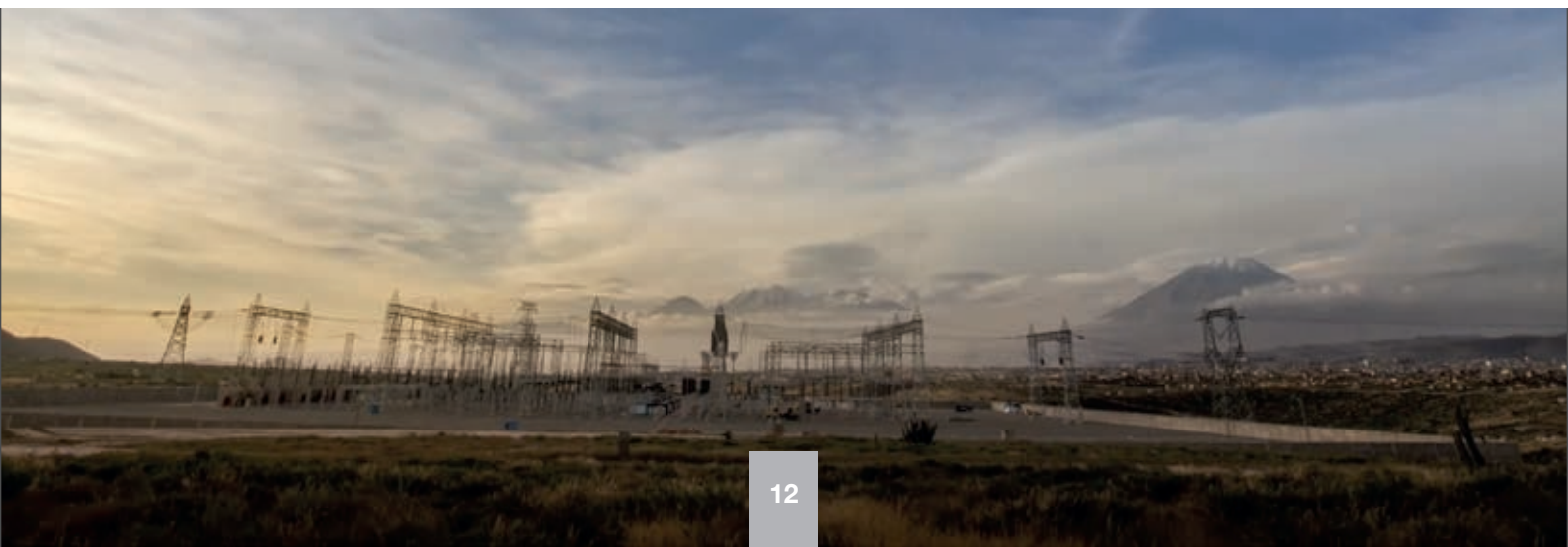
Fuente: Oren 1985, Adaptación: Osinergmin 2010

Como mencionamos anteriormente, la importancia de estas actividades en el proceso de producción y distribución de energía es que, como su nombre menciona, “generan” energía, pero esa generación responde a un flujo de demanda que no siempre es constante. Las personas no consumen la misma cantidad de energía todos los días; por ello, es necesario un sistema de producción flexible ante las variaciones de la demanda para mantener un equilibrio constante[2]. Por ello, la flexibilidad operacional de las centrales eléctricas es una herramienta de suma importancia para la gestión de la demanda y oferta. A continuación, se presenta un comparativo de la flexibilidad operacional y los costos operativos de los tipos de centrales energéticas[7] siendo las centrales hidroeléctricas las más flexibles operacionalmente y a la vez menos costosas.

Ilustración 6
Comparativo de flexibilidad operacional y los costos operativos de los tipos de centrales



Fuente: Penn State University Adaptación: Osinergmin 2010



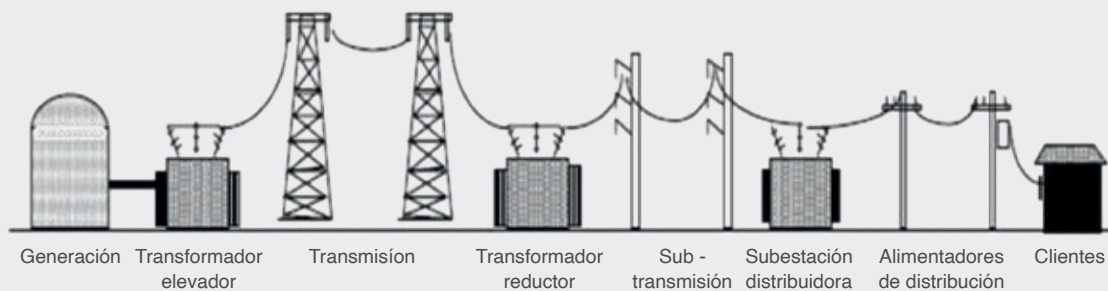
2.1.2 Transmisión eléctrica

Una vez que se genera la energía eléctrica, ¿cómo la transportamos a las poblaciones que harán uso de ella? La respuesta es a través de líneas de transmisión, subestaciones eléctricas de transformación, torres de transmisión, y otra infraestructura complementaria que brinde el soporte necesario. Las fuentes primarias de energía no suelen estar aledañas o cerca de las poblaciones, por ello, se necesita que estos segmentos (líneas de transmisión) puedan unir a la generación con las poblaciones de uso[8]. *“Es más económico trasladar energía eléctrica que transportar las fuentes de energía primaria hacia los puntos de demanda”* [2].

El proceso de transmisión representa entre el 5 % y el 15 % de los costos totales de la electricidad[1]. Para su correcta operación son necesarios cables, los cuales son en su gran mayoría de aluminio y aleaciones de acero y aluminio. En dichas redes de transmisión la energía fluye libremente como corriente continua/directa o corriente alterna puesto que no es posible su encendido y apagado[9].

Es necesario precisar que, en el proceso de transmisión, al igual que el proceso de generación, también se tienen pérdidas de potencia[2].

Ilustración 7
Diagrama de un sistema convencional de generación de energía eléctrica



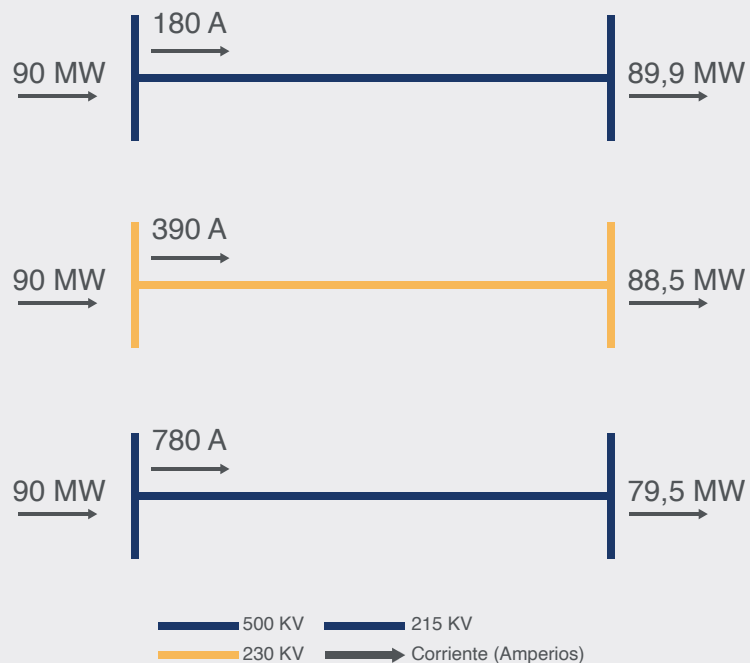
Fuente: Mirez 2011



A fin de reducir las pérdidas y el ahorro de costo, estas deberán de hacerse en voltajes que se encuentren entre los 100 y 500 kilovoltios, debido a la menor necesidad del empleo de cables[1 y 2]. Con este tipo de infraestructura se podrá minimizar la pérdida de infraestructura entre el 1 % y 3 % (sistemas de transmisión más eficientes).

Una de las principales características de este componente del proceso del sector Electricidad, es que cuenta con dos eventos económicos: economías de escala y economías de densidad. Las economías de escala evidencian la reducción del costo medio de transportar electricidad por kilómetro de red a medida que se incrementa la capacidad de transmisión de la red[2]. Las economías de escala responden a los altos costos hundidos (costos fijos) y a las considerables variaciones en el aumento de la capacidad derivada de cambio en el voltaje[3].

Ilustración 8
Relación potencia pérdida en corrientes de 500 KV, 230KV y 115 KV



Fuente: Drew 2004 Adaptación: Osinergmin



2.1.3 Distribución eléctrica

En los dos apartados anteriores hemos abordado al proceso de generación y transmisión eléctrica de alta tensión (elevado voltaje de energía eléctrica); sin embargo, ¿será energía eléctrica de alta tensión la que reciben los usuarios finales en sus domicilios para el desarrollo de sus actividades? Por supuesto que no, después de los procesos de generación y transmisión, para que la energía eléctrica llegue a los domicilios de los usuarios finales existen dos procesos adicionales: el de distribución y comercialización.

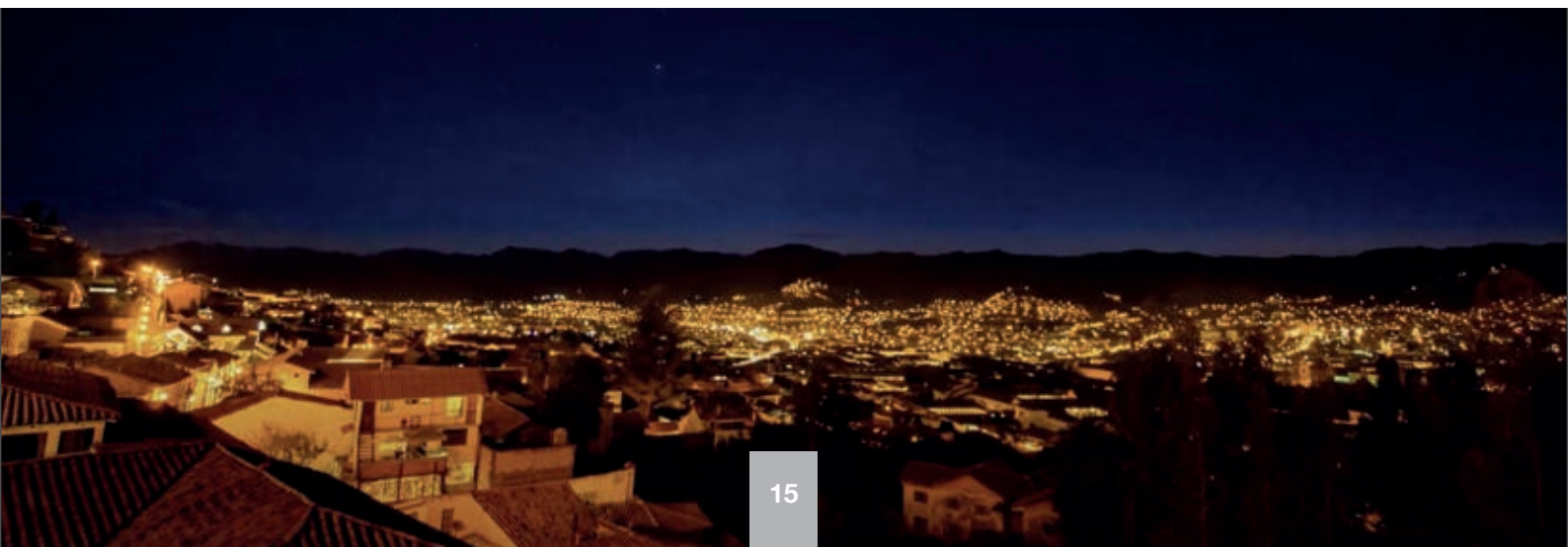
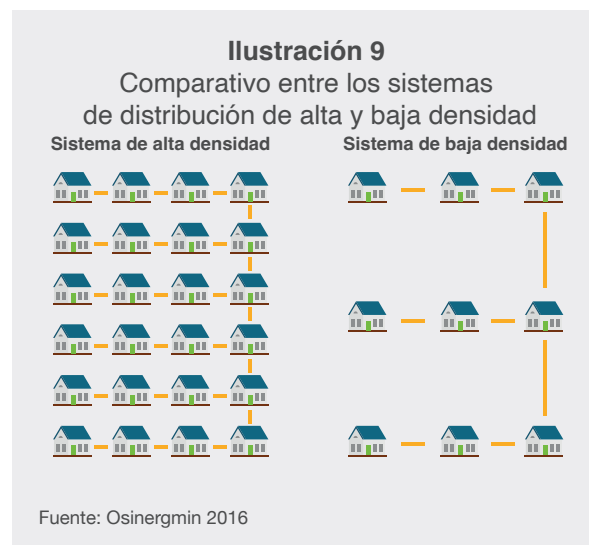
A modo de repaso: primero se genera la energía eléctrica a cierto nivel de voltaje elevado. Segundo, para poder transportarla a distancias grandes, se sube el voltaje de esta energía eléctrica a 220 kV en muchos casos. Tercero, para distribuir esta energía, por medio de subestaciones eléctricas y otra infraestructura adicional, se regula el voltaje y se baja el nivel de la energía eléctrica (podría ser a 10 kV). Cuarto y último paso, se disminuye mucho más el nivel del voltaje, para que esta energía eléctrica finalmente llegue a los hogares.

En promedio la distribución representa entre el 30 % y el 50 % de los costos de la electricidad[1]. Las actividades de distribución son realizadas por medio de acometidas aéreas o las acometidas subterráneas (no muy frecuentes en nuestro país) por la naturaleza de su propósito, las líneas de distribución operan con voltajes mucho menores a los contemplados en las líneas de transmisión. En ese sentido las pérdidas de energía suelen ser mayores estando ahora entre el 4 % y 9 %[2].

La infraestructura de un sistema de distribución contempla líneas y redes primarias en media tensión, subestaciones de distribución, redes de distribución secundaria y los servicios relacionados al alumbrado público[2].

Es necesario precisar que, al igual que las líneas de transmisión, las líneas de distribución contemplan características de economía de ámbito. Es más rentable económicamente distribuir energía y potenciar un mismo sistema que distribuirlo por más de dos sistemas.

Además de ello, este tipo de infraestructuras presenta economías de densidad[8], lo cual indica que los costos medios se irán reduciendo a medida que se incremente la densidad de los usuarios de la red. En síntesis, es mucho más atractivo, económicamente, proveer de energía a sistemas de alta densidad que a sistemas de baja densidad, tómesese como ejemplo el siguiente diagrama:

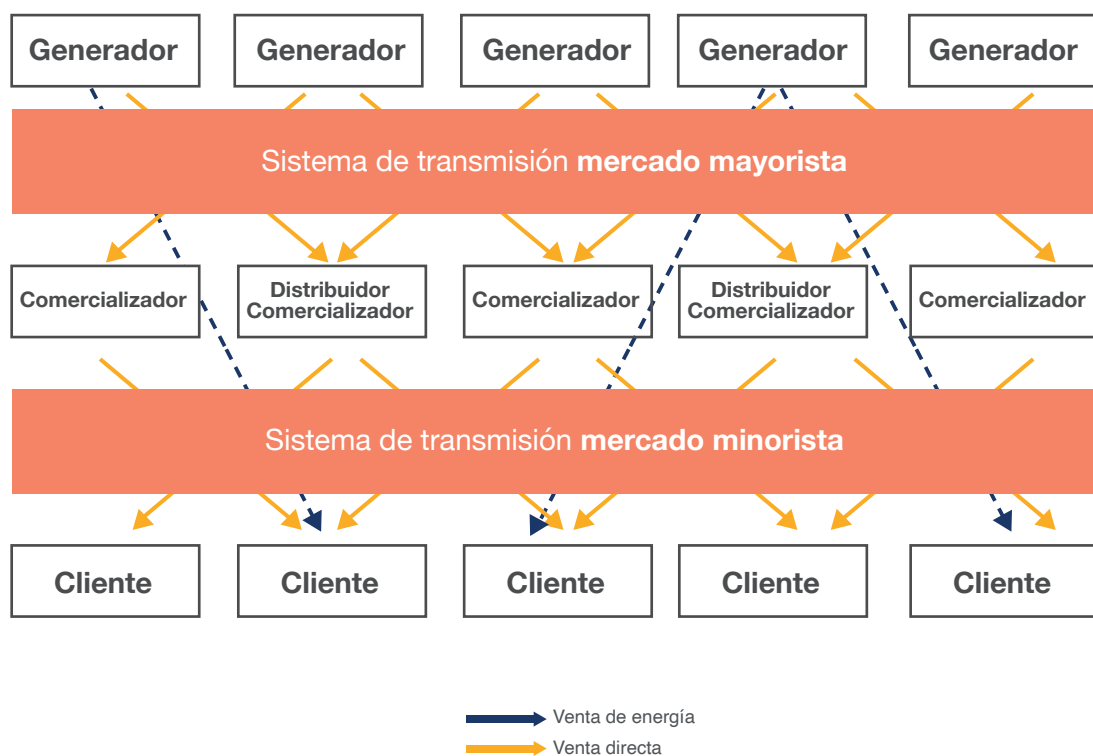


2.1.4 Comercialización eléctrica

La última etapa de la cadena de la electricidad está comprendida por las actividades de comercialización. Este es un proceso complementario al proceso físico de generación y transporte, cuya función principal es la entrega de electricidad desde las etapas de generación hasta los usuarios finales[2].

Los procesos de comercialización no son solo para los usuarios minoristas (familias y/o MYPES), sino que también podrían tomar la figura de comercialización mayorista (de la cual dependen los generadores y distribuidores). En la comercialización sí podemos encontrar altos niveles de competencia, por lo cual, sí se puede permitir la entrada de múltiples operadores, pero en la actualidad, tal como se contempla en nuestra normativa, la comercialización minorista está integrada a los procesos de distribución eléctrica. En el caso del segmento mayorista, los consumidores pueden escoger a sus proveedores del servicio eléctrico. Este proceso de selección se da por medio de una competencia de precios y de diferentes niveles de calidad de los comercializadores del servicio.

Ilustración 10
Comparativo mercados mayorista y minorista



Fuente: Hunt
Adaptación: Osinergmin



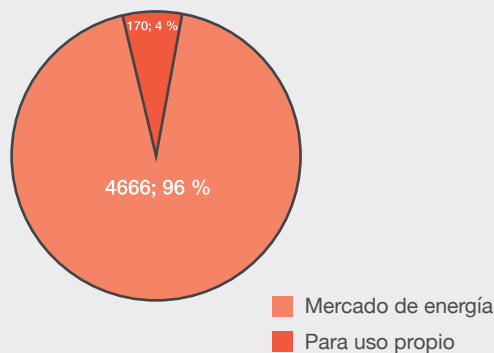
2.2 Infraestructura energética en el Perú

Ahora que conocemos los cuatro principales procesos: generación, transmisión, distribución y comercialización, procederemos a analizar cuál es el estado situacional del sector Electricidad en el Perú. Por ello, se ha dividido este subcapítulo en dos partes importantes: 1) producción de la energía y 2) consumo nacional.

2.2.1 Producción de energía

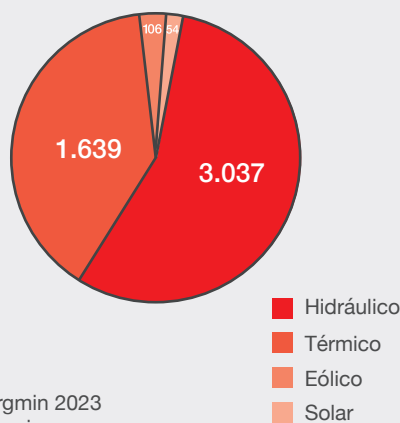
Según los datos de la base de datos de Osinergmin a febrero del presente año, en el Perú se producían 4836 GWh, de los cuales el 96 % (4666 GWh) eran destinados al mercado energético; mientras que el 4 % (169 GWh) se destinaba para el uso propio de las centrales eléctricas en el Perú. Es necesario precisar que, de las 4 fuentes principales de producción, la energía térmica tiene un ratio mucho mayor de consumo/producción en referencia a otras fuentes de energía.

Ilustración 11
Producción de Energía en el Perú en MW



Fuente: Osinergmin 2023
Elaboración propia.

Ilustración 12
Fuente de la energía producida en MW



Fuente: Osinergmin 2023
Elaboración propia.

La producción de la energía eléctrica no es homogénea; por ello, para gestionarla en el Perú, se procedió a contemplar solo cuatro macroregiones de gestión: norte, sur, oriente y centro. Como resultado se encontró que la energía se genera a nivel nacional bajo el siguiente esquema:

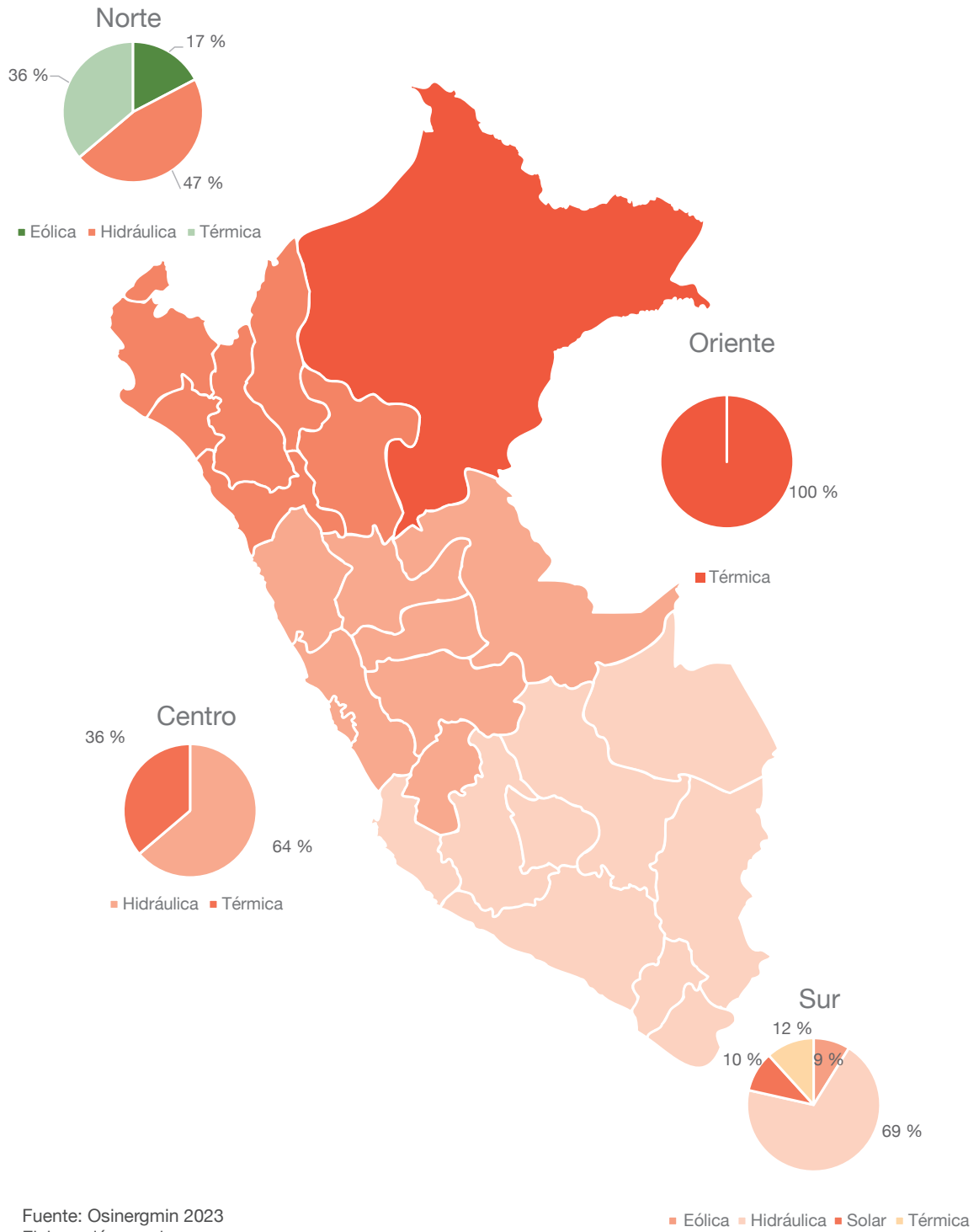
Tabla 1
Producción energética nacional por fuente en el mes de febrero del 2023

Zona	Producción febrero	Eólica	Hidráulica	Solar	Térmica	Total
Norte	329	57	153	-	119	329
Centro	3917		2498	0	1419	3917
Sur	554	49	386	54	65	554
Oriente	36	-	-	-	36	36
Total	4836	106	3037	54	1639	4836

Fuente: Osinergmin 2023
Elaboración propia.



Ilustración 13
Producción energética por zona y fuente



En referencia a las líneas de transmisión energética en operación, acorde a los datos de abril de Osinergrmin 2023, existen cerca de 13 502,9 kilómetros de líneas de transmisión, las cuales han representado una inversión de 2,9848.1 millones de dólares. En referencia a las centrales energéticas, en el Perú existen 145 centrales (centrales hidroeléctricas, termoeléctricas, biomasa y solar-fotovoltaica), las cuales tienen una potencia instalada de 13 577,04 megavatios.

2.2.2 Consumo nacional

En referencia al consumo nacional, se tiene la siguiente información[12]:

Tabla 2
Producción de alumbrado eléctrico
por red pública

V: la vivienda tiene alumbrado eléctrico por red pública			
Área	Sí tiene alumbrado eléctrico	No tiene alumbrado eléctrico	Total
Urbano	93 %	7 %	100 %
Rural	65 %	35 %	100 %

Fuente: Censo 2017
Elaboración propia.

Debido a la expansión de la infraestructura de generación y de transmisión, los valores del acceso de las viviendas que cuentan con alumbrado eléctrico han alcanzado el 93 % en el ámbito urbano; mientras que en el ámbito rural solo el 65 % mencionó que tenía un acceso a dicho servicio[12].

En referencia al número de clientes por suministro de energía eléctrica, al 2021 (último año de emisión de la información formal del INEI) se contemplaba que los usuarios del mercado regulado acumulaban casi el 100 % de los consumidores. Los usuarios del mercado libre eran tan solo 2859; mientras que los usuarios del mercado regulado sumaban un total de 8 459 124 usuarios (muy alta tensión; alta tensión; media tensión; y baja tensión).

Tabla 3
Cliente por tipo de consumo

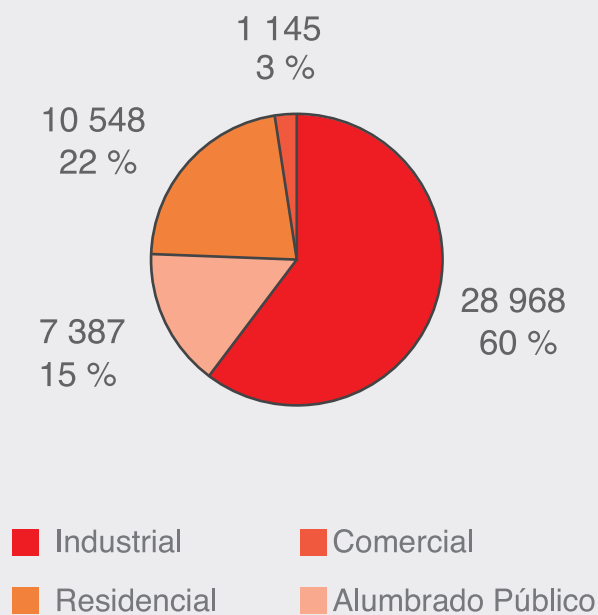
	Año	2020	2021
Mercado libre	Muy alta	69	66
	Alta	183	164
	Media	2 300	2 626
	Baja	-	3
Mercado regulado	Muy alta	1	1
	Alta	8	5
	Media	19 252	19 435
	Baja	7 873 870	8 439 683
Total		7 895 683	8 461 983

Fuente: INEI 2021
Elaboración propia.

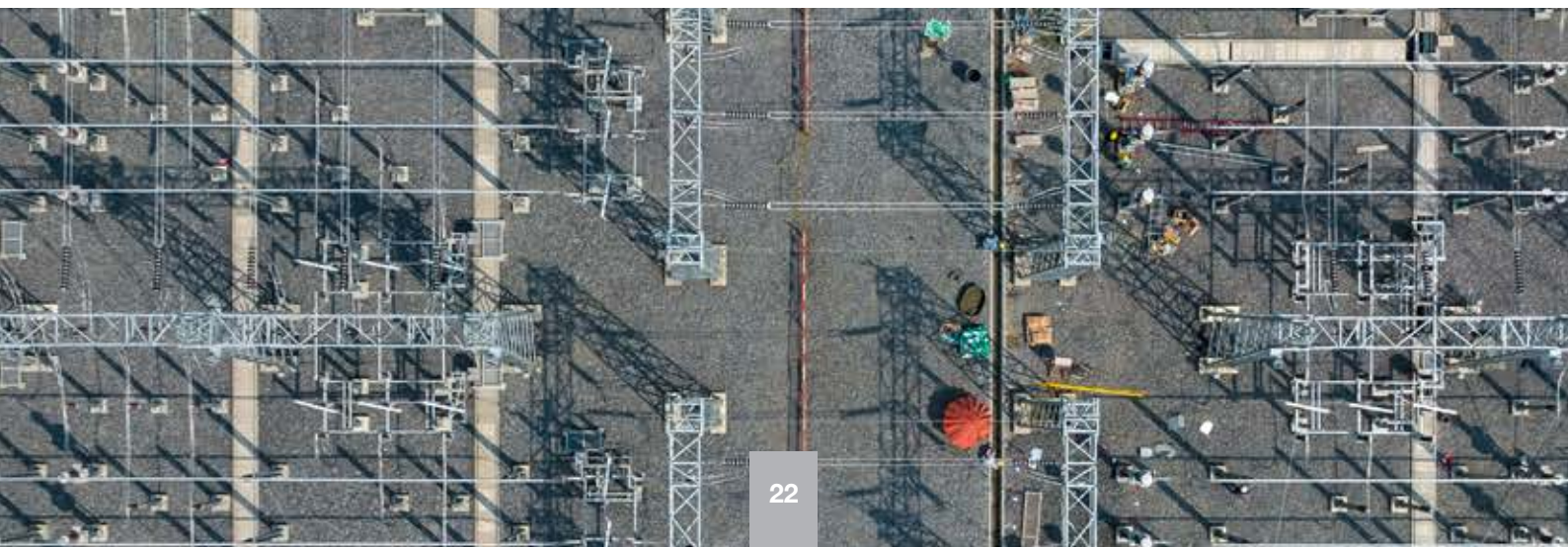
En referencia a la comercialización de la energía eléctrica, al 2021 se tenía que el 60 % de la producción nacional era destinada al sector industrial, el 22 % al sector residencial, el 15 % al sector comercial, y solo el 3 % al alumbrado público.

Ilustración 14

Usuarios del servicio de energía nivel nacional 2021

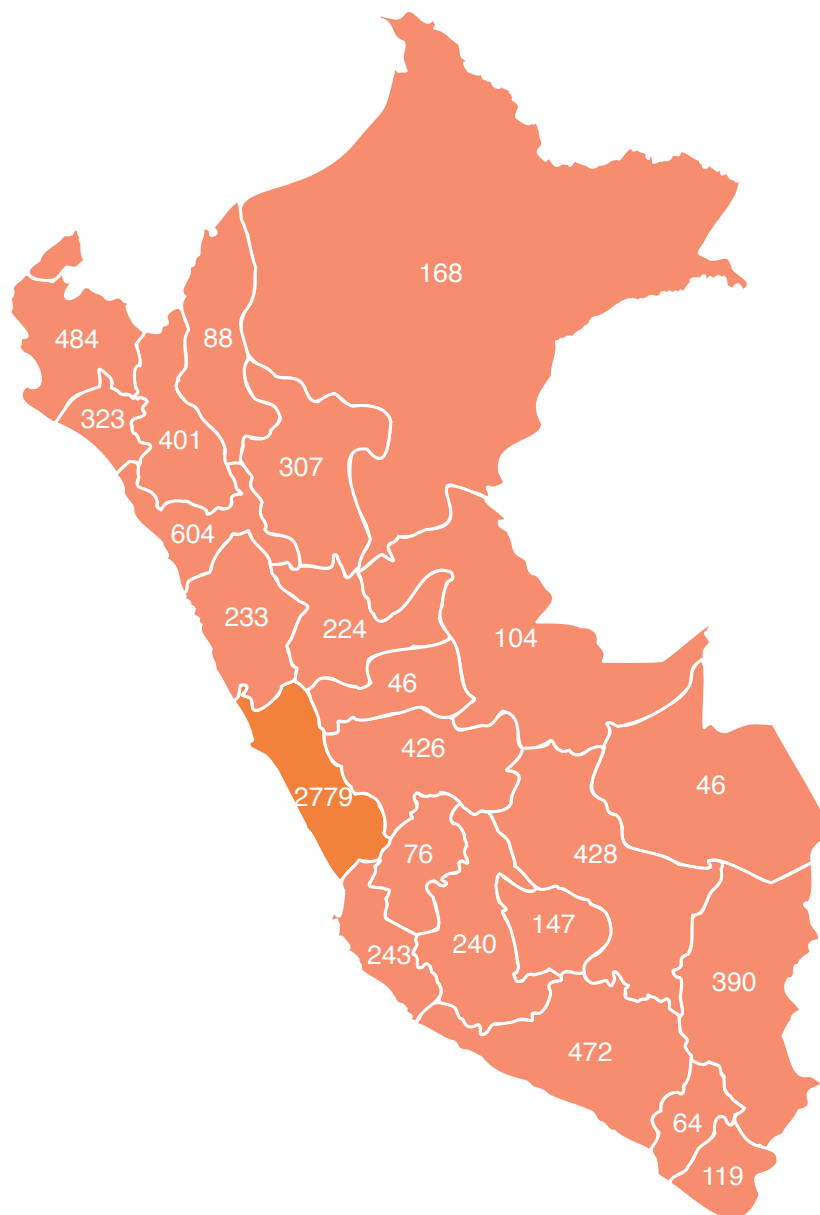


Fuente: INEI 2021
Elaboración propia.



De la cantidad comercializada, la región Lima es la que presenta un mayor consumo agregado del 33 %; mientras que las regiones Arequipa, La Libertad y Piura tienen un consumo promedio del 6 % al 7 %.

Ilustración 15
Usuarios de los servicios por departamentos en miles



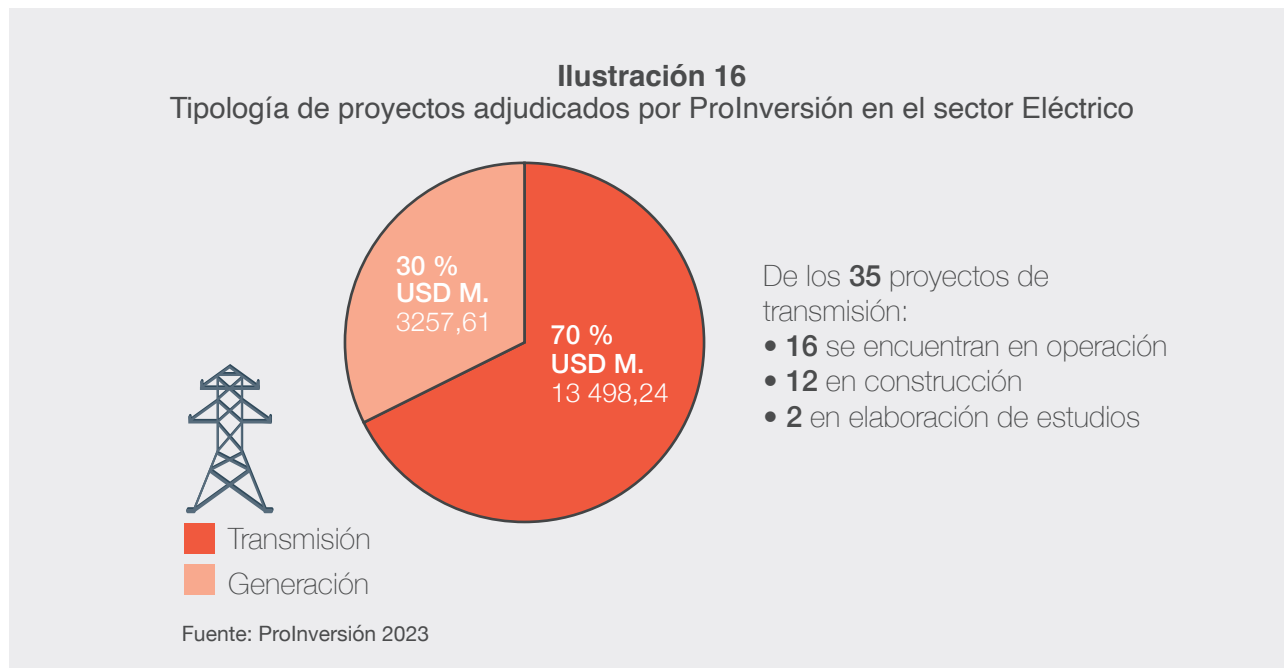
Fuente: INEI 2021
Elaboración propia.

2.3 Proyectos adjudicados por ProInversión en el subsector Eléctrico

ProInversión cuenta con una cartera diversificada en cuanto a sectores, uno de ellos es el sector Eléctrico. De acuerdo con la base de datos que se maneja internamente, sabemos que hasta el momento ProInversión ha adjudicado en total 113 proyectos, de los cuales 50 han sido de electricidad.

Del total de **50** proyectos eléctricos:

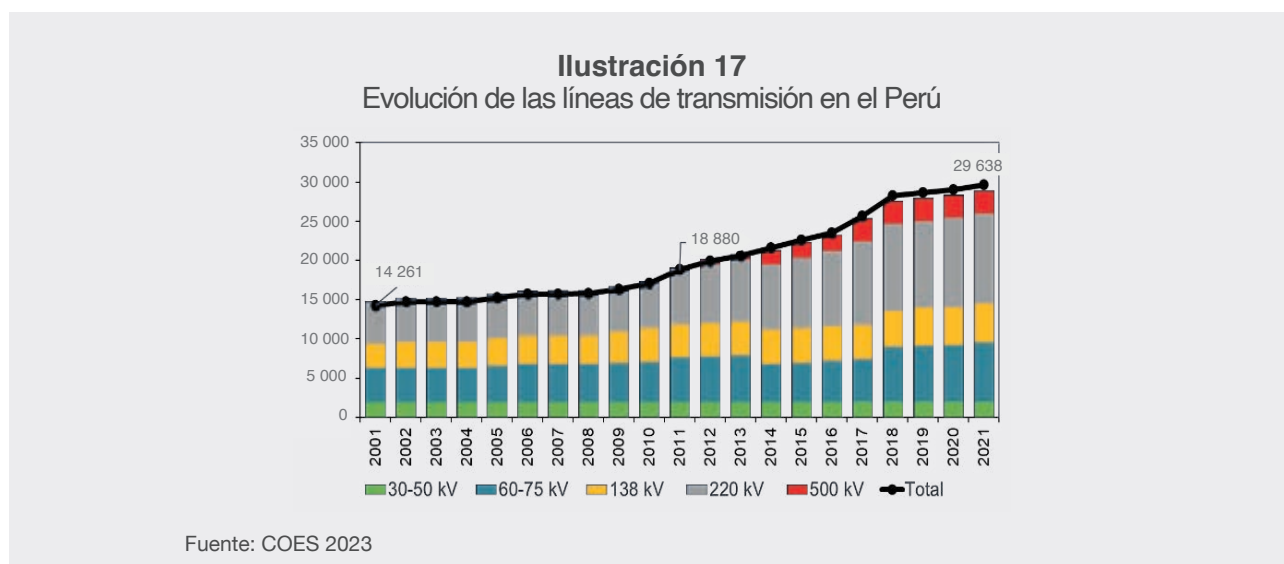
- **28** se encuentran en operación
- **13** en construcción
- **2** en elaboración de estudios



A la fecha se cuenta con cerca de 30 000 kilómetros de línea de transmisión eléctrica a nivel nacional, con un servicio de energía eléctrica confiable y continuo.

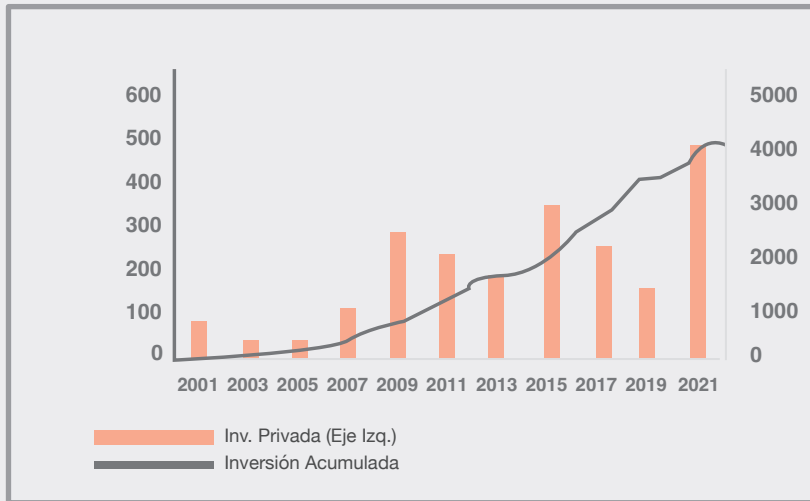
Un dato importante es que desde el 2011 se han incorporado líneas de transmisión de 500 kV, que se caracterizan por ser más eficientes y tener menores pérdidas.

En 20 años se duplicó la cantidad de km de líneas de alta tensión (de 15 000 km a unos 30 000 km), incorporándose desde el año 2011 líneas de 500 kV.



Las inversiones en APP realizadas por los concesionarios en líneas de transmisión eléctrica han llegado casi a los USD 4000 millones entre el 2001 y el 2022.

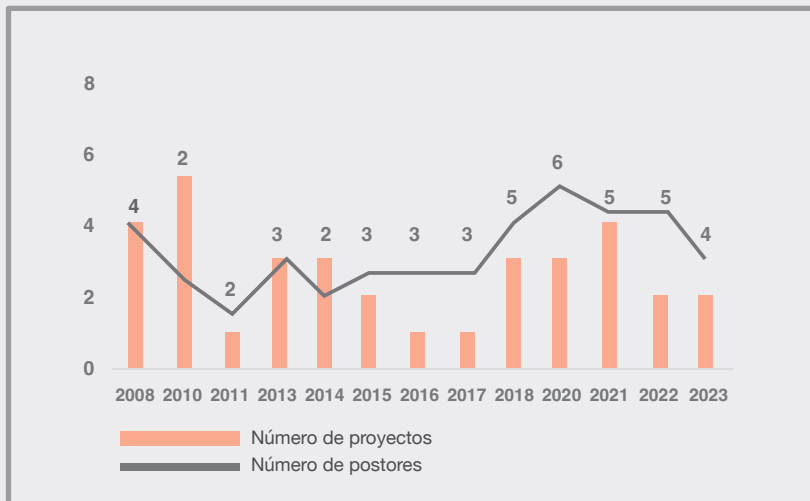
Ilustración 18
Evolución de las inversiones ejecutadas en el sistema de transmisión eléctrica 2001 - 2022



Fuente: COES

Respecto a los postores que se han presentado en los últimos años, tenemos que, desde el 2008 hasta el 2023, en promedio se han presentado cuatro postores por concurso, lo cual evidencia que se ha logrado atraer nuevos inversionistas e interesados, generándose procesos competitivos.

Ilustración 19
Indicadores de competencia en la adjudicación de proyectos eléctricos 2008 - 2023 (II trimestre)



Fuente: ProInversión 2023

3. Antecedentes del proyecto

Se podría considerar a la construcción de la hidroeléctrica de Yangas - Huaraz por la empresa minera Tarijas, como la primera central energética a nivel nacional en 1884, el servicio de provisión de energía, llámese servicio de luz, ya tenía cerca de 50 años de antigüedad en el Perú[2].

La iluminación pública en el Perú se inicia en 1847; posteriormente, en 1855, inicia el primer sistema de iluminación que funcionaba a través de gas. En 1886 se inaugura el servicio de alumbrado público en la plaza de armas de Lima y algunas calles aledañas. Para el desarrollo de este sistema, la empresa Peruvian Electric Construction and Supply Company - PECSC generaba electricidad en una planta de vapor con un motor de 500 caballos de fuerza. Más adelante, en 1899, la empresa Piedra Liza instaló una central hidroeléctrica en el margen izquierdo del río Rímac el cual generaba alrededor de 400 kW[2,13,14 y 15].

En 1895 se realiza la construcción de la central térmica Santa Rosa la cual generaba aproximadamente 0,5 MW. Ocho años después, en 1903, se termina la construcción de la central hidroeléctrica de Chosica, la cual tenía una capacidad de producción de 2,98 MW. En 1905 se termina la construcción de la Central Hidroeléctrica de Charcani I. Finalmente, en 1907, se termina la construcción de la Central Hidroeléctrica de Yanacoto. Posteriormente, entra en operación la Primera Línea de Transmisión L. T. 33 kV Lima-Chosica, la pionera que abriría el paso a la conexión de las unidades generadoras con las poblaciones. Sin embargo, este desarrollo energético carecía de algo, una herramienta, código o dispositivo legal que lo regule [2,13,14,15 y 16].

En referencia a la regulación del sector Electricidad, el Código Nacional de Electricidad establece las primeras medidas para la seguridad y los procedimientos para las instalaciones interiores de baja tensión. Otra herramienta de planificación que apoyó al desarrollo de nuestro sector Electricidad fue el Plan de Electrificación Nacional elaborado por el Ministerio de Fomento y Obras Públicas en 1956 [2,13,14,15 y 16].





Si bien existieron estos mecanismos normativos y de planificación del sector Electricidad en el Perú, hasta inicios de 1970 se habían generado ocho sistemas eléctricos los cuales estaban aislados[2]. Estos eran:

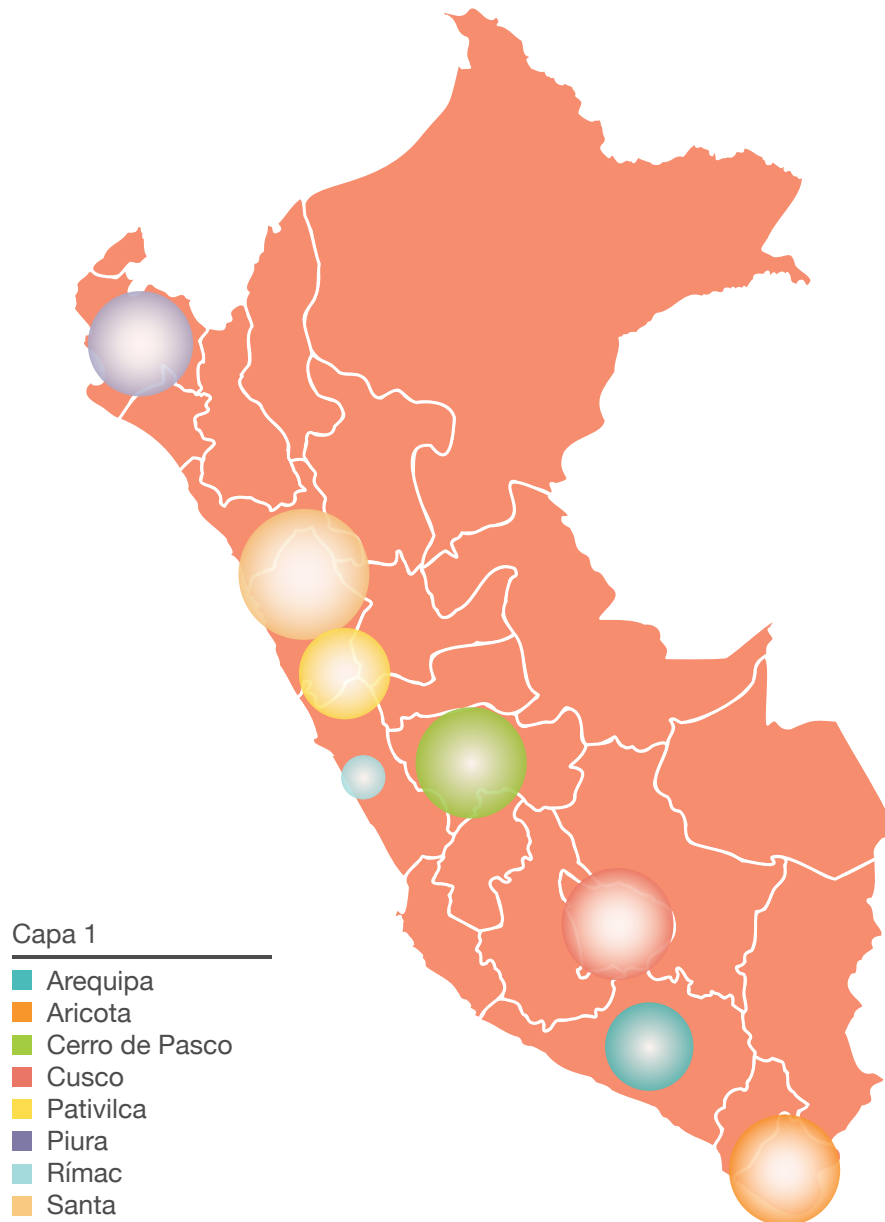
Tabla 4
Sistemas eléctricos en el Perú

Sistema	Empresa	Principales componentes
Sistema Piura	Empresa Energía de Piura	<ul style="list-style-type: none"> ● Central térmica diésel de 13 MW potencia ● Línea de transmisión entre Piura y Sullana
Sistema del Santa	Corporación Peruana del Santa	<ul style="list-style-type: none"> ● Central hidroeléctrica del Cañón del Pato con 100 MW ● Central térmica en Chimbote con una potencia de 41 MW ● Central térmica en Trujillo con 200 MW ● Línea de transmisión de Huallanca
Sistema Rímac - Santa Eulalia	EEA	<ul style="list-style-type: none"> ● Centrales hidroeléctricas de Callahuanca, Moyopampa, Huampaní, Matucana y Huinco ● Central Térmica de Santa Rosa ● Línea de transmisión Huinco - Santa Rosa
Sistema del Cusco	Corporación de Reconstrucción y Fomento del Cusco	<ul style="list-style-type: none"> ● Central Hidroeléctrica de Machupicchu ● Línea de transmisión Machu Picchu Cachimayo - Dolorespata ● La Central Térmica de Dolorespa ● Hidroeléctricas de Qorimarca de 1914 y Hercca
Sistema Pativilca	Energía Hidroeléctrica Andina - Hidroandina	<ul style="list-style-type: none"> ● Central Hidroeléctrica Cahua ● Línea de transmisión Cahua - Paramonga
Sistema Aricota	Aricota	<ul style="list-style-type: none"> ● Centrales hidroeléctricas de Aricota I y Aricota II ● Línea de transmisión Aricota - Toquepala
Sistema de Cerro de Pasco	Cerro de Pasco Corporation	<ul style="list-style-type: none"> ● Central hidroeléctrica Yaupi, ● Central hidroeléctrica La Oroya ● Central hidroeléctrica Pachachac ● Central hidroeléctrica Malpaso
Sistema de Arequipa	SEAL	<ul style="list-style-type: none"> ● Central hidroeléctrica Charcani I-IV ● Centrales térmicas de Chilina y de Sucre ● Varias líneas de transmisión

Fuente: Osinergmin 2016
Elaboración propia.

Ilustración 20

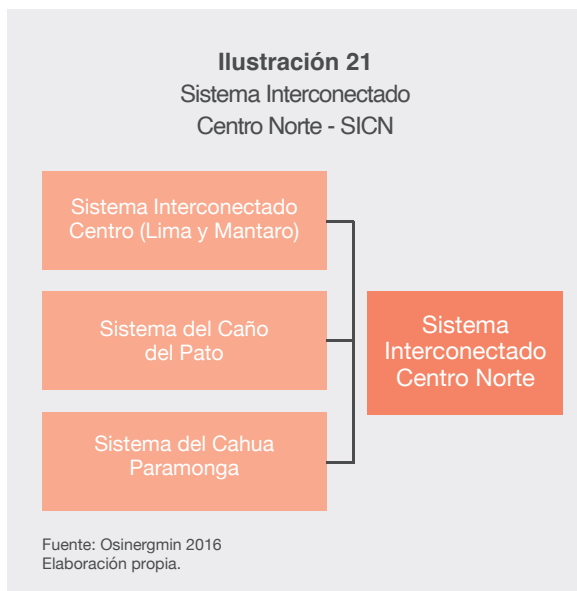
Ocho sistemas aislados de generación eléctrica de los años 80 en el Perú



Fuente: Osinergmin 2010

La existencia de estos ocho sistemas eléctricos aislados no permitía lograr economías de escala. En ese contexto, el primer hito para lograr la unión de los sistemas se da en abril de 1973, después de terminar la construcción de la Central Hidroeléctrica Santiago Antúnez de Mayolo y sus respectivas líneas de transmisión [2 y 14]. Con esta nueva infraestructura se logra concretar la primera interconexión eléctrica entre los sistemas, en esta ocasión se dio entre el de Lima y el Mantaro.

En 1980, con la culminación de las obras para la construcción de las líneas de transmisión Lima-Chimbote, se forma el Sistema Interconectado Centro Norte - SICN. Esta línea de transmisión tenía una longitud de 372 kilómetros. Es necesario precisar que el desarrollo de esta línea de transmisión permitió que se logre unir tres sistemas [2,13,14,15 y 16].



Después de estos dos hitos para la interconexión de los sistemas eléctricos, hasta inicios de la década de los 90 se había logrado interconectar algunos sistemas a los tres sistemas importantes: el Sistema Interconectado Centro Norte, Sistema Interconectado Sureste y Sistema Interconectado Suroeste. El Sistema Interconectado del Suroeste - SISO, cubría las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna; en tanto que el Sistema Interconectado Sureste - SISE cubría las regiones de Cusco, Puno y Apurímac; y el Sistema Interconectado Centro Norte - SICN cubría desde la región de Piura, en el norte, hasta Ayacucho, en el centro-sur del país. Es preciso mencionar que a inicios de la década de 1990 el consumo de los sistemas interconectados era diametralmente distinto: el SICN tenía un 84 % del consumo nacional, mientras que el SISE y SISO un consumo del 7 % y 4 % respectivamente.

Estos tres sistemas interconectados posteriormente se convertirían en solo dos sistemas en 1997. En dicho año se interconectaron los sistemas Suroeste y Sureste, creándose el Sistema Interconectado del Sur - SISUR. La creciente demanda de energía eléctrica, producto del rápido crecimiento económico del Perú entre los 90 y la primera década del presente milenio, hizo que se generen proyectos para la conexión entre el SICN y el SISUR. En ese contexto, en 1998 se otorgó en concesión el proyecto para la unificación de ambos sistemas. El concesionario seleccionado fue el Consorcio Transmanto S. A. Este proyecto tenía las características de un contrato BOOT (Build, Own, Operate and Transfer), según las cuales, la empresa estaría encargada del diseño del proyecto, su construcción y su operación por un periodo de 30 años. Una vez concluida la temporalidad de la construcción la infraestructura retornaría al Estado. Este proyecto entró en operación comercial el 8 de octubre del 2000, creándose de esa forma el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN.

Desde la creación del SEIN hasta el año 2016 solo existieron dos hitos principales. El primero fue la operación de la primera línea de 500 kV en el 2012. Esta Línea fue la de Zapallal-Trujillo y tenía una distancia de 531 kilómetros. Dentro de sus componentes se podían encontrar 1022 torres y dos subestaciones eléctricas (la primera en la ciudad de Trujillo y la segunda en la ciudad de Chimbote).

Ilustración 22
Línea Zapallal-Trujillo



Fuente: Energía



4. Marco institucional y legal

4.1 Gobernanza

La Comisión Económica Para América Latina (2018), define la gobernanza como “el proceso de tomar y hacer cumplir decisiones dentro de una organización o sociedad”. En ese sentido, en el proceso de desarrollo del presente proyecto como una APP fueron múltiples instituciones las encargadas de realizar aportes variables que contribuyeron a su éxito. Estas fueron:

PROINVERSIÓN

En mayo de 1976, el gobierno militar de Francisco Morales Bermúdez mediante Decreto Ley N.º 21501 creó la Comisión Nacional de Inversiones y Tecnologías Extranjeras - Conite que era la encargada de proponer y ejecutar la política nacional de tratamiento a las inversiones, tecnologías y marcas extranjeras, en concordancia con los planes económicos nacionales y la política de integración [27]. Posteriormente, en 1991, pasaría a ser la Comisión para la Promoción de la Inversión Privada - Copri y en el 2002, producto de una fusión, es cuando se crea la Agencia de Promoción de la Inversión Privada - ProInversión[28].

El 13 de mayo del 2008 se publicó el Decreto Legislativo N.º 1012, que aprueba la Ley Marco de Asociaciones Público Privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los Procesos de Promoción de la Inversión Privada, cuyo reglamento fue aprobado por Decreto Supremo N.º 127-2014-EF.

Lo anterior fue una breve descripción de cómo ha evolucionado la entidad pública que promueve la inversión privada en el país, hasta llegar a ser ProInversión, un organismo técnico especializado adscrito al MEF.

El rol de ProInversión en este proyecto fue trascendente para generar un clima de inversión apropiado en todo el proceso de promoción. El Plan de Promoción del proyecto fue aprobado por Acuerdo del Comité Pro Conectividad 51-4-2012-Electricidad el 24 de octubre del 2012 y por Acuerdo ProInversión N.º 493-1-2012-CPC del Consejo Directivo de ProInversión de fecha 29 de octubre del 2012, y ratificado por el artículo 2.º de la Resolución Suprema N.º 075-2012-EF, publicada el 5 de diciembre del 2012.

ProInversión también tuvo un rol fundamental en coordinación con el sector para la contratación de asesores financieros, legales y técnicos para el desarrollo del proyecto, hasta llegar a su adjudicación y posterior firma de contrato.

MINEM

El Ministerio de Energía y Minas, dado que es la entidad competente para los proyectos del subsector Eléctrico, intervino de diferentes formas en el desarrollo del proyecto. Por un lado, emitiendo opinión favorable a las versiones de contrato desarrolladas por ProInversión y los consultores, así como colaborando continuamente con la difusión del proyecto y la mejora continua en el desarrollo del proceso de promoción para generar un ambiente competitivo para los postores.

El 17 de mayo del 2013 se aprobó la versión final del contrato de concesión para solicitar opiniones a Minem, MEF y Osinergmin con los Oficios N.º 12, 13 y 14-2013 / PROINVERSIÓN / DPI / SDGP / JPEH. 10 del 20 de mayo del 2013, dirigidos a las entidades antes mencionadas, respectivamente.

En ese sentido, el 27 de mayo del 2013 Minem emitió sus observaciones a la versión final de contrato, las cuales fueron consideradas e incorporadas por el equipo de ProInversión. La versión final del contrato que consideraba las opiniones del Minem, MEF y Osinergmin, finalmente fue aprobada el 5 de junio del 2013

MEF

El MEF, como ente rector, participa en todas las modalidades de inversión bajo los modelos de Asociaciones Público Privadas emitiendo opinión sobre los temas de su competencia. En este caso, el MEF, el 28 y 30 de mayo del 2013, y el 3 de junio del 2013, hizo llegar sus comentarios a ProInversión sobre la versión final del contrato, comentarios que fueron considerados e incorporados en dicho documento.

OSINERGMIN

El Osinergmin se encarga de la regulación tarifaria y la supervisión de empresas que operan en los sectores Electricidad, Hidrocarburos y Minero, con el objetivo de que estas cumplan con las disposiciones legales de las actividades que desarrollan.

En ese sentido, este organismo regulador emitió opinión como entidad supervisora del sector Electricidad, asegurándose de que los proyectos que se están formulando y finalmente adjudicando, brinden a los ciudadanos un suministro de energía confiable y sostenible a nivel nacional.

COES

Mediante Ley N.º 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, se dispuso la creación de un organismo técnico sin fines de lucro denominado Comité de Operación Económica del Sistema - COES. El COES realiza una ardua labor, y en colaboración con el Minem y Osinergmin, logran realizar un gran trabajo de planificación para cubrir la demanda de suministro eléctrico del país.

De esta manera, el COES contribuyó con los análisis previos para la planificación del proyecto y participó en diversas coordinaciones técnicas en el desarrollo del proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas".

ELECTROPERÚ

Electroperú S. A. es una empresa estatal de derecho privado que tiene como objetivo dedicarse a las actividades propias de la generación, transmisión por el sistema secundario de su propiedad y comercialización de energía eléctrica. Esta empresa, al estar relacionada con los sistemas de generación eléctrica, fue fundamental para el establecimiento de los requisitos técnicos necesarios para el proyecto.

SERNAMP

El Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado - Sernamp es un organismo público adscrito al Ministerio del Ambiente desde mayo del 2008. Tiene la misión de asegurar la conservación de las Áreas Naturales Protegidas del país, su diversidad biológica y el mantenimiento de sus servicios ambientales. Debido a que el presente proyecto abarca a cuatro regiones, el Sernamp veló por el cumplimiento en materia ambiental, a través de la verificación de que la infraestructura eléctrica a instalar no afecte ningún área protegida específica del Perú.



4.2 Condiciones económicas

Las condiciones económicas en las que se desarrolló el proyecto estuvieron caracterizadas por rasgos de crecimiento, pero también estuvieron caracterizadas por la desaceleración en algunos aspectos de la economía general. En el año 2015, el PBI experimentó un aumento del 3,3 %, superior al 2,4 % percibido el 2014, el valor más bajo desde la recuperación de la crisis.

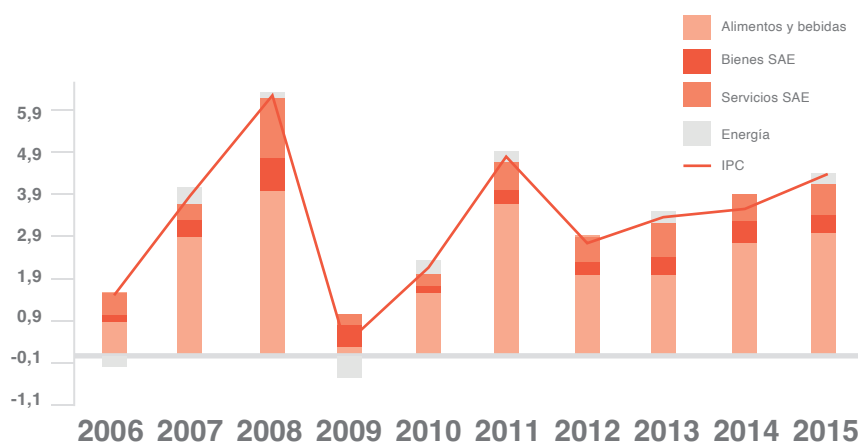
Ilustración 23
Variación porcentual real del PBI 2006-2015 (porcentaje)



Fuente: BCRP 2015

La inflación anual se incrementó moderadamente del 4,05 % a 4,20 % entre el 2014 y 2015, principalmente por el aumento de precios en educación, pasaje urbano y electricidad .

Ilustración 24
Inflación anual 2006-2015 (porcentaje)



Fuente: BCRP 2015

La inversión privada se redujo en un 4,4 % en el 2015, panorama parecido al del 2014, en el cual la inversión se redujo en un 2,1 %.

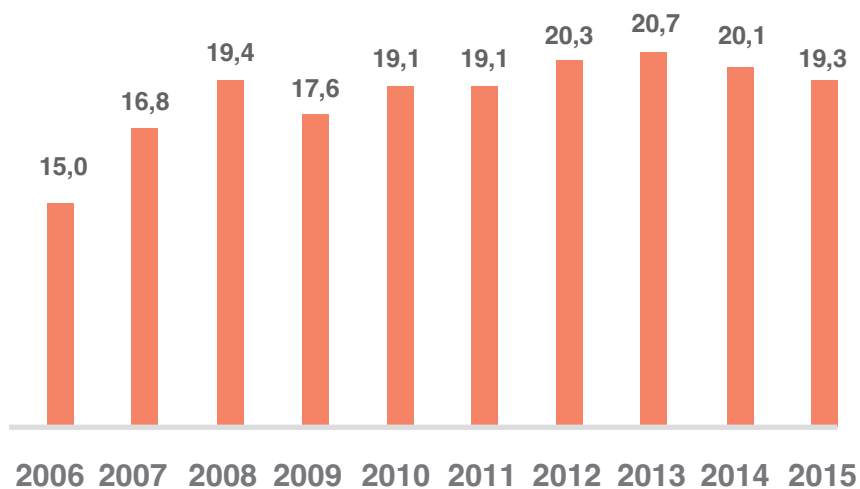
Ilustración 25
Inversión bruta fija privada 2004-2013 (variación porcentual real)



Fuente: BCRP 2014 Elaboración propia

La inversión se redujo en un 2,1 %. La principal causa fue la desaceleración del sector Construcción, por lo que la ratio de inversión privada respecto al PBI fue de 19,3, por debajo en casi un 1 % a la del año 2014.

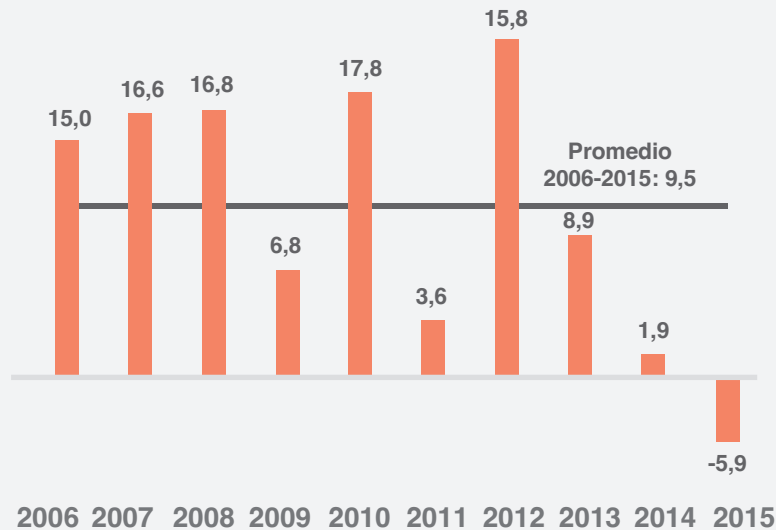
Ilustración 26
Inversión bruta fija privada 2004-2013 (porcentaje del PBI)



Fuente: BCRP 2014 Elaboración propia

El 2014 tuvo un crecimiento mínimo del 2 %, pero el 2015 su decrecimiento fue de casi el 6 %.

Ilustración 27
Variación del sector Construcción



Fuente: BCRP 2015 Elaboración propia

Cabe resaltar que esta desaceleración del sector Construcción guarda estrecha relación con el deterioro de las expectativas de los empresarios frente al panorama de mayor incertidumbre internacional y a la falta de medidas que agilicen proyectos de inversión, sobre todo lo relacionado con materias primas.

En síntesis, a pesar de la reducción del precio de las materias primas, el menor crecimiento de las principales economías mundiales y la afectación de las expectativas de inversión; las condiciones económicas permitieron el desarrollo de la inversión privada y el crecimiento económico mediante la intervención de las instituciones económicas como el Banco Central de Reserva del Perú. Bajo la aplicación de políticas favorables para paliar los efectos adversos que pudieran afectar el desarrollo económico sostenido, la construcción del proyecto MAMO, junto con otros proyectos, pudieron concretarse y significar un paso más en la promoción de proyectos e inversión privada en beneficio de la población.

4.3 Condiciones legales

General

El proceso y todos los actos vinculados se desarrollaron bajo el marco legal siguiente:

a) Decreto Legislativo N.º 839, publicado el 20 de agosto de 1996, sus normas ampliatorias, modificatorias y complementarias; que aprueban la Ley de Promoción de la Inversión Privada en Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos.

b) Decreto Supremo N.º 059-96-PCM, publicado el 27 de diciembre de 1996, que aprueba el Texto Único Ordenado - TUO de las normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos.

c) Decreto Supremo N.º 060-96-PCM, publicado el 28 de diciembre de 1996, que promulga el Reglamento del TUO.

d) Decreto Ley N.º 25844, publicado el 19 de noviembre de 1992, Ley de Concesiones Eléctricas, y Decreto Supremo N.º 009-93-EM, publicado el 25 de febrero de 1993, que la reglamenta.

e) Ley N.º 28832, publicada el 23 de julio del 2006, Ley que asegura el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. En su capítulo quinto norma la adecuación del marco legal a la actividad de transmisión.

f) Decreto Supremo N.º 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo del 2007, que aprueba el Reglamento de Transmisión.

g) Decreto Legislativo N.º 1012, publicado el 13 de mayo del 2008, que aprueba la Ley Marco de Asociaciones Público Privadas para la generación del empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada.

h) Decreto Supremo N.º 146-2008-EF, publicado el 9 de diciembre del 2008, que aprueba el Reglamento del Decreto Legislativo N.º 1012.

Específico

a) Resolución Ministerial N.º 408-2012-MEM/DM publicada el 11 de septiembre del 2012, mediante la cual se encargó a ProInversión la conducción del proceso de licitación necesario, hasta la adjudicación de la buena pro del proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas".

b) Acuerdo ProInversión N.º 489-5-2012-CPC del Consejo Directivo de ProInversión tomado en su sesión de fecha 11 de octubre del 2012, con el cual se acordó incorporar al proceso de promoción de la inversión privada el proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas", bajo los mecanismos y procedimientos establecidos en el Decreto Supremo N.º 059-96-PC", Decreto Legislativo N.º 1012 y sus normas reglamentarias correspondientes. Asimismo, se encargó al Comité de ProInversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos - Pro Conectividad la conducción del proceso de promoción de la inversión privada.

c) Acuerdo ProInversión N.º 493-1-2012-CPC del Consejo Directivo de ProInversión adoptado en su sesión de fecha 29 de octubre del 2012, mediante el cual se aprobó el Plan de Promoción de la Inversión Privada para la entrega en concesión del proyecto "Línea de Transmisión 500kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas".

d) Resolución Suprema N.º 075-2012-EF, publicada el 5 de diciembre del 2012, mediante la cual se ratificaron los Acuerdos del Consejo Directivo de ProInversión que aprobaron la incorporación al proceso de promoción de inversión privada bajo los mecanismos y procedimientos establecidos en el Decreto Supremo N.º 059-96-PCM, Decreto Legislativo N.º 1012 y sus normas reglamentarias correspondientes, y el Plan de Promoción de la Inversión Privada para la entrega en concesión del proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas".

4.4 Condiciones sociales

Como se mencionó anteriormente, entre las infraestructuras que menor impacto causan en el ambiente están aquellas destinadas a la transmisión eléctrica. Por lo cual, la conceptualización y posterior construcción del proyecto MAMO no contempló posibles externalidades sociales; sin embargo, ¿esa era la realidad de las otras regiones?

Basados en el reporte anual de la Defensoría del Pueblo, a diciembre del 2013 existían ocho conflictos sociales relacionados al sector Eléctrico.

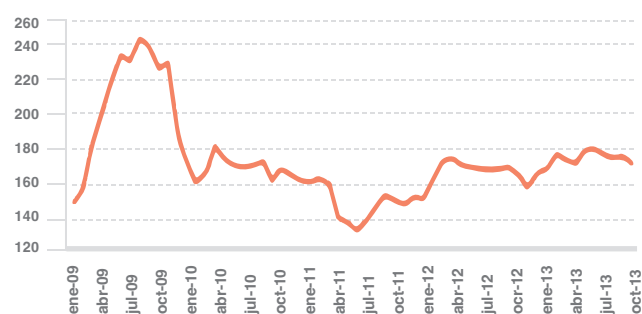
Tabla 5
Conflictos sociales en el Perú al 2013

N.º	Descripción	Tipología	Ubicación	Estado a 12-2013	
1	El pueblo de Hualgayoc demanda la dotación de servicios públicos básicos, entre ellos los servicios eléctricos.	Socioambiental	Hualgayoc	Conflicto activo, con tratativas de diálogo.	
2	Pobladores del distrito de Santa Teresa se oponen a la construcción de la Central Hidroeléctrica Santa Teresa II.		Santa Teresa, La Convención		
3	Pobladores de Canchis se oponen a la construcción de la Central Hidroeléctrica de Sallca Pucará.		San Pablo y Sicuani	No había diálogo.	
4	Organizadores sociales, rondas campesinas y comuneros de los distritos de Cortegana, Chumuch, Pizuqia, Cocabamba se oponen al proyecto de construcción de la Hidroeléctrica Chadin 2.		Celedín		
5	Representantes de la comunidad campesina de Huacho manifestaron su oposición al proyecto Cheves (construcción de la Central Hidroeléctrica Huaura).		Económico	Lima Provincias	No se registran nuevos acontecimientos
6	Pobladores de Las Salinas de Chilca se oponen a la construcción y funcionamiento de la planta termoeléctrica de la empresa Fenix Power Perú S.A.			Lima Provincias	
7	Rechazo al incremento en sus recibos por energía eléctrica.	Puno			
8	Rechazo al incremento en las tarifas por el servicio de energía eléctrica para el uso de los pozos agua.	Alto Piura			

Fuente: Defensoría del Pueblo 2013

Al 2014, el Perú se venía gestando una paradoja en la cual el próspero crecimiento económico se desarrollaba en una sociedad en la cual su aparato estatal perdía cada vez más la confianza de parte de la población [18]. El descontento social con las instituciones del Estado era mermado por el buen desempeño de los agentes económicos. Citando a Tanaka, en el 2008, "la fórmula consiste en mantener condiciones favorables a la inversión y ofrecerle certidumbre por el aislamiento de la tecnocracia económica"[19]. Ello tenía mucha relación con el estado situacional de la conflictividad social en el Perú, puesto que, como se aprecia en la figura, el número de conflictos sociales habían sido reducidos desde el 2009.

Ilustración 28
Número de conflictos sociales



Fuente: Sosa 2014



5. Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas

Con toda la información presentada en los capítulos anteriores procederemos a describir al proyecto del presente caso de estudio.

5.1. Requisitos mínimos

El contrato de concesión estableció cuales serían los requisitos mínimos por cada componente siendo los principales los siguiente:

- Líneas de transmisión
- Subestaciones

5.1.1. Principales requisitos mínimos de las líneas de transmisión

Las líneas de transmisión de 500 kV y las líneas de transmisión de 220 kV debían de cumplir los siguientes requisitos mínimos:

Tabla 6
Requerimiento por cada línea de transmisión

	Líneas de transmisión 500 kV	Líneas de transmisión 220 kV
Tensión de operación nominal	500 kV	220 kV
Tensión máxima de operación	550 kV	245 kV
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1550 kV _{pico}	1050 kV _{pico}
Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra (fase - tierra)	1175 kV _{pico}	460 kV

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO

En la actualidad la empresa se dedica a la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica en alta tensión. ISA CTM es el mayor transportador de energía eléctrica en Colombia, Perú y en el Estado de São Paulo, Brasil.

Tabla 7
Requerimiento por cada línea de transmisión

	Tasa de falla por cada 100 km
Líneas de transmisión 500 kV	1
Líneas de transmisión 220 kV	2

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO

Acorde al contrato de concesión, el exceso en las tasas de falla sería sancionado con el pago de un monto equivalente al 0,5 % de la base tarifaria del tramo comprometido.

Otro de los requerimientos importantes del componente de líneas de transmisión fue la pérdida máxima por la tipología de línea.

Tabla 8
Pérdidas máximas permitidas por tramo

% de Pérdidas/Circuito			
Línea	Longitud aproximada (km)	Potencia de calculo (MVA)	Pérdidas máximas (%)
Líneas de transmisión 500 kV Mantaro Nueva - Poroma (Marcona)	350	800	2,80%
Líneas de transmisión 500 kV Poroma (Marcona) - Socabaya Nueva	445	700	3,15%
Líneas de transmisión 500 kV Socabaya Nueva - Montalvo	105	700	0,75%
Enlace en 220 kV SE Mantaro Nueva SE - Campo Armiño	3	600	0,15%

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO

La verificación de las pérdidas es una actividad propia del concedente (en este caso el Ministerio de Energía y Minas) y para la cual se aplica la siguiente fórmula:

$$Pérdidas = \left(\frac{P_{nom}}{V_{nom}} \right)^2 \times \frac{R_{75\text{ }^{\circ}\text{C}}}{P_{nom}} \times 100\%$$

La verificación de las pérdidas es una actividad propia del concedente (en este caso el Ministerio de Energía y Minas) y para la cual se aplica la siguiente fórmula:

Donde:

- P_{nom} = Potencia de cálculo en MVA
- V_{nom} = Tensión nominal de la línea en kV
- R_{75 °C} = Resistencia total de la línea por fase, a la temperatura de 75 °C y frecuencia de 60 Hz

Finalmente, a fin de garantizar la óptima operación de las líneas de transmisión se establecieron dos aspectos importantes:

- El número de horas al año fuera de servicio por el mantenimiento programado no debería superar a dos jornadas de ocho horas cada una.
- En caso se presente alguna eventualidad en las líneas de transmisión el tiempo de reposición del tramo de línea no sería superior a 30 minutos.

5.1.2. Principales requisitos mínimos de las subestaciones

Si bien se contemplaron cuáles serían los principales activos de cada una de las subestaciones, en el contrato de concesión se estableció que se siguiesen los siguientes estándares:

- Del Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos.
- De la Comisión Electromecánica Internacional.
- De la Federación Alemana de Industrias Electrotécnicas, Electrónicas y de Tecnología de la Información.
- De la Federación Nacional de Productores Eléctricos.
- De seguridad eléctrica para la insolación.
- Del Código Nacional de Seguridad Eléctrico.
- De la Asociación Nacional de Protección contra Incendios.

En adición se solicitó que las subestaciones tengan niveles de tensión y aislamientos mínimos requeridos, los cuales eran:

Tabla 9
Niveles de tensión y aislamiento

	En 500 kV	En 500 kV
Tensión nominal	500 kV	220 kV
Máxima tensión de servicio	550 kV	245 kV
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 1 minuto	710 kV	No aplica
Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	1550 kV (pico)	1050 kV (pico)
Tensión de sostenimiento al impulso tipo maniobra, fase - tierra	1175 kV (pico)	No aplica
Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial, 60 Hz	No aplica	460 kV

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO

En referencia a los niveles de protección, las líneas de fuga mínima se dividieron en dos zonas. En zonas de la costa con altitud hasta 1000 m s. n. m., se contempló 31 00/kV. En zonas con altitud mayor a 1000 m s. n. m., se contempló 25 nm/kV. La protección contra descargas atmosféricas mínima fue de clase 4 o 5.



Las distancias de seguridad fueron también divididas por tipología de línea de transmisión. Para las líneas de 500 kV las separaciones entre fases para conductores y barras desnudas fue de ocho metros. En las líneas de 220 kV las separaciones fueron de cuatro metros.

En referencia al equipamiento interno de las subestaciones, los equipos de maniobra deberían de cumplir las siguientes características:

Tabla 10
Niveles de corriente

	500 kV	220 kV
Corriente nominal mínima	2000 A	2000 A (*)
Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico, 1s	40 kA	40 kA
Capacidad de ruptura de cortocircuito trifásico	104 kA pico	104 kA pico

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO

Las subestaciones también contemplaron requerimientos sísmicos, los cuales se detallan a continuación:

- Aceleración horizontal: 0,5 g
- Aceleración vertical: 0,3 g
- Frecuencia de oscilación: 10 Hz
- Calificación sísmica: alta de acuerdo a normas. Se aplicará la Norma IEEE-693-2005.

En referencia a los transformadores, estos debían de considerar los siguientes requisitos mínimos:

Tabla 11
Niveles

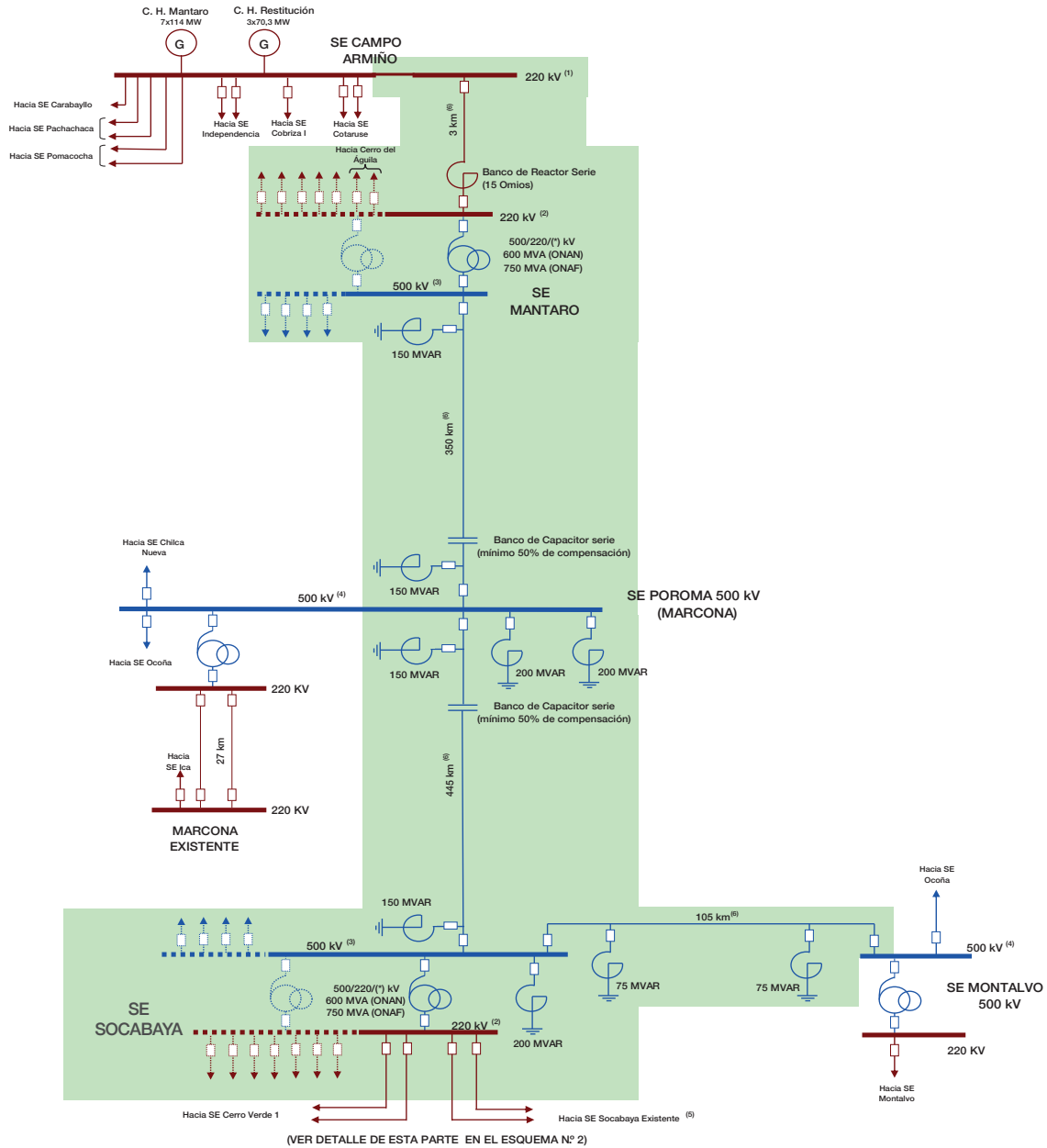
Tensiones	Tensión primaria	500 kV
	Tensión secundaria	220 kV
	Tensión terciaria	(*)
Grupo de conexión	Lado primario, 500 kV	Estrella, neutro sólidamente puesto a tierra
	Lado secundario, 220 kV	Estrella, neutro sólidamente puesto a tierra.
	Lado terciario (*)	Delta (Δ)
	Regulación de tensión	Bajo carga en el lado de 220 kV
	Potencia nominal de los bancos	600/750 MVA (ONAN/ONAF)
	Potencia nominal de cada unidad	200/250 MVA (ONAN/ONAF)

(*) Las cuales serían definidas por el concedente

Fuente: Contrato de concesión proyecto MAMO



Ilustración 29 Configuración proyecto MAMO



Leyenda:	
	Instalaciones del proyecto en 500 kV
	Instalaciones del proyecto en 220 kV
	Previsiones de espacio en instalaciones del proyecto en 500 kV
	Previsiones de espacio en instalaciones del proyecto en 220 kV
	Instalaciones existentes en 500 kV
	Instalaciones existentes en 220 kV

Notas:

- (1) La ampliación de barras será para una configuración de doble barra con seccionador de transferencia.
 - (2) La barra a implementarse deberá corresponder a una configuración de doble barra con seccionador de transferencia.
 - (3) La barra a implementarse deberá corresponder a una de doble barra con configuración interruptor y medio.
 - (4) La ampliación de barra será para una de doble barra con configuración interruptor y medio.
 - (5) La repotenciación del tramo de línea 220 kV de la S.E. Socabaya Nueva a la S.E. Socabaya existente está incluida como parte del proyecto.
 - (6) Las longitudes de las líneas de transmisión en 220 kV y 500 kV son referenciales.
- (*) La tensión del devanado terciario será definida en el estudio de Pre Operatividad.

5.2 Proyecto desarrollado por el concesionario

El proyecto tenía como principal objetivo la ampliación de la red del Sistema Eléctrico Nacional de la Zona Centro y Sur del Perú. Para ello, enfocó su accionar en 5 regiones principales: Huancavelica, Ayacucho, Ica, Arequipa y Moquegua teniendo (en su primera concepción) una longitud de 916,2 km.

Debido a que este proyecto intervino en una serie de regiones y localidades, también abarcaría diferentes altitudes. En el caso de la mínima altitud esta fue en la localidad de Ocoña y Camaná en la región Arequipa (42 m s. n. m.) y tuvo su altitud máxima en la provincia de Lucanas en la región Ayacucho (4447 m s. n. m.). El presente proyecto estuvo dividido en tres tramos:

Tramo I:

Componente:

- L. T. 220 kV Mantaro-Colcabamba
- L. T. 500 kV Colcabamba-Poroma

Tramo II:

Componente:

- L. T. 500 kV Poroma-Yarabamba
- L. T. 220 kV Yarabamba-Socabaya

Tramo III:

Componente:

- L. T. 500 kV Yarabamba-Montalvo

Este proyecto abarcó 56 distritos en 14 provincias, lo cual hacía de este proyecto uno de los más grandes del Perú, es necesario precisar que los distritos mencionados son los que involucran el área de influencia directa.

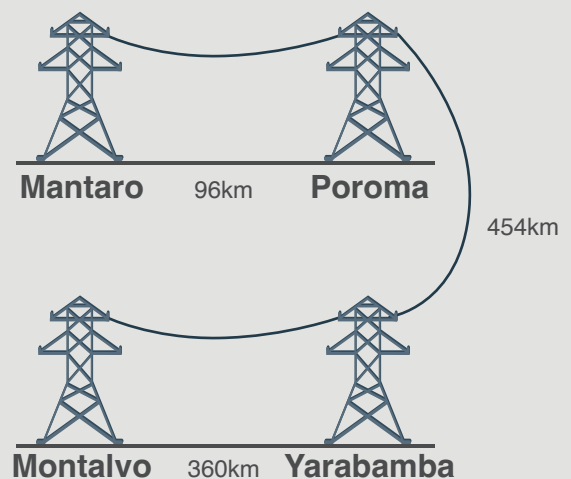
El proyecto estaba dividido en cuatro componentes:

- Líneas de transmisión L. T. 500 kV
- Enlaces de 220 kV
- Subestaciones
- Obras secundarias

a) Líneas de transmisión L. T. 500 kV

Este componente contempló su diseño en simple tema, con una configuración y capacidad de transmisión por un límite térmico de 1400 MVA y en los casos de emergencia de 1820 MVA. En adición también contempló 4 conductores por fase, un cable de OPGW (*optical ground wire*) y un cable de guarda convencional, todo ello, apoyado sobre torres autosoportadas metálicas en celosía. Este componente se dividía en otros 3 subcomponentes, los cuales conectaban las subestaciones de Colcabamba, Poroma, Yarabamba y Montalvo.

Ilustración 30
Líneas de transmisión proyecto MAMO



Fuente: EIA Proyecto
Elaboración propia.

b) Enlaces de 220 kV

En referencia a los enlaces de 220 kV se construyeron dos enlaces.

- Enlace Mantaro-Colcabamba

Este componente contemplaba la construcción de un enlace entre la Subestación Nueva de Mantaro y la Subestación de Campo Armiño de simple terna y cuatro conductores por fases; además de considerar también dos cables OPGW de 21 fibras ópticas cada uno tiene una longitud de aproximadamente 2,6 km. Por ser torres de una menor tensión, también contemplan un nivel término menor. En este caso, el límite término considerado es de 1000 MVA y una capacidad en situaciones de emergencia de 1300 MVA.

- Enlace Yarabamba-Socabaya

A diferencia del anterior subcomponente, esta transmisión es de doble terna y contemplará niveles inferiores de límite término. Esta línea de transmisión contempla un límite térmico de 600 MV y 780 MVA, además de dos cables de fibra eléctrica, que también incluyen 24 fibras ópticas teniendo una longitud de 3,6 kilómetros.

c) Subestaciones

En referencia a las subestaciones se contemplaron seis intervenciones, dos construcciones y cuatro ampliaciones. En referencia a las construcciones, se tenía:

Construcción de la subestación Colcabamba 500/220 kV

La subestación de 220 kV fue diseñada para ser de doble barra más un seccionador de transferencia. Además de ello, comprendía la construcción de:

- Una celda de línea para el enlace a la subestación Mantaro.
- Una celda para el acoplamiento de barras de 220 kV.
- Una celda para la conexión del lado de 220 kV del banco de autotransformadores.
- Un banco de reactores serie de 5 Ohm, del tipo núcleo en aire, para limitar la corriente de cortocircuito en el enlace con la subestación Campo Armiño.

En referencia a la subestación de 500 kV, esta comprendía la instalación de interruptor y medio; en adición también contemplaba:

- Bahía con dos celdas para la línea de la subestación Poroma.
- Bahía con dos celdas para la conexión entre un banco de autotransformadores monofásicos de 500/220/33 kV.
- Celda para la conexión del reactor de línea al finalizar la subestación Poroma.
- Banco de transformadores de 500/230/33 kV y 600/750 MVA el cual estará conformado por tres unidades monofásicas de 50 MVAR.

Construcción de la subestación Yarabamba de 500/220 kV

La subestación de 500 kV contemplaba la instalación de un interruptor y medio; además de ello, también contemplaba la construcción de:

- Una bahía completa en configuración de interruptor y medio con tres celdas para dos salidas de línea. Una de ellas para la subestación Poroma y la otra para la subestación Montalvo.
- Celda de conexión de reactores de línea hacia la subestación Poroma 500 kV.
- Bahía con dos celdas para la conexión del reactor de barra.
- Bahía con dos celdas para la conexión del banco de transformadores monofásicos 500/220/33 kV.
- Banco de autotransformadoras de 500/230/33 kV y 600/750 MVA.
- Banco de reactores de línea en 500 kV de 225 MVAR en la salida de la subestación Poroma.
- Banco de reactores de barra de 500 kV de 150 MVAR.

La subestación de 220 kV fue diseñada para tener un alcance de doble barra más seccionador de transferencia; además de ello, contemplaba:

- Dos celdas de línea de 220 kV para los enlaces con la subestación Socabaya.
- Celda de acoplamiento de barras de 220 kV.
- Celda para conexión del lado de 220 kV de banco de autotransformadores.

En referencia a las ampliaciones, se planificó lo siguiente:

Ampliación de la subestación Mantaro en 220 kV

- Se diseñó una configuración en doble barra más un seccionador de transferencia. Además, al lado de la subestación existente se construirá una celda de línea en 220 kV para el enlace a la subestación de Colcabamba. Finalmente, se planificó la implementación de un módulo híbrido de SF6 para un sistema de doble barra.

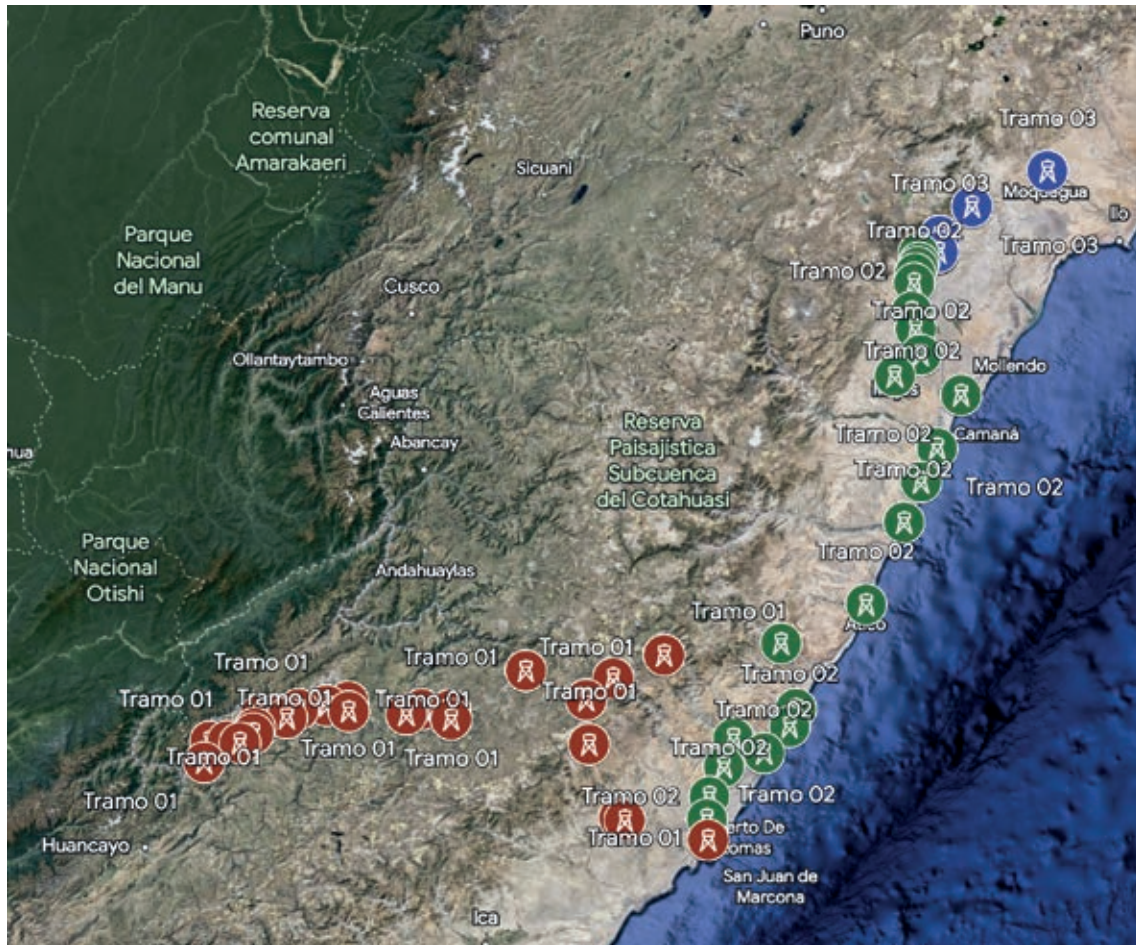


Tabla 12
Distritos afectados al proyecto

	Departamento	Provincia	Distrito	
Tramo I	Huancavelica	Tayacaja	Colcabamba	
		Churcampa	Chinchihuasi	
			Anco	
			Paucarbamba	
			El Carmen	
			Locroja	
			Churcampa	
			San Miguel De Mayocc	
		Acobamba	Marcas	
	Angaraes	Chincho		
	Ayacucho	Huamanga	San José de Ticllas	
			Socos	
			Vinchos	
		Cangallo	Chuschi	
		Huanca Sancos	Carapo	
			Santiago de Lucanamarca	
		Víctor Fajardo	Sancos	
		Lucanas	Sarhua	
			Aucará	
			San Pedro de Lucanas	
			Lucanas	
	Leoncio Prado			
	Ica	Nazca	Nazca	
			Vista Alegre	
			Marcona	
	Tramo II	Ica	Nazca	Marcona
				Arequipa
Lomas				
Bella Unión				
Acari				
Jaqui				
Yauca				
Atiquipa				
Chaparra				
Atico				
Camará		Ocoña Mariscal		
		Nicolás de Piérola		
		Samuel Pastor		
		Quilca		
		Caylloma		
Arequipa		Santa Rita de Sigwas		
		Vitor		
		La Joya		
		Uchumayo		
Tramo III				Tiabaya
				Jacobo Hunter
				Socabaya
				Yarabamba
				Mollebaya
				Sabandía
		Arequipa	Arequipa	Yarabamba
				Mollebaya
	Polobaya			
	Moquegua	General Mariscal Nieto	La Capilla	
			Moquegua	

Fuente: EIA Proyecto MAMO

Ilustración 31
Distritos que contemplan equipos físicos del proyecto



Fuente: EIA Proyecto MAMO

Ampliación de la subestación Poroma 500 kV

Para la ampliación de esta subestación se planteó que estuviese configurada en interruptor y medio; además de ello, también contemplaba:

- Bahía completa en configuración interruptor y medio (dos salidas de línea, una a la subestación Colcabamba y la otra a la subestación Yarabamba).
- Bahía completa en configuración interruptor y medio.
- Dos celdas de conexión de reactores de línea hacia la subestación de Colcabamba y Yarabamba.
- Banco de reactores de línea en 500 kV de 171 MVAR conformado por tres unidades monofásicas.
- Banco de reactores de 500 kV de 225 MVAR conformado por tres unidades monofásicas. Dos reactores de bancos de barra de 500 kV de 150 MVAR, que incluyen tres unidades monofásicas.
- Banco de compensación serie en la línea de la subestación Poroma a la subestación Colcabamba con una compensación al 52 %.
- Banco de compensación serie en la línea de la subestación Poroma a la subestación Yarabamba con una compensación al 60 %.

Ampliación de la subestación Socabaya 200 kV

Se plantea una configuración en doble barra con un seccionador en transferencia; también comprende dos celdas de luna en 220 kV para el enlace con la subestación de Yarabamba.

Ampliación de la subestación Montalvo 500 kV

Se propuso una configuración en interruptor y medio; además de ello, también se contempló:

- Ampliación de pórticos y barras en 50 kV.
- Bahía con celdas para la salida de línea de 500 kV a la subestación de Yarabamba.

d) Obras secundarias

En adición a los competentes presentados y detallados anteriormente, el proyecto también contempló el desarrollo de obras auxiliares como almacenes en las localidades de Ayacucho, Poroma, Repartición y Pescadores.

Además, también se planificó la implementación de oficinas de obras temporales. Estas oficinas de obras temporales estuvieron ubicadas en los siguientes lugares:

- Subestación Colcabamba
- Ampliación de la subestación Poroma
- Subestación Yarabamba
- Ampliación de la subestación Montalvo

En resumen, el proyecto Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas; en concordancia con los componentes de los estudios ambientales remitidos por el concesionario ante las autoridades competentes para la obtención de la aprobación del estudio de impacto ambiental, tuvo los siguientes componentes:

Tabla 13
Componentes del proyecto

N.º	Componente
1	Línea de transmisión de 220 kV Mantaro Colcabamba de 2,6 km
2	Línea de transmisión de 500 kV Colcabamba - Poroma de 360 km
3	Línea de transmisión de 500 kV Poroma Yarabamba de 454 km
4	Línea de transmisión de 220 kV Yarabamba Socabaya de 3,6 km
5	Línea de transmisión de 500 kV Yarabamba Montalvo de 96 km
6	Ampliación de la subestación Mantaro 220 kV
7	Nueva subestación Colcabamba 500/220 kV
8	Nueva subestación Poroma 500 kV
9	Nueva subestación Yarabamba 500/220 kV
10	Ampliación de la subestación Socabaya 220 kV
11	Ampliación de la subestación Montalvo 500 kV
12	Otras obras secundarias

Fuente: EIA Proyecto MAMO

Ilustración 32
Línea Zapallal



Fuente: Gestión 2016

Ilustración 33
Línea de Transmisión 500 kV MAMO



Fuente: COEN 2017

6. Licitación

En este capítulo procederemos a relatar brevemente sobre el Plan de Promoción, los consultores especializados que participaron, la promoción y publicidad, y finalmente entraremos al proceso del concurso a detalle.

6.1 Plan de Promoción

Para dar cumplimiento al Plan de Promoción de la Inversión Privada para otorgar en concesión el proyecto “Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas”, ProInversión asignó un equipo de trabajo multidisciplinario de consultores nacionales para que brinden asesoría al área de Electricidad e Hidrocarburos de la entidad, así como apoyo administrativo para el desarrollo del proyecto[25].

El Plan de Promoción de la Inversión del proyecto fue aprobado por Acuerdo de Comité Pro Conectividad 51-4-2012-Electricidad del 24 de octubre del 2012, y por Acuerdo ProInversión N.º 493-1-2012-CPC del Consejo Directivo de ProInversión adoptado en su sesión de fecha 29 de octubre del 2012 y ratificado por el artículo 2.º de la Resolución Suprema N.º 075-2012-EF, publicada el 5 de diciembre del 2012[25].t

El Plan de Promoción comprendió, entre otros, los siguientes lineamientos:

- La concesión es de un proyecto autosostenible, que se otorgaría en la modalidad de Concurso de Proyecto Integral, es decir, que el adjudicatario será responsable por el diseño, financiamiento, construcción, y operación y mantenimiento.
- El proyecto pertenece al Sistema Garantizado de Transmisión por lo que los ingresos del concesionario serán retribuidos por los cargos a ser abonados por la demanda del sistema mediante los procedimientos establecidos por el regulador.
- La concesión tendría un plazo de vigencia de 30 años, más el período de construcción que sería de hasta 36 meses.

- Las bases del concurso establecerían los criterios que el postor debía cumplir para calificar en el concurso. Esto lo realizaría mediante la demostración de su capacidad financiera y técnica, o las de una empresa vinculada.

Dentro de los criterios para la evaluación, se consideró lo siguiente:

a) Criterios financieros

El postor debía demostrar tener un patrimonio neto mínimo de USD 70 millones, medido como la diferencia entre los activos totales y el pasivo de su balance, y un total de activos mínimos de USD 210 millones. Ambos valores provenientes del balance auditado por una reconocida empresa auditora internacional, al 31 de diciembre del 2010 o fecha más reciente.

b) Criterios técnicos

El postor debía acreditar que el Operador Estratégico operase directamente sistemas de transmisión de electricidad: i) de una longitud no menor a 1000 km en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y ii) capacidad de transformación no menor a 500 MVA en subestaciones en tensiones mayores o iguales a 220 kV.

c) Criterios legales

En este aspecto, el postor debía acreditar, mediante documentación o declaración jurada, que no tenía vinculación (prestación de servicios) con ProInversión durante el proceso del concurso, que no tenía impedimentos para contratar con el Estado peruano, que no recurriría a la vía diplomática para sus reclamos, que las empresas que representaba estaban debidamente constituidas y eran válidamente existentes, además de otros requisitos de acuerdo a la ley peruana.

- La buena pro del concurso se otorgaría al postor que ofrezca el menor Costo de Servicio Total valor constituido por la anualidad de la inversión a realizar más el costo de operación y mantenimiento anual del proyecto.
- La sociedad concesionaria para la construcción de las líneas estaría sujeta a cumplir con las normas de calidad exigidas por la normatividad vigente y aquellas consideradas en el contrato de concesión.
- El cronograma del proceso de la adjudicación fue detallado en las bases y estaba dividido en las actividades usuales en los procesos de promoción, la convocatoria se realizó el 17 de diciembre del 2012 y la adjudicación de la concesión fue el 18 de julio del 2013.

6.1.1 Participación de consultorías especializadas en el desarrollo del proyecto

En este proceso de promoción de la inversión privada se contó con consultorías externas en aspectos financieros y de promoción, asesoría legal externa y de un consultor externo especialista en electricidad. Para ello se contrató 3 consultorías[25]

a) Asesoría financiera y de promoción

Para la contratación del asesor financiero se realizó el Concurso Público N.º 001-2012, de esta manera se consiguió contratar al asesor financiero y de promoción, el cual dentro de sus principales funciones tenía brindar la asesoría técnica para el desarrollo del modelo económico financiero.

b) Asesoría legal externa

Mediante Concurso Público N.º 011-2013, se adjudicó la buena pro a Santiváñez Abogados S. A. para brindar asesoría legal al Comité Pro Conectividad, por el plazo de un año desde la suscripción del contrato de servicios (09.08.13). Entre los procesos de adjudicación de los proyectos que tendría que asumir durante el plazo del contrato, se encontraba el referido proyecto.

c) Asesor técnico externo en electricidad

Mediante el Concurso Público N.º 003-2012, se adjudicó la buena pro del asesor externo en electricidad por un plazo de 12 meses contados desde la fecha de suscripción (17.05.12) para brindar asesoramiento técnico especializado en electricidad.

6.1.2. Promoción y publicidad

El proceso de promoción de la inversión privada para el otorgamiento de la concesión del proyecto tuvo difusión en los medios de prensa, especialmente escritos, donde se informaba sobre los avances que se presentaban durante el proceso. El Banco de Inversión Macroinvest, preparó y distribuyó entre potenciales inversionistas el Memorandum de Información y el teaser del proyecto, el mismo que se encuentra en el acervo documental.

6.2 Proceso del concurso

6.2.1. Bases y primera versión del contrato de concesión

Las bases del concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto fueron aprobadas por el Comité de ProInversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos - Pro Conectividad con el Acuerdo del Comité Pro Conectividad 61-1-2012-Electricidad del 7 de diciembre del 2012, y por el Consejo Directivo de ProInversión mediante Acuerdo ProInversión N.º 498-1-2012-CPC, adoptado en su sesión de fecha 13 de diciembre del 2012. La primera versión del contrato de concesión del concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto fue aprobada por el Comité Pro Conectividad mediante el Acuerdo Pro Conectividad 66-1-2013-Electricidad del 10 de enero del 2013, el cual fue comunicado con Circular N.º 01, publicada en el portal institucional de ProInversión.

Posteriormente, mediante Acuerdo del Comité Pro Conectividad 98-3-2013-Electricidad del 11 de junio del 2013, se aprobaron las bases consolidadas del concurso público internacional, que incluían las modificaciones efectuadas a las bases hasta la Circular N.º 6; y fue comunicado a los interesados mediante la Circular N.º 8, publicada en el portal institucional de ProInversión.



6.3 Convocatoria

Luego de haber trabajado arduamente la versión inicial del contrato y bases, se logró realizar la convocatoria del concurso. La publicación del aviso de convocatoria se efectuó en el diario oficial El Peruano y en los diarios Gestión y La República los días 17 y 18 de diciembre del 2012. En la publicación se daba a conocer la disponibilidad de las bases del concurso en la página web de ProInversión, a partir del 17 de diciembre del 2012, y el derecho de participación en el proceso ascendió a USD 2000,00 (dos mil y 00/100 dólares americanos), incluido el IGV. Del mismo modo, se informaba que la presentación de ofertas y adjudicación de la buena pro se realizaría en la ciudad de Lima, en las fechas y horas que serían comunicadas mediante circular[25].

Fueron nueve los interesados que pagaron el derecho de participación:

1. ASA Iberoamérica S. L.
2. Consorcio Transmántaro S. A.
3. Transmisora Eléctrica del Sur S. A.
4. REN - Redes Energéticas Nacionales - SGPS S. A.
5. Cosapi
6. CAME Contratistas y Servicios Generales S. A.
7. Cobra Instalaciones y Servicios S. A.
8. Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U.
9. Isolux Energía e Paratições S. A.

6.3.1. Circulares

De acuerdo con las bases del concurso, el Comité de ProInversión, si lo consideraba necesario, en cualquier momento podía aclarar, modificar o complementar las bases; así como absolver consultas a las bases y sugerencias a las versiones de los contratos, para lo cual emitiría una circular[25].

En ese sentido, durante el proceso del concurso se emitieron las siguientes circulares:

- **Circular N.º 1:** primera versión del contrato de concesión.
- **Circular N.º 2:** modificaciones del cronograma del concurso.
- **Circular N.º 3:** segunda versión del contrato de concesión.

- **Circular N.º 4:** modificaciones del cronograma del concurso.
- **Circular N.º 5:** absolución de consultas a las bases.
- **Circular N.º 6:** modificación del Anexo N.º 6 (empresas bancarias) de las bases del concurso.
- **Circular N.º 7:** resultado de la calificación y publicación de postores.
- **Circular N.º 8:** bases consolidadas del concurso hasta la circular.
- **Circular N.º 9:** gastos del proceso a ser reembolsados por el adjudicatario en la fecha de cierre.
- **Circular N.º 10:** versión final del contrato de concesión.
- **Circular N.º 11:** publicación de los términos de referencia recibidos del Osinergmin para la contratación de la Supervisión de Ingeniería, Suministro y Construcción de la L. T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas, en base a lo establecido en el numeral 4.8 del contrato de concesión, para conocimiento y fines pertinentes.
- **Circular N.º 12:** valores máximos del Costo de Servicio Total y de sus componentes.
- **Circular N.º 13:** aprobación de la modificación del consorcio calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A., quedando conformado como el consorcio calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A., como postor del concurso.
- **Circular N.º 14:** modificación y publicación de los términos de referencia para la contratación de la Supervisión de Ingeniería, Suministro y Construcción de la L. T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas, con base en lo establecido en el numeral 4.8 del contrato de concesión. Este documento reemplaza al comunicado con la Circular N.º 11.

- **Circular N.º 15:** comunica a los postores fecha, lugar y hora del acto de presentación de sobres N.º 1 y N.º 2 y adjudicación de la buena pro; las instrucciones sobre los documentos que deben presentar los postores; el procedimiento a seguir en el referido acto; y la posibilidad de revisión previa de documentos del sobre N.º 1. Se hace entrega de los 5 ejemplares del contrato de concesión y de los formularios 4, 4-A y 4-B impresos en papel de seguridad.
- **Circular N.º 16:** comunica fecha de cierre del concurso.

De las circulares antes mencionadas, podemos resaltar: la Circular N.º 5 de absolución de consultas a las bases, por medio de la cual se respondieron diversas interrogantes planteadas por los interesados y se abrieron temas relevantes como el de la consulta previa por primera vez; y la Circular N.º 13 de aprobación de modificación del consorcio calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A., quedando conformado el consorcio calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A., como postor del concurso, este proceso se explicará un poco más a detalle más adelante, en el resultado de calificación.

6.3.2 Calificación

Para el proceso de calificación, el Comité de Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 65-1-2013-Energía del 3 de enero del 2013, designó a la Comisión encargada de la recepción y evaluación de los documentos de calificación que se presenten en los procesos de promoción de la inversión de los proyectos de energía encargados a ProInversión.

Los requisitos para la calificación fueron los establecidos en el Plan de Promoción de la Inversión Privada.

6.3.3 Resultado de la calificación

Según lo señalado en el cronograma del concurso, el día 17 de mayo del 2013 fue la fecha límite para la presentación de las solicitudes de calificación y de la documentación requerida para esta etapa del proceso, por parte de los adquirentes. En dicha oportunidad, de los nueve interesados que pagaron derecho de participación, solo siete adquirentes o consorcios presentaron sus solicitudes y documentación.

1. Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P. - ISA
2. Cobra Instalaciones y Servicios S. A.
3. ASA Iberoamérica S. L.
4. Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U.
5. Consorcio REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) — Mota Engil Perú S. A.
6. Consorcio Red Eléctrica Internacional S. A. - AC Capitales SAFI S. A.
7. Isolux Energia e Participações S. A

En el proceso de evaluación de la documentación presentada por los adquirentes o consorcios, mediante el Oficio N.º 4-2013/PROINVERSIÓN/DPI/SDGP/JPEH.10, del 17 de mayo del 2013, se solicitó al adquirente Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U., la acreditación de la vinculación entre Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U. y Elecnor S. A., cuyas cifras se invocan para el cumplimiento del requisito financiero dentro del concurso. Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U., mediante comunicación del 22 de mayo del 2013, presentó los documentos que demuestran su vinculación con Elecnor S. A.

De la misma manera, como parte de la evaluación de la documentación presentada, mediante el Oficio N.º 7-2013/PROINVERSIÓN/DPI/SDGP/JPEH.10, del 17 de mayo del 2013 se solicitó al adquirente Cobra Instalaciones y Servicios S. A., acredite el cumplimiento de los requisitos técnicos a través de la presentación de documentos traducidos al idioma español, los cuales, además, debían ser prueba suficiente de la operación directa por parte de las empresas vinculadas invocadas;

y que se demuestre la vinculación, invocada por Cobra Instalaciones y Servicios S. A. con las empresas Brillante Transmisora de Energía, Jauru Transmissora de Energía y Linha de Transmission de Montes Claros Ltda. a través de la presentación de documentación en idioma español. En este caso, no se recibió la subsanación por parte de Cobra Instalaciones y Servicios S. A.

De otro lado, como parte de la evaluación de la documentación presentada, mediante el Oficio N.9-2013/PROINVERSIÓN/DPI/SDGP/JPEH.10, del 17 de mayo del 2013 se solicitó al adquirente Isolux Energia e Participações S. A., cumpla con la traducción al idioma español de los documentos que sustentan el cumplimiento de los requisitos técnicos; asimismo, como parte de la evaluación, con el Oficio N.º 11-2013/PROINVERSIÓN/DPI/SDGP/JPEH.10, del 20 de mayo del 2013, se le solicitó que se demuestre la vinculación existente entre Isolux Energia e Participações S. A. y Plena Operacao e Manutencao de Transmissoras de Energia Ltda., a través de la presentación de copia simple de documentos que, además, debían estar en idioma español. En este caso sí se obtuvo una respuesta, mediante comunicación de fecha 24 de mayo del 2013, Isolux Energia e Participações S. A., presentó la documentación que subsana las observaciones mencionadas en el párrafo anterior.

El día 30 de mayo del 2013 se reunió la Comisión de Calificación con el objeto de revisar las solicitudes de calificación presentadas por solo seis adquirentes, dado que uno de ellos (Cobra) no llegó a subsanar las observaciones remitidas. Se revisaron las solicitudes de calificación de:

1. Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P. - ISA
2. ASA Iberoamérica S. L.
3. Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U.
4. Consorcio REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A.
5. Consorcio Red Eléctrica Internacional S. A. - AC Capitales SAFI S. A.
6. Isolux Energia e Participações S. A

De esta manera, Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 96-1-2013-Electricidad del 4 de junio del 2013, aprobó la relación de postores del concurso público internacional, la que fue comunicada a los postores mediante la Circular N.º 7, publicada en el portal institucional de ProInversión.

Asimismo, como parte del proceso, mediante el Oficio N.º 18 / 2013 / PROINVERSIÓN / DPI/SDGP / JPEH 10, de fecha 6 de junio del 2013, se solicitó al Organismo Supervisor de las Contrataciones del Estado - OSCE verificar si alguno de los postores tenía sanción administrativa vigente con inhabilitación temporal o permanente para contratar con el Estado. En ese sentido, el OSCE emitió respuesta mediante el Oficio N.º 1087 - 2013 / SGdel 20 de junio del 2013, recibido el 25.06.13, que adjunta copia del Memorando N.º 618-2013-TCE, emitido por la Presidencia del Tribunal del OSCE, mediante el cual informa que ninguno de los postores calificados presenta sanción administrativa vigente de inhabilitación temporal y/o definitiva.

El concurso del proyecto estipulaba la solicitud de aprobación de modificación de los consorcios calificados, es así como, dentro del plazo señalado (14/06/13) en el numeral 4.4 del Anexo N.º 1 de las bases (cronograma del concurso), se recibió del Consorcio Calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A., la solicitud de aprobación de modificación del consorcio calificado, al cual se incorporaba la empresa E. I. P. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A. Para ello, y de acuerdo a lo establecido en el Numeral 3.3.6 de las bases, el consorcio calificado cumplió con presentar el Formulario N.º 3-B debidamente llenado y suscrito, así como los poderes correspondientes de los representantes legales de la empresa E. I. P. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A. Para ser más precisos, el inciso 3.3.6 del Numeral 3.3 de las bases contemplaba la posibilidad de conformar consorcios o modificar el existente sin cambiar el operador calificado y dentro del plazo estipulado en el cronograma.

En ese sentido, luego de verificar el cumplimiento de los requisitos previstos para presentar la modificación, tales como la designación de los representantes legales de los integrantes del consorcio y la confirmación de que Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A. - REN se mantenía como operador calificado. La Comisión de Calificación aprobó la modificación del consorcio calificado quedando su denominación como sigue: Consorcio REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A. - E. I. P. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A.

Finalmente, el Comité Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 100-7-2013-Electricidad del 18 de junio del 2013, aprobó la modificación del consorcio calificado REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A., denominándose Consorcio REN (Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A.) - Mota Engil Perú S. A. E. I. P. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A. para el concurso público internacional. Esta modificación fue comunicada a los postores mediante la Circular N.º 13, publicada en el portal institucional de ProInversión.

6.3.4 Versión final del contrato de concesión

Respecto a la entrega de la versión final del contrato, Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 92-1-2013-Electricidad del 17 de mayo del 2012, aprobó la versión final del contrato de concesión el 17 de mayo del 2013 y autorizó su remisión al Minem, MEF y Osinergmin, para recabar las opiniones favorables correspondientes, de conformidad con lo establecido en el artículo 9.5 del Decreto Legislativo N.º 1012. Posteriormente, luego de haber considerado y levantado los comentarios, sugerencias y observaciones del Minem, MEF y Osinergmin efectuados a la versión final del contrato de concesión del 17 de mayo del 2013, Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 97-1-2013-Electricidad con fecha 5 de junio del 2013, aprobó la versión final del contrato de concesión y autorizó remitir nuevamente al Minem, MEF y Osinergmin, para recabar las opiniones favorables correspondientes después de haber levantado las observaciones realizadas.

Es así como, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 99-1-2013-Electricidad del 14 de junio del 2013, se acordó elevar al Consejo Directivo de ProInversión, para su aprobación, la versión final del contrato de concesión el 14 de junio del 2013. En ese sentido, el Consejo Directivo de ProInversión con el Acuerdo ProInversión N.º 527-1-2013-CPC, adoptado en su sesión de fecha 17 de junio del 2013, aprobó la versión final del contrato de concesión el 14 de junio del 2013. Esta fue enviada a los postores mediante la Circular N.º 10, publicada en el portal institucional de ProInversión.

Por otra parte, la jefatura de Fiscalización Eléctrica del Osinergmin, mediante el correo electrónico de fecha 12 de junio del 2013, envió a ProInversión los "Términos de Referencia para la Contratación de la Supervisión de Ingeniería, Suministro y Construcción del Proyecto", en mérito a lo señalado en el numeral 4.8 del contrato, y a fin de tener una base de referencia para valorizar los servicios de supervisión y ayudar en el seguimiento del proyecto por parte del concedente y Osinergmin.

Pro Conectividad, mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 100-2-2013-Electricidad del 18 de junio del 2013, acordó autorizar la publicación de los términos de referencia para la contratación del supervisor de ingeniería, suministro y construcción enviados por el Osinergmin para el proyecto, y se envió a los postores mediante la Circular N.º 11, publicada en el portal institucional de ProInversión.

6.3.5 Criterios de adjudicación de la buena pro

En el Formulario 4 (carta de presentación de la oferta) de las bases del concurso, se especificaba que el contenido de la oferta consistía en presentar:

- **Costo de inversión:** un monto expresado en USD que representaría a juicio de cada postor, el valor de la inversión, sin IGV, expresado a la fecha de presentación de la oferta del concurso de la línea eléctrica.
- **Costo de OyM anual:** un monto expresado en USD que representa, a juicio de cada postor, el valor del costo de operación y mantenimiento anual, sin IGV, expresado a la fecha de presentación de la oferta del concurso de la línea eléctrica.

En el Anexo 4 (Método para determinar la mejor oferta) de las bases del concurso, se señalaron los criterios para la adjudicación de la buena pro, que fueron los siguientes:

- Solo serán aceptables las ofertas que presenten valores para el Costo de Servicio Total, y para cada uno de sus dos componentes: anualidad del Costo de Inversión - aCI y Costo Anual de Operación y Mantenimiento - COyM, que sean iguales o menores a los valores máximos respectivos que previamente fijaría el comité mediante circular.
- El Costo de Servicio Total sería igual a la suma del Costo anual de OyM - COyM más la anualidad del Costo de Inversión - cCI calculada con la tasa del 12 % y un período de 30 años.

$$\text{Costo de Servicio Total} = aCI + COyM$$

La buena pro sería obtenida por el postor que ofertara el menor Costo de Servicio Total. El comité adjudicaría la buena pro en caso quedase una oferta válida después de revisar los sobres N.º 1 y N.º 2. El comité declarararía el concurso desierto si no hubiese recibido oferta alguna o si no quedase ninguna válida después de revisar ambos sobres.

6.3.6 Apertura de sobres y adjudicación de la buena pro

Para estas actividades, mediante la Circular N.º 15 publicada en el portal institucional de ProInversión, se comunicó a los postores que la fecha de presentación de los sobres N.º 1 y N.º 2 y buena pro se realizaría el 18 de julio del 2013, en las instalaciones de ProInversión, reiterando el procedimiento para dicho acto y los documentos a presentar por los postores en los sobres N.º 1 y N.º 2.

También se les recordó el envío de cinco ejemplares del contrato de concesión impresos en papel de seguridad, rubricados por un funcionario del comité, para ser presentados en el sobre N.º 1; así como el envío de los formularios correspondientes. Además, también se comunicó la posibilidad de una revisión previa de los documentos correspondientes al sobre N.º 1, es decir, los contratos visados y firmados por los representantes legales y la Garantía de Validez, Vigencia y Seriedad de la oferta de aquellos postores que deseaban hacerlo.

En esta oportunidad, de los seis interesados que calificaron como postores, tres presentaron sus sobres N.º 1.

- Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P. - ISA
- ASA Iberoamérica S. A.
- Consorcio Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A. (REN) - Mota Engil Perú S. A. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A. - EIP

El resultado obtenido de esta primera revisión de la documentación contenida en el sobre N.º 1 fue que se brindó la conformidad a los tres postores.

En esta oportunidad, de los seis interesados que calificaron como postores, tres presentaron sus sobres N.º 1:

Estando conformes los documentos contenidos en el sobre N.º 1 y atendiendo a lo señalado en el Numeral 4.2.3 de las bases consolidadas del concurso, se procedió a abrir el sobre N.º 2, cuyo contenido fue visado por el notario, y se dio lectura al Formulario 4 de cada uno de los postores, verificándose que cada oferta cumpliera lo señalado en el numeral 2.1 del Anexo 4 de las bases consolidadas, según el cuadro siguiente:

Tabla 14
Apertura de sobres N°2

Postor	Costo de inversión (USD)	Costo de OyM anual (USD)
Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P.-ISA	278 365 620,00	6 959 140,00
ASA Iberoamericana S.A.	338 237 177,00	4 000 000,00
Consorcio Redes Energéticas Nacionales SGPS, S.A. (REN)	391 486 773,94	10 000 000,00

Fuente: Libro blanco del proyecto MAMO

Posteriormente, se procedió a obtener el Costo de Servicio Total del proyecto, de cada una de las ofertas de los postores, conforme a lo establecido en el Numeral 2.2 del Anexo 4 de las bases consolidadas del concurso, con el resultado que se indica a continuación:

Tabla 15
Costo de servicio total

Postor	Costo de servicio total (USD)
Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P.-ISA	41 516 466
ASA Iberoamericana S.A.	45 990 000
Consorcio Redes Energéticas Nacionales SGPS, S.A. REN-Mota Engil Perú S. A. - Electricidade Industrial Portuguesa S. A. - EIP	58 600 600

Fuente: Libro blanco del proyecto MAMO

De esta manera, de acuerdo con lo señalado en el Numeral 4.2.4 de las bases y el Numeral 2.3 del Anexo 4 de las bases consolidadas del concurso, el Comité de ProInversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos - Pro Conectividad, adjudicó la buena pro del concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto "Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas" al postor: INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S. A. E. S. P. - ISA.

6.4 Proceso de cierre

Para el proceso de cierre, de acuerdo con el Anexo N.º 1 (cronograma del concurso) de las bases consolidadas del concurso, la fecha de cierre estaba prevista llevarse a cabo dentro de los sesenta días calendario de adjudicada la buena pro, que en este caso debería efectuarse hasta el día 16 de septiembre del 2013. Pro Conectividad mediante Acuerdo de Comité Pro Conectividad 121-6-2013-Electricidad del 10 de septiembre del 2013, fijó la fecha de cierre para el 26 de septiembre del 2013, lo que fue comunicado con la Circular N.º 16, publicada en el portal institucional de ProInversión.

Posteriormente, como requisito para realizar el acto de cierre, se obtuvo el Decreto Supremo N.º 229-2013-EF, publicado el 18 de septiembre del 2013, el cual otorgó la garantía del Estado de la República del Perú en respaldo de las declaraciones, seguridades y obligaciones del concedente en el contrato de concesión del proyecto, a celebrarse con Consorcio Transmantaro S. A., sociedad concesionaria que el adjudicatario Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P. - ISA designó conforme a lo señalado en el Numeral 1 del Anexo 5 de las bases consolidadas del concurso. Asimismo, se autorizó al viceministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas a suscribir, en representación del Estado, dicho contrato.

En ese sentido, el 26 de septiembre del 2013 en ProInversión, se llevó a cabo el acto de cierre, con asistencia del Presidente del Comité de ProInversión en Proyectos de Energía e Hidrocarburos - Pro Conectividad, del viceministro de Energía del Ministerio de Energía y Minas, del secretario general de ProInversión, del subdirector de Gestión de Proyectos de ProInversión, del jefe de proyecto en Temas Eléctricos e Hidrocarburos de ProInversión, y el representante legal de la sociedad concesionaria Consorcio Transmantaro S. A. y con intervención de un notario de Lima. Adicionalmente, se procedió a realizar la suscripción del contrato de concesión del proyecto.

Ilustración 34 Principales hitos de MAMO



Fuente: Libro blanco del proyecto MAMO

6.5 Características internas del proyecto

6.5.1. Miembros del consorcio adjudicatario

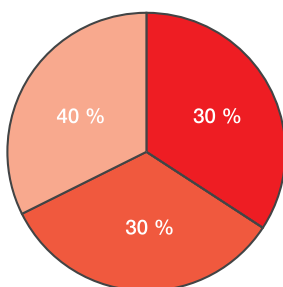
El ganador de la concesión fue el Consorcio Transmantaro S. A. - ISA CTM. Esta entidad fue la encargada de unir el Sistema Interconectado Centro-Norte con el Sistema Interconectado Sur. Revisemos los datos más importantes de esta empresa:

Se constituyó en el 2002, producto de competir para la implementación de los sistemas de transmisión de Etecen y Etesur. Al 2013, esta empresa tenía presencia en más de 20 regiones del país. Como se menciona en su memoria anual, al 2013 tenían una tasa de disponibilidad de la red del 99,6 %, la cual era superior al 99,55 % [30].

Es necesario recordar que a dicha fecha, no se tenían líneas de 500 kV terminadas; sin embargo, tenían tasas mínimas de fallas en sus líneas de 138 kV y de 220 kV. En dichas infraestructuras, el número de fallas era de 2,89 y 1,30, las cuales se encontraban muy por debajo de los estándares internacionales que se situaban en 4,5 y 3. El tamaño de la empresa es tal que, al 2013, y contemplando otros proyectos en los cuales tenían una participación importante, habían realizado inversiones por más de USD 700,39 millones.

A dicha fecha la empresa tenía la siguiente composición de sus accionistas:

Ilustración 35
Accionistas de ISA



- Interconexión Eléctrica S.A.E.S.P.
- Transelca S.A.E.S.P.
- Empresa de Energía de Bogotá S.A.E.S.P.

Fuente: Memoria Anual ISA 2013

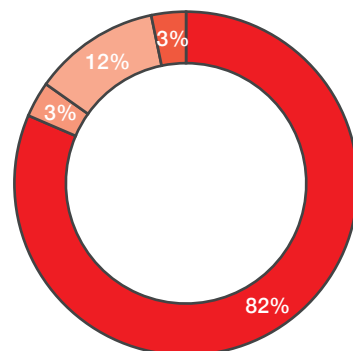
Además de ello, a dicha fecha la empresa tenía más de 30 filiales con representación en Colombia, Brasil, Perú, Chile, Bolivia, Ecuador, Argentina, Panamá y países en América Central. Solo en sus actividades comerciales en el Perú tuvo un resultado de S/ 328,8 millones[30]. El cual tenía los siguientes componentes:

Tabla 16
Ingresos de ISA - REP

Ingresos	
Ingresos por servicio de transmisión - RA	267 873 420,36
Ingresos por adicionales a la RAG	11 007 948,06
Ingresos por servicio de operación y mantenimiento	39 226 502,45
Otros ingresos complementarios	10 711 963,57
Total	328 819 834,44

Fuente: Memoria Anual ISA

Ilustración 36
Ingresos de ISA - REP



- Ingresos por servicio de transmisión (RA)
- Ingresos por adicionales a la RAG
- Ingresos por servicios de operación y mantenimiento
- Otros ingresos complementarios

Fuente: Memoria Anual ISA 2013

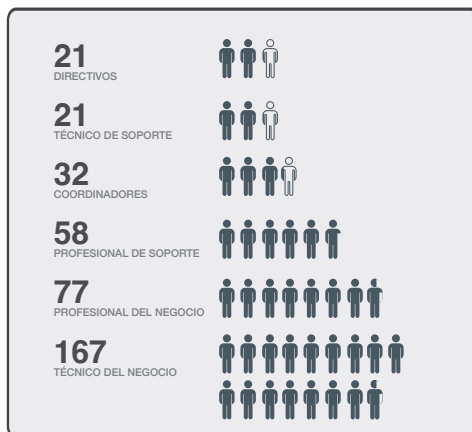
Al 2013 la empresa tenía cerca de 376 colaboradores, en el Perú, los cuales tenían las siguientes funciones:

Tabla 17
Personal ISA 2013

Directivos	6%
Coordinadores	9%
Profesional de soporte	15%
Profesional del negocio	20%
Técnico de soporte	6%
Técnico del negocio	44%
Total	100%

Fuente: Memoria Anual ISA 2013

Ilustración 37
Personal de ISA



Fuente: Memoria Anual ISA 2013

En la actualidad la empresa se dedica a la construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión de energía eléctrica en alta tensión. ISA CTM es el mayor transportador de energía eléctrica en Colombia, Perú y en el Estado de São Paulo, Brasil[32]

Líneas de Transmisión por ISA CTM

- 48,766 km de circuito en operación
- 7048 km de circuito en construcción





6.6 Costo del proyecto

En referencia a los costos incurridos en el proyecto, es necesario establecer dos tipos de costos: los costos del proceso y los costos estimados del proyecto. En referencia a los costos del proyecto, mediante Circular N.º 9 de fecha 11 de junio del 2013, el presidente del comité Pro Conectividad, presentó los costos del proceso, los cuales ascendieron a USD 324 199,68 incluido el IGV. [25]

Siendo una APP, no se establecen estudios mínimos lo cuales determinarían los costos finales del proyecto; sin embargo, si se deberían de considerar topes máximos para la presentación de ofertas al Estado. En ese sentido, contemplando el numeral 2.1 del Anexo 4 de las bases del concurso se establecieron Costos de Servicio Total, compuestos por dos valores: costos de inversión aCI y costos de Operación y Mantenimiento - COyM. Estos costos fueron presentados ante los postores mediante Circular N.º 12 de fecha 18 de junio del 2013. Estos costos eran:

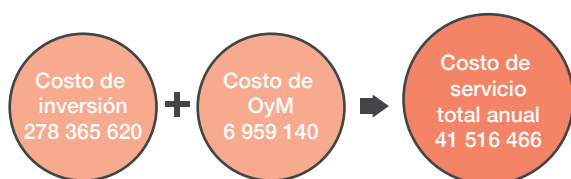
Tabla 18
Valores referenciales del proyecto

Valores referidos máximos		
Anualidad de Costo de Inversión	51 242 000,00	81%
Costo de Operación y Mantenimiento Anual	12 110 000,00	19%
Total	63 352 000,00	100%

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

Como se mencionó en los párrafos anteriores fue la empresa Interconexión Eléctrica S. A. E. S. P - ISA la que presentó una mejor oferta con un costo de inversión estimado de USD 278 365 620,00; y un costo de operación y mantenimiento anual de USD 6 959 140,00. Estos dos costos generaban un costo de servicio total anual de USD 41 516 466.

Ilustración 38
Costo de Servicio Total Anual



Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

6.6.1 Costos de inversión

Procederemos a dividir los costos de inversión en subestaciones y líneas de transmisión.

Líneas de transmisión

Son tres los principales componentes de las líneas de transmisión.

a) Línea de transmisión de Mantaro a Marcona

Tabla 19
Costo de la Línea Mantaro a Marcona

Descripción	Monto USD
Suministro	25 610 061
Transporte	2 070 374
Construcción y montaje	43 513 829
Costos indirectos	5 688 417
Administración del proyecto	5 594 300
Ingeniería	1 568 263
Supervisión	736 449
Gastos financieros	5,395,368
Total	90,177,061

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

b) Línea de transmisión de Marcona a Socabaya

Tabla 20
Costo de la Línea Marcona a Socabaya

Descripción	Monto USD
Suministro	26 385 217
Transporte	2 137 790
Construcción y montaje	35 789 450
Costos indirectos	4 781 047
Administración del proyecto	6 947 732
Ingeniería	1 960 328
Supervisión	683 491
Gastos financieros	5 007 388
Total	83 692 443

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

c) Línea de transmisión de Socabaya a Montalvo

Tabla 21
Costo de la Línea Socabaya a Montalvo

Descripción	Monto USD
Suministro	5 910 765
Transporte	484 995
Construcción y montaje	6 880 470
Costos indirectos	777 320
Administración del proyecto	1 464 001
Ingeniería	399 679
Supervisión	139 475
Gastos financieros	1 021 822
Total	17 078 527

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

En total el costo de las líneas de transmisión del proyecto ascendió a **USD 190 948 031**.

Ilustración 39

Líneas de transmisión del proyecto MAMO



Fuente: ISA - REP

Tabla 22

Costo total de las líneas del proyecto MAMO

Línea	Costo USD
Línea de transmisión de Mantaro a Marcona	90 177 061
Línea de transmisión de Marcona a Socabaya	83 692 443
Línea de transmisión de Socabaya a Montalvo	17 078 527
Total	190 948 031

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

6.6.2. Subestaciones

a) Subestación Campo Armiño 220kV

Tabla 23

Costo de la subestación Campo Armiño

Descripción	Monto USD
Suministro	501 157
Transporte	91 707
Construcción y montaje	610 136
Costos indirectos	25 372
Administración del proyecto	66 757
Ingeniería	19 066
Supervisión	11 516
Gastos financieros	84 367
Total	1 410 078

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

b) Subestación Mantaro

Tabla 24

Costo de la subestación Mantaro

Descripción	Monto USD
Suministro	9 752 902
Transporte	1 784 681
Construcción y montaje	9 242 165
Costos indirectos	384 325
Administración del proyecto	1 349 634
Ingeniería	385 463
Supervisión	200 655
Gastos financieros	1 470 035
Total	24 569 860

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

c) Subestación Poroma

Tabla 25

Costo de la subestación Poroma

Descripción	Monto USD
Suministro	14 551 778
Transporte	2 662 827
Construcción y montaje	5 986 505
Costos indirectos	248 942
Administración del proyecto	1 521 409
Ingeniería	434 523
Supervisión	222 621
Gastos financieros	1 630 962
Total	27 259 567

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

d) Subestación Socabaya

Tabla 26

Costo de la subestación Socabaya

Descripción	Monto USD
Suministro	13 095 234
Transporte	2 396 294
Construcción y montaje	8 500 781
Costos indirectos	353 495
Administración del proyecto	1 575 912
Ingeniería	450 089
Supervisión	231 084
Gastos financieros	1 692 964
Total	28 295 853

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

e) Subestación Montalvo

Tabla 27
Costo de la subestación Montalvo

Descripción	Monto USD
Suministro	2 362 462
Transporte	432 306
Construcción y montaje	2 189 569
Costos indirectos	91 051
Administración del proyecto	271 078
Ingeniería	135 788
Supervisión	48 038
Gastos financieros	351 939
Total	5 882 231

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

En total el costo de las líneas de transmisión del proyecto ascendió a **USD 87 417 589**.

Tabla 28
Costo total de las subestaciones

Línea	Costo USD
Subestación Campo Armiño 220 kV	1 410 078
Subestación Mantaro Nueva 500/220 kV	24 569 860
Subestación Poroma 500/220 kV	27 259 567
Subestación Socabaya nueva 500/220 kV	28 295 853
Subestación Montalvo 500 kV	5 882 231
Total	87 417 589

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

6.6.3 Costos de operación y mantenimiento

Costos de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión.

Tabla 29
Costo de la operación y mantenimiento del componente de las líneas de transmisión del Proyecto MAMO

	Línea de transmisión de Mantaro a Marcona	Línea de transmisión de Marcona a Socabaya	Línea de transmisión de Socabaya a Montalvo
Monto USD	2 254 426	2 092 311	426 963
Total	4 773 700		

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

Costos de operación y mantenimiento de las subestaciones.

Tabla 30
Costo de la operación y mantenimiento del componente de las subestaciones del Proyecto MAMO

Subestación	Monto USD
Subestación Campo Armiño 220 kV	35 252
Subestación Mantaro Nueva 500/220 kV	614 247
Subestación Poroma 500/220 kV	681 489
Subestación Socabaya nueva 500/220 kV	707 396
Subestación Montalvo 500 kV	147 056
Total	2 185 440

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

Ilustración 40
Subestaciones proyecto MAMO



Fuente: ISA - REP

Es necesario mencionar que el desarrollo de los componentes descritos fue de la mano con el desarrollo de los principales hitos del proyecto, los cuales fueron los siguientes:

Tabla 31
Hitos del proyecto MAMO

Hito	Plazo
Estudio de Impacto Ambiental aprobado por la autoridad competente	22 meses
Cierre financiero	24 meses
Llegada a los correspondientes sitios de obra de los reactores y transformadores a que se refiere el acápite 3.1 del Anexo N.º1 del Contrato	33 meses
POC	38 meses

Fuente: Contrato de concesión MAMO 2013

7. Impactos del proyecto

Es necesario precisar que al 2014 se esperaba que el proyecto represente la línea de transmisión más grande de 500 kV en el Perú. Para dicho año se esperaba que este proyecto tuviera una dimensión de 949 kilómetros [34 y 35]. Con dichas dimensiones el proyecto superaría a la línea de la empresa Abengoa en el sur de nuestro país [34, 35, 36].

Tabla 32
Empresas del Sistema de Transmisión 2014

Empresa	País	Empresa	Longitud					Total	%
Abengoa	España		500 kV	220 kV	138 kV	75 kV	50 kV		
		Abengoa Transmisión Norte		1010	3			1014	5%
		Abengoa Transmisión Sur	890	60				949	4%
							196	9%	
Grupo ISA	Colombia	Consorcio Transm	949	1088	41			2078	10%
		Interconec Eléctrica ISA Perú		262	131			393	2%
		Red de Energía del Perú		3385	1241	34		4660	2%
							7130	33	
	Otras			761	2578	4749	2253	10340	48
Total			1838	8241	4368	4889	2253	21589	100

Fuente: Minem 2014

Teniendo tales características procederemos a analizar el impacto del proyecto desde tres perspectivas:

- Impacto ambiental
- Impacto social
- Impacto económico

7.1 Impacto ambiental

No todos los desarrollos de infraestructura tienen el mismo impacto en el medio ambiente en el cual se desarrollan[39 y 40]. En el estudio de impactos ambientales del proyecto se identificaron los impactos de carácter negativo y los impactos de carácter positivo, siendo estos últimos los mas resaltantes[41].

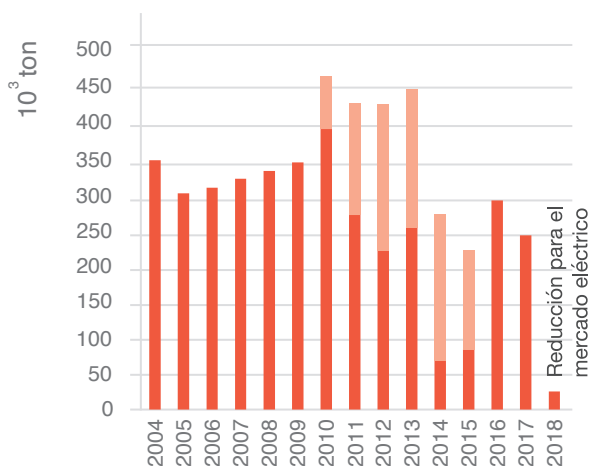
Para los impactos de carácter negativo el Consorcio Transmantaro S. A. propuso una estrategia de manejo ambiental que contenía los siguientes planes[42]:

- Plan de Manejo Ambiental.
- Plan de Vigilancia Ambiental.
- Plan de Compensación.
- Plan de Relaciones Comunitarias.
- Plan de Contingencia.
- Plan de Abandono.

En adición a los impactos ambientales mencionados, otro de los impactos más relevantes del presente proyecto fue la disminución del consumo del carbón mineral para el mercado eléctrico [43 y 44]. La entrada en operación del proyecto permitió transferencias de los excedentes de producción energética del centro hacia el sur del país hasta en 1500 MW esta incorporación redujo el consumo del carbón en un 94,4 % [45].

Ilustración 41
Línea Zapallal

(UNIDAD:10³ ton)



Fuente: Minem 2014

7.2 Impacto social

Son muchos los autores que han desarrollado estudios sobre el impacto de la provisión de energía eléctrica en el bienestar de una determinada sociedad. Desde los estudios enfocados en la educación o la salud, es mucha la evidencia que corrobora los beneficios de la provisión de la electricidad en los hogares. Sin embargo, las líneas de transmisión no impactan directamente en los usuarios finales (los hogares en este caso) por lo tanto, no tienen un impacto directo en el usuario final. No obstante, este tipo de infraestructura es uno de los principales pilares (sino el más importante) para la provisión de energía eléctrica en los hogares.

Para el presente caso vamos a analizar cuáles son las implicancias de la provisión de energía eléctrica en los hogares de una población. Dentro de los estudios revisados hay dos estudios básicos que demuestran las mejoras en el bienestar de una determinada sociedad que cuenta con servicios de energía eléctrica. El primer estudio fue desarrollado por Kanagawa y Nakata en el 2008 y analizó a la población de Assam en India. Acorde a dicho estudio, si bien existen impactos en la salud y economía de una sociedad que cuenta con servicios eléctricos, el principal impacto es corroborado en la educación de una determinada población [47 y 48]. Kanagawa y Nakata lograron identificar que la población de Assam podría disminuir su ratio de analfabetismo en cerca del 10 % con la provisión de energía eléctrica.

En el Perú son varios los estudios realizados sobre las mejoras de la calidad de vida de la población producto de la ampliación de la infraestructura de generación eléctrica. Acorde a la investigación de Marina y Llanos (2022) el incremento de la inversión pública en la transmisión eléctrica tiene cuatro incidencias principales: en la producción eléctrica; en el incremento de la población no pobre en las áreas rurales; la productividad laboral, y los ingresos económicos rurales. Primero, en referencia a la producción eléctrica, la elasticidad identificada por estos autores entre el 2000 y el 2020 indica que un incremento del 1 % de inversión pública en la infraestructura eléctrica aumenta en 1,35 % la producción eléctrica. Segundo, en el caso de la población no pobre en áreas rurales, un incremento de un 1 % en el acceso de la electricidad, tiene como resultado un aumento del 0,97 % de la población no pobre en las áreas rurales.

Tercero, la productividad laboral. De acuerdo a los autores mencionados, el incremento del 1 % de la inversión pública en infraestructura de transmisión eléctrica tiene como resultado el incremento del 1,54 % en la productividad laboral de la transmisión eléctrica. Finalmente, el estudio de Marina y Llanos, comprobó que un incremento del 1 % en el acceso a la electricidad de las zonas rurales del país, genera que estas incrementen sus ingresos económicos en aproximadamente un 0,89 %[49].

Contemplando estos resultados y considerando que la tasa de crecimiento de las líneas de transmisión (longitud) fue del 4,14 %, se podría considerar que los hogares en el área rural del Perú afectas a estas ampliaciones tuvieron un crecimiento promedio del 3,38 % en sus ingresos económicos rurales[49].

Siguiendo la literatura internacional en el desarrollo de evaluaciones de impacto, la electrificación rural tiene dos tipos de efectos: directos e indirectos[51 y 53]. Los efectos directos se relacionan con la mejora del alumbrado y del amplio uso de artefactos eléctricos. Por otro lado, el estudio de efectos indirectos está relacionado con una mejora en la educación y por ende mejoras en el ingreso del hogar.

En Perú se identificó que el acceso de un hogar en las zonas rurales implica un incremento del tiempo de estudio entre 94 y 137 minutos en los niños[52]. Este resultado implica que en los hogares rurales electrificados los niños estudian un adicional de hora y media a dos, los cuales están muy por encima de los datos recopilados por el Banco Mundial en el 2020, institución que identificó un incremento de 48 minutos en los hogares rurales que tienen acceso a los servicios de electricidad.

Aguirre incluso escala un poco más y, considerando las estimaciones realizadas por Beltrán [54], postuló que el Estado peruano ahorraría cerca de USD 33,13 dólares por cada niño que no ha repetido el año gracias a la mejora en los servicios de electricidad. Considerando la literatura internacional, la no repetición de un año de estudio en los niños tiene un efecto dominó que les permite, de alguna forma, mejorar su nivel de vida en el futuro.

Tabla 33
Elasticidades del estudio de Marina y Llanos

Factor	Incremento	Factor	Var.
Inversión pública en la infraestructura eléctrica	1 %	Producción eléctrica	1,35 %
En el acceso de la electricidad		Población no pobre en las áreas rurales	0,97 %
Inversión pública en infraestructura de transmisión eléctrica		Productividad laboral de la transmisión eléctrica	1,54 %
Acceso a la electricidad de las zonas rurales del país		Ingresos económicos	0,89 %

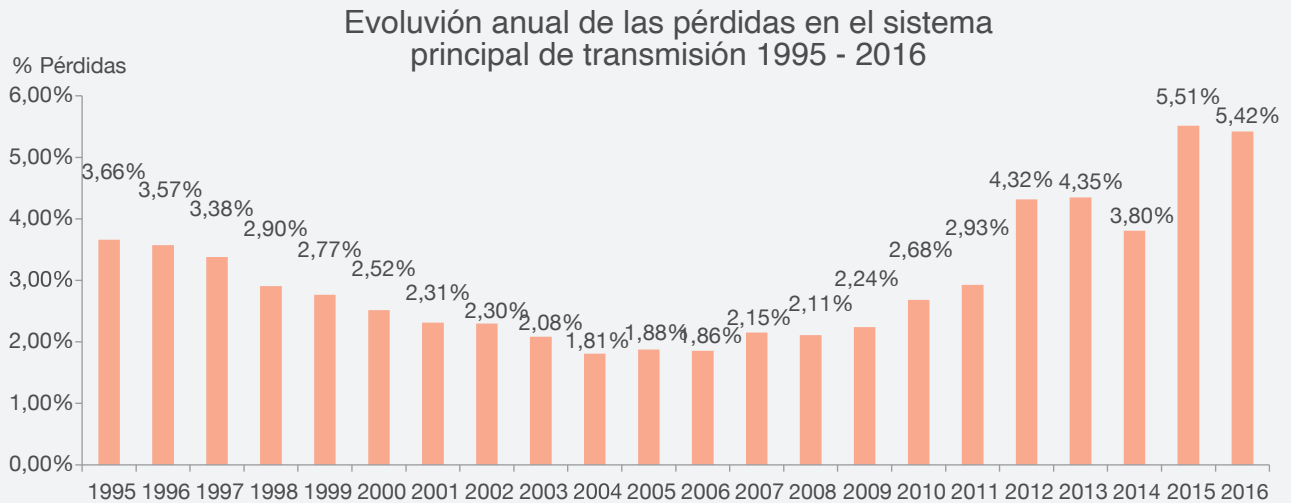
Fuente: Minem 2014

7.3 Impacto económico

En referencia a los impactos económicos del proyecto, el impacto directo que fue previsto en el presente proyecto era el ahorro de los costos a través de la reducción del factor de pérdida de energía.

El año de entrada del presente proyecto la reducción de las pérdidas del sistema se redujo en 1,7 %.

Ilustración 42
Reducción de las pérdidas del Sistema Principal De Transmisión



Fuente: COES 2017

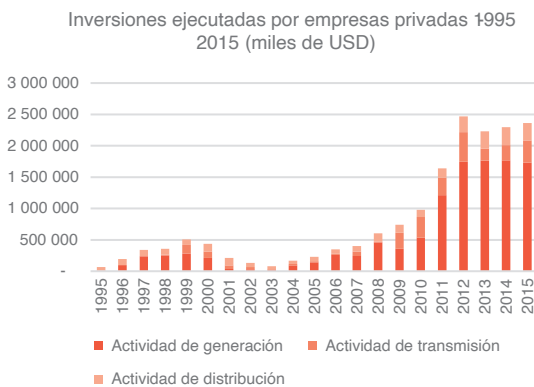


8. La concesión en la actualidad

8.1. Perspectiva estatal

Contemplando los anuarios del sector Electricidad en el Perú contemplemos la situación de este subsector. Desde 1995 hasta el 2015, se dio un incremento considerable de las inversiones en este sector [20, 21, 22, 23, 24, 34, 35, 36, 37, 43, 44, 45, 47, 56, 57 y 58].

Ilustración 43 Inversiones ejecutadas en el sector eléctrico



Fuente: Osinergmin
Elaboración propia.

En la actualidad, el proyecto está funcionando de forma adecuada (ver anexo). El proyecto MAMO tiene una longitud de 917 kilómetros. Después de su adjudicación, la aprobación del estudio de impacto ambiental fue el 6 de noviembre del 2015. Posteriormente, el cierre financiero se dio el 2 de septiembre del 2017 y los equipos a ser instalados para la correcta operación del proyecto llegaron al Perú el 2 de agosto del 2017. Finalmente, el proyecto entra en puesta de operación comercial el 4 de noviembre del 2017 [20, 21, 22, 23, 24].

Sin embargo, existen dos situaciones a resolver en este proyecto. Primero, de acuerdo a la información del Osinergmin (2021) la entrada en operación del proyecto 500 kV Colcabamba - Campas - Carapongo y Campas - Yaros modificará la red de transmisión de la zona centro. Los beneficios que este proyecto brindará a la población son muchos; sin embargo, también conlleva riesgos de resonancia subsíncrona en algunas unidades térmicas.

Como Osinergmin explica, el proyecto actualmente cuenta con una medida de mitigación vigente, la cual es conformada por el bypass de Chilca-Poroma, empero este componente no podría cubrir dicho riesgo.

Por ello, en el proceso de desarrollo del proyecto 500 kV Colcabamba-Campas-Carapongo y Campas-Yaros, COES (2021) ha desarrollado una serie de simulaciones con las cuales se generaron un conjunto de posibles soluciones, las cuales son:

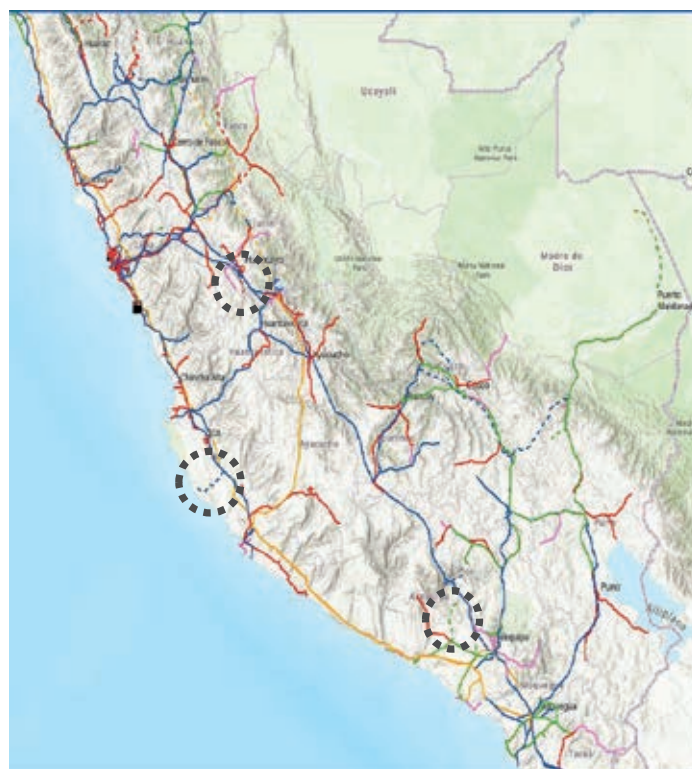
- Aplicar como medida de mitigación del fenómeno de Resonancia Subsíncrona el bypass del Banco de Capacitores Serie - BCS de la L. T. 500 kV Poroma-Ocoña (BCS-5482), en conjunto con el bypass del BCS de la L. T. 500 kV Chilca-Poroma (BCS-5382), actualmente implementado.
- Esta medida de mitigación se aplica desde el cambio topológico del sistema de transmisión producido por la implementación completa del proyecto Coya-Yana.
- En adición se recomienda también contemplar al bypass del BCS de la L. T. 500 kV San José-Montalvo (BCS-5982) como soporte.

Segundo, en la actualidad el Minem viene coordinando con el concesionario el posible cambio de ciertos componentes del proyecto. En la última supervisión, los autotransformadores de Colcabamba deberían de tener una potencia de 600 MVA sin embargo, el concesionario consideró una potencia de 450 MVA [24].

En referencia a los posibles componentes de expansión, el contrato de concesión no contempla adicionales significativos, más que los previstos como producto de las actividades de mantenimiento. Tal como se puede apreciar en el gráfico, no se tiene identificadas nuevas ampliaciones de las redes del presente proyecto. Por el lado de los precios de las barras del proyecto, mediante Resolución del Osinergmin N.º 056-2023-OS/CD se aprobaron los precios en barra para el período mayo 2023-abril 2024.

Según dicha resolución la instalación de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión de la L. T. Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500 kV tendrá un peaje de transmisión de S/ 192 069 504 y un ingreso tarifario esperado de S/ 8 528 912. Además de ello, el Cargo de Peaje de Transmisión Unitario - PTSGT mensual será de 2113 S/kW.

Ilustración 44
Futuras líneas de transmisión en el área
de influencia del proyecto





8.2 Perspectiva del concesionario

Desde ProInversión consideramos que en el desarrollo de estos casos de estudio es necesario que los concesionarios nos comenten cómo fue su experiencia en este proyecto y qué posibles mejoras normativas podrían ser analizadas para el repotenciamiento de los proyectos a ser ejecutados bajo la modalidad APP. En ese sentido, el concesionario respondió una serie de preguntas que nos permiten conocer la perspectiva desde el sector privado.

a) ¿Cuáles han sido los retos más significativos que atravesó el proyecto en su desarrollo?

El proyecto Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas, adjudicado en el 2013 al Consorcio Transmantaro, fue todo un reto constructivo dada la magnitud de las obras que consideró. Además, su desarrollo resultó ser un desafío debido a la diversidad geográfica y las condiciones climatológicas que el equipo a cargo tuvo que enfrentar.

Este es uno de los proyectos de transmisión en 500 kV con mayor extensión realizado en el Perú, además de ser la línea de transmisión construida a mayor altura en Latinoamérica (más de 4000 metros sobre el nivel del mar en Ayacucho). Para su construcción, además, se requirieron 1934 torres y 12 000 kilómetros de cable conductor.

Su despliegue implicó la construcción de 3 líneas de Transmisión a 500 kV desde el distrito de Colcabamba, región Huancavelica; hasta el distrito de Montalvo, región Moquegua, con una longitud aproximada de 918 km. Asimismo, se consideraron 2 líneas de transmisión a 220 kV, en las localidades de Colcabamba y Socabaya con una longitud aproximada de 7 km. Junto con las líneas de 500 kV y 220 kV, se necesitó construir 2 subestaciones asociadas, Colcabamba y Yarabamba.

El proyecto Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas recorrió 5 regiones: Huancavelica, Ayacucho, Ica, Arequipa y Moquegua.

b) ¿Cuáles fueron las lecciones aprendidas desde el desarrollo hasta la ejecución del proyecto?

Si hacemos un repaso al camino recorrido hasta lograr poner en operación este proyecto, nos damos cuenta de que esto no habría sido posible sin una adecuada gestión que articule las acciones relacionadas con los componentes ambientales, sociales, normativos, entre otros. En ese sentido, desde el lado social y ambiental se desarrollaron estrategias de relacionamiento cercano con las comunidades, en las cuales fue clave el acompañamiento del Estado para viabilizar la construcción del proyecto en las zonas más críticas.

Por otro lado, ayudó a identificar las mejoras normativas necesarias para flexibilizar el anexo técnico de los contratos, para que el concesionario pueda proponer innovaciones o mejoras a la infraestructura. Si consideramos que los proyectos de este tipo se empiezan a idear en un momento de tiempo determinado, y luego pueden pasar cerca de 8 años hasta su construcción, **es importante incorporar nuevas tecnologías que hayan salido al mercado para hacer más eficiente la gestión de los activos en el futuro.**

c) ¿Qué tanto ha impactado el cambio normativo desde ese entonces hasta ahora en el desarrollo de los proyectos eléctricos?

Se denota una clara intención de agilizar los procesos de adjudicación, lo cual es vital para que la infraestructura se implemente oportunamente frente a las necesidades del mercado eléctrico. Cabe recordar que, justamente a puertas del inicio de la operación de este proyecto, entraban en vigencia cambios importantes en los costos marginales del mercado, la oportuna puesta en marcha del proyecto evitó que el mercado incurriera en altos costos de operación.

Sin embargo, los procesos constructivos se han vuelto más complejos, si bien algunos procedimientos se han simplificado, otros, por el contrario, requieren mayores aprobaciones.

Asimismo, los aspectos sociales y ambientales son cada vez más críticos en la implementación de los proyectos eléctricos. Es necesario seguir en la búsqueda de la **simplificación de procesos administrativos y trabajar articuladamente entre todos los actores** para agilizar este tipo de proyectos, que tanto impulsan el desarrollo del país.

d) ¿Cuál ha sido el mayor impacto que ha tenido este proyecto sobre la población?

Este proyecto ha permitido que la energía que se genera en la zona centro de nuestro país sea trasladada de forma eficiente a la zona sur, contribuyendo a la confiabilidad del suministro eléctrico y beneficiando a familias de 52 distritos en 16 provincias. Esto gracias a su gran capacidad de transmisión de 1200 MVA.

Asimismo, durante su construcción, el proyecto impulsó el desarrollo de las regiones por donde intervino. No solo **ayudó a generar cerca de 3000 empleos directos e indirectos**, sino que también promovió diversos programas de sostenibilidad y apoyo social, que impactaron positivamente en la vida de las personas de su área de influencia directa.

e) ¿Cuál es la situación actual del proyecto?

Pusimos en servicio el proyecto en el 2018. A la fecha operamos y mantenemos los activos que correspondieron a este proyecto, ya que contamos con la concesión a 30 años.

f) ¿Prevén realizar algún cambio sustancial en la concesión del proyecto?

Al momento no prevemos realizar algún cambio sustancial en la concesión del proyecto.

g) Desde su perspectiva, ¿brinda el mercado peruano las garantías y facilidades para el desarrollo de inversiones?

El mercado peruano brinda las garantías para el desarrollo de inversiones en infraestructura eléctrica, pues cuenta con una normativa clara y condiciones económicas favorables.

Sin embargo, **es necesario potenciar el acompañamiento del Estado en los procesos de la planificación e implementación constructiva**, etapas críticas para estos proyectos. Además, agilizar los procesos, en especial el de convocatoria, pues desde que surge la necesidad de los proyectos, en el plan de transmisión, hasta que salen a licitar, ocurren demoras considerables que podrían crear contingencias en el sistema eléctrico y, por ende, afectación a los usuarios.

h) ¿Qué mejoras normativas propondría a futuro a fin de mejorar el desempeño de las concesiones?

Algunas mejoras podrían ser:

- Simplificación regulatoria en procesos administrativos, que agilicen las aprobaciones y autorizaciones durante los procesos previos a la adjudicación y en los procesos constructivos.
- Mayor acompañamiento del Estado y regulación en aspectos sociales y prediales, que permitan tener predictibilidad en el trazo de rutas, para el caso de las líneas de transmisión.
- Incorporación de nuevas tecnologías para que los inversionistas sean capaces de introducir mejoras en la infraestructura que permitan una operación más flexible y eficiente para el mercado eléctrico. Por ejemplo, hoy Chile, Brasil y Colombia ya han introducido sistemas de almacenamiento en sus líneas de transmisión, que permiten dar soluciones integrales al sistema interconectado eléctrico.

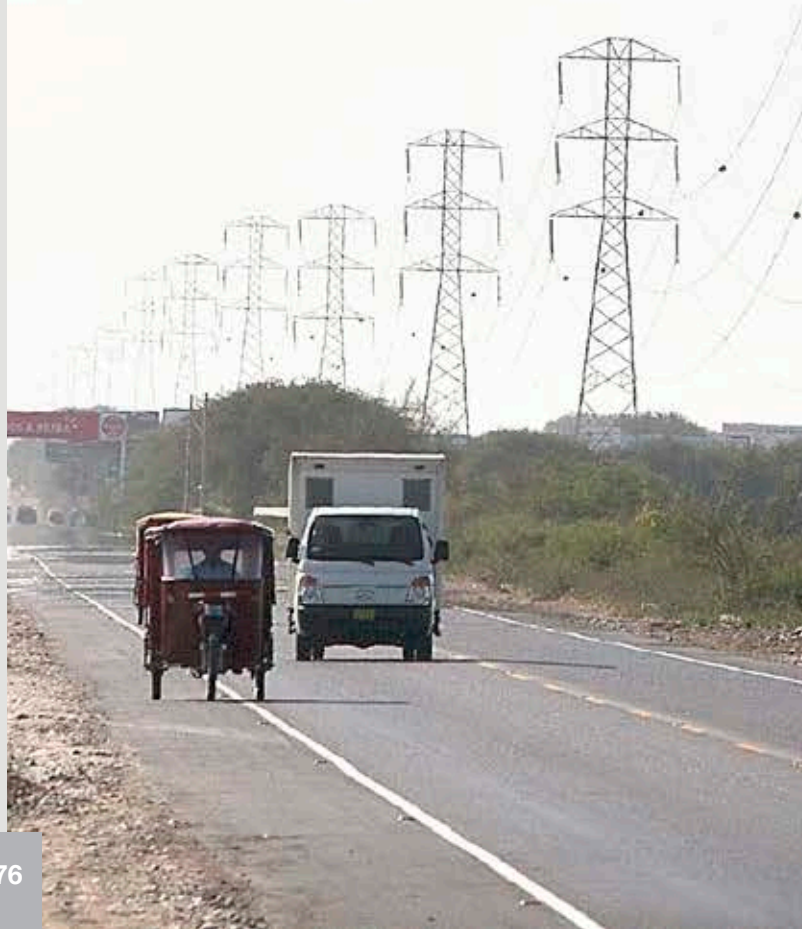
i) ¿Están interesados en otros proyectos del sector Eléctrico a ser ejecutados bajo la modalidad de APP?

Sí, nuestro compromiso con el país es a largo plazo. Recientemente pusimos en operación comercial el proyecto "Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y Subestaciones Asociadas", que contó con una inversión de más de USD 290 millones de dólares.

Actualmente, estamos evaluando participar en las nuevas licitaciones que se convoquen de líneas de transmisión, además de otros negocios en el sector, junto con privados.

En ese sentido, es importante que se cumplan los plazos para implementar el Plan de Transmisión, clave para seguir impulsando el acceso a la energía por parte de la población y que se cuente con un servicio eléctrico más robusto, confiable y eficiente.

Finalmente, es clave generar un espacio para las nuevas tecnologías en el sector, como, por ejemplo, el uso de baterías BEES para el sistema interconectado, y que los nuevos proyectos también se adecuen a los nuevos proyectos de energías renovables no convencionales.



8.3. Adendas del proyecto

Adenda suscrita el 27 de marzo del 2017

Adenda de modificación del Contrato de Inversión celebrado entre el Estado (compuesto por el Minem y ProInversión) y el Consorcio Transmataro S. A.

Antecedentes:

Con fecha 7 de noviembre del 2016, el inversionista presentó ante ProInversión una solicitud de suscripción de una Adenda de Modificación del Contrato, al amparo de lo establecido en el Decreto Legislativo N.º 973, su Reglamento y modificatorias, a efectos de modificar el Cronograma de Inversiones por la reducción del monto del compromiso de inversión de USD 419 832 079,00 (cuatrocientos diecinueve millones ochocientos treinta y dos mil setenta y nueve y 00/100 dólares de los Estados Unidos de América) a USD 385 695 658,00 (trescientos ochenta y cinco millones seiscientos noventa y cinco mil seiscientos cincuenta y cho y 00/100 dólares de los Estados Unidos de América).

Con fecha 10 de noviembre del 2016, ProInversión remitió al Ministerio de Energía y Minas copia de la solicitud presentada por el inversionista, para su opinión sobre la modificación del Cronograma de Inversiones, de conformidad con lo establecido en el Numeral 4.4 del Artículo 4.º del Reglamento.

Con fecha 13 de diciembre del 2016, el Ministerio de Energía y Minas emitió opinión favorable a la solicitud presentada, para lo cual adjuntó un informe elaborado por la Dirección de Concesiones Eléctricas de la Dirección General de Electricidad.

Asimismo, el sector informó que el 27 de junio del 2016 se suscribió la Adenda N.º 1 del Contrato de Concesión del Sistema Garantizado de Transmisión del Proyecto “Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montal y Subestaciones Asociadas”, a través de la cual se aprobó la modificación del Anexo N.º 7 “Plazos para el desarrollo del proyecto”, estableciendo como nueva fecha del hito Puesta en Operación Comercial del proyecto, el 7 de junio del 2017.

Con fecha 22 de diciembre del 2016 y 5 de enero del 2017, mediante Informe Técnico N.º 123-2016/DSI e Informe Legal N.º 02-2017/DSI respectivamente, la Dirección de Servicios al Inversionista determinó procedente aprobar la suscripción de la Adenda de Modificación del Contrato a celebrarse con el inversionista.

Objeto de la adenda: reducir el monto del compromiso de inversión y ampliar el plazo de ejecución de este en el contrato.

Se acordó modificar el primer párrafo de la cláusula segunda del contrato, que a continuación se detalla:

“CLÁUSULA SEGUNDA. En concordancia con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N.º 973, el INVERSIONISTA se compromete a ejecutar inversiones, correspondientes al PROYECTO, por un monto total de USD 385 695 658,00 (Trescientos Ochenta y Cinco Millones Seiscientos Noventa y Cinco Mil Seiscientos Cincuenta y Ocho y 00/100 Dólares de los Estados Unidos de América), en un plazo total de tres (03) años, seis (06) meses y veinticuatro (24) días, contado a partir del 13 de noviembre de 2013, fecha de solicitud de suscripción del presente Contrato de Inversión, de conformidad con lo establecido en el Numeral 7.3 del Artículo 7º del Decreto Legislativo N.º 973, modificado por el Artículo 4º de la Ley N.º 30056”.

De igual manera se acordó reemplazar el Anexo I - Cronograma de Inversiones del contrato por el Anexo I, adjunto en la adenda en asunto.

Ilustración 45 Torre de tensión del Proyecto MAMO



Fuente: Gestión 2017

9. Matriz de evaluación

Si bien la finalidad del presente caso de estudio no es la de calificar unilateralmente a la Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas como un proyecto exitoso o un fracaso, se procederá a realizar un pequeño resumen de los principales hitos del proyecto que permitieron a la concesión alcanzar los resultados obtenidos.

Para ello, al igual que las otras casuísticas estudiadas, se realizarán dos “evaluaciones” de la concesión. La primera se enfocará en los criterios desarrollados por la IESE Business School, la cual se enfoca en el desarrollo del proyecto hasta su construcción[59]. Por otro lado, la segunda se enfocará en los objetivos de la Agenda 2030, en la cual se deberían de enfocar todas las políticas y los planes del Gobierno a fin de lograr el desarrollo económico, social y ambiental de la humanidad.

9.1. Metodología IESE Business School

Esta metodología emplea cinco indicadores:

- Método de contratación y proceso de selección
- Cuestiones e incentivos contractuales
- Riesgo, finanzas y pagos
- Gobernanza
- Proceso de construcción
- Beneficios potenciales

El primer indicador, método de contratación y proceso de selección, analiza cuales fueron las incidencias en el proceso de adjudicación del proyecto, si hubo competencia real por el contrato o cómo fue la actuación del Comité de Evaluación de Selección. Como se desarrolló anteriormente, el proyecto MAMO fue ambicioso debido al reto ingenieril y a la inversión que debía realizarse. Para este proyecto, en un inicio nueve empresas presentaron su interés de participar en este proceso: 1) ASA Iberoamérica S. L., 2) Consorcio Transmantaro S. A., 3) Transmisora Eléctrica del Sur S. A., 4) REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S. A., 5) Cosapi, 6) CAME Contratistas y Servicios Generales S. A., 7) Cobra Instalaciones y Servicios S. A., 8) Celeo Concesiones e Inversiones S. L. U., y 9) Isolux Energia e Participaçõs S. A. Demostrando de esa forma que la adjudicación de este proyecto tuvo a la competencia como característica.

En referencia a los incentivos para el operador privado: si bien el presente proyecto es una iniciativa estatal, lo cual estipula que el Estado es el encargado de proveer los requisitos mínimos para desarrollar la infraestructura, ello no implicaba que los postores no puedan implementar las innovaciones correspondientes. Como menciona el Anexo 1 del contrato de concesión:

“Los equipos deberán ser de última tecnología; sin embargo, no se aceptarán equipos con poca experiencia de operación. Se deberán presentar referencias de suministros similares y referencias acreditadas de operación exitosa de equipos por parte de operadores de sistemas de transmisión”.

Esto último significaba que el privado podría realizar las mejoras correspondientes cumpliendo siempre los requisitos mínimos requeridos.

En referencia a la adecuada distribución de riesgos, las finanzas y los pagos fueron correctamente gestionados por los interesados en el proyecto. El contrato de concesión había considerado todas las posibles afectaciones que pudiesen afectar a la correcta operación y mantenimiento del proyecto. En referencia a las finanzas y pagos, al ser un proyecto del sector Eléctrico el esquema robusto que se había desarrollado desde la Ley de Concesiones del sector Eléctrico permitiendo que se cuente con un respaldo financiero sólido que diese las garantías a la empresa privada de que contaría con las retribuciones correspondientes por las inversiones realizadas.

Por el lado de la gobernanza, esta también se relaciona con la robusta estructura que se había desarrollado en el sector Eléctrico desde inicios de la década de los 90. La Ley de Concesiones y demás aparatos normativos del sector establecía el rol de cada entidad interesada en el proyecto. En adición, no solo se establecían los roles, sino los procesos para el desarrollo de las actividades propias del sector.

Finalmente, en referencia a los posibles beneficios potenciales, quizás sea este uno de los puntos débiles del proyecto. Las líneas de transmisión son infraestructuras tan técnicas y especializadas que su alcance es muy específico y no da cabida a la posible generación de beneficios alternativos.

Tabla 34
Matriz de evaluación

Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas				
Metodología	Cumple		Existente	Detalles
1. Método de contratación y proceso de selección	Si	1.1. Análisis de valor del dinero o CBA	No	
		1.2. Competencia real por el contrato	Si	9 proponentes
		1.3. Comité de evaluación de la licitación	Si	Comité ProInversión
2. Cuestiones e incentivos contractuales	Si	2.1. Combinación de modalidad	Si	Autosostenible
		2.2. Calidad verificable	Si	Parámetros Minem Parámetros COES
		2.3. Factores externos	Si	Entorno positivo
		2.4. Duración establecida	Si	30 años
3. Riesgo, finanzas y pagos	Si	3.1. Riesgo de construcción y explotación	Si	Compartido
		3.2. Riesgo de demanda	Si	No compartido
		3.3. Riesgo macroeconómico y de política	Si	Compartido
		3.4. Mecanismo de pago	Si	Mecanismo de pago por el Costo del Servicio Total
		3.5. Entidad con propósito especial - SPV	Si	SPV generada para el proyecto
4. Gobernanza	Si	4.1. Transparencia	Si	El Comité de ProInversión publicó cada paso del proceso en el portal institucional
		4.2. Proceso participativo de toma de decisiones	No	Una gobernanza abierta
		4.3. Supervisión internacional/externa	No	
		4.4. Marco legal	Si	Decreto Legislativo 1012
		4.5. Distribución de tareas	Si	Una gobernanza abierta
5. Proceso de construcción	Si	5.1. Sobrecoste	No	
		5.2. Retraso de los plazos	Si	Factores externos que afectaron al proyecto
6. Beneficios potenciales	Si	6.1. Seguridad de los precios	Si	
		6.2. Transferencia de responsabilidades a la empresa privada	Si	Se compartieron riesgos de la manera más eficiente
		6.3. Alcance e incentivos para la innovación	Si	
		6.4. Ahorro en los pagos públicos	Si	Reducción de los toques máximos y mínimos
		6.5. Enfoque del ciclo de vida	Si	
		6.6. Incentivo para cumplir los plazos	Si	

Elaboración propia

9.2 Objetivos de Desarrollo Sostenible

Al igual que en los otros casos de estudio también analizaremos la Agenda 2030 y su relación con este proyecto. En la Septuagésima Asamblea General de las Naciones Unidas, se llevó a cabo la Cumbre de Desarrollo Sostenible. En dicho evento, mediante Resolución 70/1, la Asamblea General de las Naciones Unidas aprobó la Agenda 2030. Este plan tenía su enfoque en acciones integrales a favor de las personas, el planeta y la prosperidad[60].

La Agenda 2030 plantea 17 objetivos que congregan a un total de 169 metas, que a su vez contienen problemáticas en materia económica, social y ambiental. Todo ello tiene como fin último lograr el desarrollo humano protegiendo el medio ambiente. Para lograr tan loable fin, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo - PNUD fortalece el actuar de los gobiernos a fin de que estos logren integrar sus políticas y planes nacionales de desarrollo con los lineamientos de la Agenda.

Como se mencionó al inicio del presente documento este proyecto no tuvo una interacción directa con la población. Sin embargo, este proyecto ha servido, sirve y servirá como pilar para el desarrollo de múltiples sectores de la economía del país.

En ese sentido, el proyecto MAMO ha contribuido principalmente con los siguientes objetivos:

Objetivo de Desarrollo Sostenible 4
Educación de calidad

Objetivo de Desarrollo Sostenible 7
Energía asequible y no contaminante

Objetivo de Desarrollo Sostenible 8
Trabajo decente y crecimiento económico

Objetivo de Desarrollo Sostenible 9
Industria, innovación e infraestructura

Objetivo de Desarrollo Sostenible 17
Alianzas para lograr los objetivos

Ilustración 46
ODS afectos al proyecto



Fuente: PNUD 2022

10. Lecciones aprendidas

Dentro de las lecciones aprendidas del presente proyecto, son cuatro las cuales desarrollaremos en este estudio:

- Innovación
- Regulación
- Planificación
- Socioambiental

Lecciones para promover las innovaciones en los proyectos APP. Los proyectos a ser ejecutados bajo la modalidad de Asociación Público Privada, a diferencia de otros mecanismos de ejecución (Obra Pública u Obras por Impuesto) tienen un mayor tiempo de maduración debido a que, a diferencia de otras modalidades, los proyectos APP consideran un contrato que tiene que velar por la óptima operación y mantenimiento de la misma en los próximos 20, 25 o incluso 30 años. En ese sentido, desde la realización de los estudios de prefactibilidad, que son parte de los pilares de los contratos de concesión, suelen pasar entre 36 y 48 meses (dependiendo del sector), lo cual hace que muchas de las consideraciones tecnológicas que fueron tomadas en el contrato de concesión no sean las mejores opciones técnicas. Si bien el contrato de concesión del proyecto MAMO contempló lo siguiente en el Anexo 1 Especificaciones Técnicas del Proyecto:

“Los equipos deberán ser de última tecnología; sin embargo, no se aceptarán equipos con poca experiencia de operación. Se deberán presentar referencias de suministros similares y de referencias acreditadas de operación exitosa de equipos por parte de operadores de sistemas de transmisión”.

Estas consideraciones no permitían cambios sustanciales por innovación tecnológica. Como menciona el concesionario, los proyectos a futuro deberían de contemplar este tipo de innovaciones a fin de poder mejorar el desempeño en su operación y mantenimiento.

Lecciones de regulación del sector Eléctrico. Cuando los profesionales del sector público comienzan a compartir las experiencias que han tenido en el desarrollo y gestión de proyectos, siempre mencionan que el sector Eléctrico es uno de los más, o quizás el más, regulado.

Un sector en el cual las instituciones que tienen un rol importante, llámese el Osinergmin, COES, Minem o incluso la misma Contraloría conocen al detalle su rol.

Esto podría deberse a que quizás el sector Eléctrico ha desarrollado un marco normativo, robusto y flexible a la vez. Recordemos que la Ley de Concesiones Eléctricas es de mayor antigüedad a la creación de ProInversión. Este instrumento normativo fue publicado el 19 de noviembre de 1992 como Decreto Ley N.º 25844 y a través de los años ha tenido modificaciones que le han permitido dar respuesta a los nuevos retos. Como lección aprendida, no para proyectos en electricidad, sino para proyectos en otros sectores, podríamos considerar que la existencia de un aparato normativo robusto tendrá un impacto positivo en los proyectos y de esa forma se podría mejorar el desempeño de los agentes económicos en dicho sector.

Lecciones aprendidas sobre la existencia de un Plan de Transmisión. Una de las claves del adecuado desempeño del presente proyecto fue sin duda el alto nivel de planificación que tiene el sector Eléctrico. Los Planes de Transmisión son guías de mejora del sector Eléctrico en las cuales se identifican las demandas insatisfechas y cuáles son las acciones que se deberán realizar para cubrirlas. Bajo este nivel de planificación, los proyectos de transmisión, generación y distribución son identificados con antelación. Esto último permite que se puedan diseñar determinadas acciones. Este nivel de planificación es carente en otros sectores del Estado peruano. No se tienen planes de acción transversales a nivel nacional, lo que genera que en los otros sectores los agentes interesados tengan cada uno un plan que no siempre tiene un engranaje con el de sus pares, haciendo de esa forma difícil un accionar planificado. En ese sentido, como lección aprendida del presente proyecto, de cara a otros proyectos, sería poder contar con un plan maestro nacional que permita lograr una planificación más esquematizada en todos los ámbitos de acción.

Lecciones aprendidas del componente socioambiental del proyecto. Quizás una de las más grandes lecciones que podamos tener de este proyecto deviene de la implementación de cambios en la normativa ambiental. Es necesario recordar que este proyecto comienza sus gestiones en los primeros años de la creación del Senace, institución que, si bien ahora tiene definida sus competencias, a esas fechas generaba cierta incertidumbre respecto al alcance de sus actividades. Al tener nuevos componentes de los estudios ambientales, como fue el caso de la consulta previa. En este caso, el contrato de concesión del proyecto incorporó el Anexo 9 para mitigar la incertidumbre por parte de las empresas interesadas respecto a los cambios normativos ambientales



11. Conclusiones

Hoy, es imposible siquiera pensar en una sociedad en la cual la energía eléctrica esté ausente. Desde el uso de nuestros dispositivos móviles, hasta los automóviles eléctricos, todos funcionan sobre la base de la energía eléctrica, energía que fue transportada mediante líneas de transmisión desde los Andes peruanos hasta nuestros hogares. Es ese el nivel de importancia del proyecto MAMO, este proyecto permitió que nuestros sistemas de generación y transmisión se interconectaran logrando de esa forma mejorar el bienestar de nuestra población.

Del análisis del proceso de promoción privada del proyecto, podemos advertir que se logró compartir los riesgos a través de una gobernanza establecida mediante el robusto aparato normativo del sector Eléctrico. Cabe resaltar, que se logró la participación de empresas internacionales líderes del sector eléctrico a nivel global. El concurso para la adjudicación de este proyecto se desarrolló de acuerdo a lo establecido en las bases y a las expectativas del sector de conformar una estructura de transmisión interregional fuerte, que permitió al Estado peruano lograr la anhelada interconexión entre los sistemas del centro y sur para satisfacer la demanda eléctrica insatisfecha del sur del país. En adición, este proyecto colaboró a resolver los problemas de sobrecarga, inestabilidad y congestión de las líneas que se presentan en el sur del país.

Por otro lado, y no menos importante, es necesario indicar el gran ahorro, para el Estado peruano, que significó desarrollar el proyecto mediante APP, producto de la innovación y expertise del sector privado. Como se mencionó anteriormente, en la circular N.º 12 se establecía que el máximo tope del Costo de Servicio Total del proyecto, ascendía a USD 63 352 000 dólares. Empero, en el proceso para la adjudicación, la eficiencia del privado hizo que este monto tenga una reducción significativa de más de una tercera parte del costo estimado. El

concesionario adjudicatario presentó una propuesta de USD 41 516 466 la cual era 35 % inferior a lo establecido por el Estado peruano.

El desarrollo del proyecto mediante una Asociación Público-Privada permitió también que se elaborase un contrato que garantiza el óptimo funcionamiento de la infraestructura. Además de ello, dicho contrato también incentivaba a la innovación en el uso de nuevas tecnologías cumpliendo, claro está, la normativa y requisitos establecidos para el proyecto.

Es necesario precisar que este proyecto apoyó de forma importante al desarrollo de la provisión de los servicios de energía en el Perú, que como pudimos apreciar en el apartado de impactos, tiene un efecto directo en la educación, trabajo y bienestar de una familia. En adición, haber generado más de 3000 empleos no hace sino revalorar la importancia de este tipo de proyectos en el desarrollo del país.

Institucionalmente podemos mencionar que, la regulación en el sector Eléctrico, a diferencia de otros sectores, está muy bien desarrollada y organizada; sin embargo, eso no quita que se puedan realizar mejoras en temas cada vez más específicos. Con el paso de los años, gracias a la gran coordinación entre las entidades del sector Eléctrico, se ha logrado avances significativos en materia de regulación, sobre todo en aspectos técnicos, propios de las líneas de transmisión. En adición, es necesario precisar el gran esfuerzo que realiza el Minem en conjunto con el COES para realizar un análisis exhaustivo sobre la demanda de energía eléctrica que debe ser cubierta, dado que a la fecha este trabajo de planificación y actualización constante ha permitido avanzar de manera continua en el desarrollo de las líneas de transmisión.

En Línea de Transmisión 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo y Subestaciones Asociadas surgieron las primeras consultas sobre el tópico de Consulta Previa, un asunto que sigue un procedimiento más detallado, pero que es mejorable. Muestra de ello es que en la actualidad las empresas interesadas aún tienen dudas sobre su desarrollo.

En conclusión, podemos aseverar que este proyecto marcó un precedente positivo para el desarrollo de infraestructura eléctrica en el país mediante la modalidad de Asociación Público-Privada. Al igual que los otros proyectos abordados en esta serie de publicaciones de casos de estudio, queda demostrado una vez más que desarrollar el proyecto bajo la modalidad de Asociación Público Privada fue una vía factible para el cierre de brechas y la mejora de la calidad de vida de la población.



12. Bibliografía

- [1] Dammert Lira, A., García Carpio, R., & Molinelli, F. (2010). Regulación y supervisión del sector eléctrico.
- [2] OSINERGMIN, (2016). La industria de la electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país.
- [3] Bhattacharyya, S. C. (2019). *Energy economics: concepts, issues, markets and governance*. Springer Nature.
- [4] Espinoza, L. (2005). La industria del gas natural. Presentación realizada en IV Curso de Extensión Universitaria – Osinergmin, Lima – Perú.
- [5] Solanes, M. (1999). *Servicios públicos y regulación*.
- [6] Oren, S., Smith, S., & Wilson, R. (1985). Capacity pricing. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 545-566.
- [7] Palmintier, B. S., & Webster, M. D. (2015). Impact of operational flexibility on electricity generation planning with renewable and carbon targets. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7(2), 672-684.
- [8] Biggar, D. R., & Hesamzadeh, M. R. (2014). *The economics of electricity markets* (pp. 1-409). Wiley Blackwell.
- [9] David, M. M., & Francisco, S. V. J. (2017). *Manual de prácticas de laboratorio para la ua" circuitos eléctricos"*.
- [10] Guerra, E. G. M., & Tarrillo, J. L. M. (2020, November). A comparison of electrical parameters and efficiency improvement between perovskite cells with carbon and metal electrodes. In *2020 International Conference on Mechatronics, Electronics and Automotive Engineering (ICMEAE)* (pp. 209-214). IEEE.
- [11] Hunt, S. (2002). *Making competition work in electricity* (Vol. 146). John Wiley & Sons.
- [12] PERÚ, I. (2017). Censo Nacional, XII de Población, VII de Vivienda y III de Comunidades Indígenas.
- [13] Guizado Mercado, Y., & Ragas, J. (2021). La Escuela Nacional de Electricidad y la educación técnica en Perú. *Revista Disena*, (18).
- [14] López Soria, J. I. (2005). *Historia de la ingeniería y la arquitectura en el Perú: bibliografía comentada*.
- [15] Suzuki, P. A. O. (2015). El mercado mayorista de electricidad en el Perú. *THEMIS Revista de Derecho*, (68), 261-277.
- [16] Acosta, E. Q., & de Energía, V. M. (2016). Perú: Soluciones para un mercado eléctrico de alto crecimiento-Promoción de energías renovables... y competitivas. *Cuadernos de energía*, (48), 7-16.
- [17] Defensoría del Pueblo, (2013)Reporte Mensual de Conflictos-Sociales-N-118
- [18] Barrenechea, R., & Sosa Villagarcía, P. (2014). Perú 2013: La paradoja de la estabilidad. *Revista de ciencia política (Santiago)*, 34(1), 267-292.
- [19] Tanaka, M. (2005). *Democracia sin partidos. Perú 2000-2005: los problemas de representación y las propuestas de reforma política*. Lima.
- [20] OSINERGMIN, (2016). Fichas Técnicas De Proyectos De Transmisión Eléctrica Enero 2016
- [21] OSINERGMIN, (2017). Fichas Técnicas De Proyectos De Transmisión Eléctrica Diciembre 2017.
- [22] OSINERGMIN, (2022). Fichas Técnicas De Proyectos De Transmisión Eléctrica Julio 2022.
- [23] OSINERGMIN, (2023). Fichas Técnicas De Proyectos De Transmisión Eléctrica Enero 2023.
- [24] OSINERGMIN, (2023). Fichas Técnicas De Proyectos De Transmisión Eléctrica Abril 2023.
- [25] PROINVERSION, (2017). Libro Blanco Proyecto "Línea de Transmisión 500 KV MANTARO – Marcona – Socabaya – Montalvo
- [26] Herrera, C. (2014). Marco para la Inversión Privada en el Perú y rol de PROINVERSIÓN.
- [27] Muñoz, M. A. P., Gutierrez, W. E. C., Silva, L. O., Safrá, P. C., & Garrido, C. F. (2013). Una visión de las Asociaciones Público-Privadas desde PROINVERSION. Entrevista a Paola Muñoz Lazo. *Revista de Derecho Administrativo*, (13), 399-407.
- [28] PROINVERSION, P. (2016). *Memoria Anual 2015*. Lima: Proinversión.

- [26] Herrera, C. (2014). Marco para la Inversión Privada en el Perú y rol de PROINVERSIÓN.
- [27] Muñoz, M. A. P., Gutierrez, W. E. C., Silva, L. O., Safra, P. C., & Garrido, C. F. (2013). Una visión de las Asociaciones Público-Privadas desde PROINVERSIÓN. Entrevista a Paola Muñoz Lazo. *Revista de Derecho Administrativo*, (13), 399-407.
- [28] PROINVERSIÓN, P. (2016). Memoria Anual 2015. Lima: Proinversión.
- [29] Echeverría Carrillo, J. M. (2014). Estudio eléctrico de estabilidad de tensión pre operativo en estado estacionario en condiciones normales y con contingencias (N-1) del proyecto de líneas de transmisión a 500 kV Mantaro Montalvo; y subestaciones asociadas-proyecto de ISA Consorcio Transmantaro (Perú).
- [30] Consorcio Transmantaro, P. (2015). Memoria Anual 2014. Lima: ISA-REP.
- [31] Consorcio Transmantaro, P. (2018). Memoria Anual 2017. Lima: ISA-REP.
- [32] Consorcio Transmantaro, P. (2019). Memoria Anual 2018. Lima: ISA-REP.
- [33] Gestion (2017) MEM aprobó EIA de Línea de Transmisión de 500 kv Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo, mención en Linea, <https://gestion.pe/economia/mem-aprobo-eia-linea-transmision-500-kv-mantaro-marcona-socabaya-montalvo-107712-noticia/>
- [34] Ministerio de Energía y Minas (2014) Anuario Estadístico de Electricidad 2013, Lima: MINEM
- [35] Ministerio de Energía y Minas (2015) Anuario Estadístico de Electricidad 2014, Lima: MINEM
- [36] Ministerio de Energía y Minas (2016) Anuario Estadístico de Electricidad 2015, Lima: MINEM
- [37] Ministerio de Energía y Minas (2017) Anuario Estadístico de Electricidad 2016, Lima: MINEM
- [38] Ministerio de Energía y Minas (2018) Anuario Estadístico de Electricidad 2017, Lima: MINEM
- [39] Hussain, M., Ye, C., Ye, C., & Wang, Y. (2021). Impact of financial inclusion and infrastructure on ecological footprint in OECD economies. *Environmental Science and Pollution Research*, 1-8.
- [40] Dzator, J., Acheampong, A. O., & Dzator, M. (2021). The impact of transport infrastructure development on carbon emissions in OECD countries. In *Environmental Sustainability and Economy* (pp. 3-17). Elsevier.
- [41] Palacios Alarco, E. C., Pumacahua Huaman, O. T., & Marcelo Robles, A. B. (2019). Medio ambiente y desarrollo sostenible caso línea de transmisión en 500kv Mantaro–Poroma.
- [42] Consorcio Transmantaro (2017). Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto Línea de Transmisión de 500 kv Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo.
- [43] Ministerio de Energía y Minas (2016) Balance Nacional de Energía 2015, Lima: MINEM
- [44] Ministerio de Energía y Minas (2019) Balance Nacional de Energía 2017, Lima: MINEM
- [45] Ministerio de Energía y Minas (2020) Balance Nacional de Energía 2018, Lima: MINEM
- [46] Ministerio de Energía y Minas (2021) Balance Nacional de Energía 2019, Lima: MINEM
- [47] Kanagawa, M., & Nakata, T. (2008). Assessment of access to electricity and the socio-economic impacts in rural areas of developing countries. *Energy policy*, 36(6), 2016-2029.
- [48] Kanagawa, M., & Nakata, T. (2007). Analysis of the energy access improvement and its socio-economic impacts in rural areas of developing countries. *Ecological economics*, 62(2), 319-329.
- [50] Marina, P. C., & Llanos, R. Q. (2023). LA INVERSIÓN PÚBLICA EN INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y LA INCIDENCIA ECONÓMICA EN EL SUBSECTOR ELÉCTRICO EN EL PERÚ, PERIODO 2000–2020. *REVISTA GOBIERNO Y GESTIÓN PÚBLICA*, 10(1), 59-71.
- [51] Cook, C. C. (2005). Assessing the impact of transport and energy infrastructure on poverty reduction. Asian Development Bank.
- [52] Aguirre, J. (2017). The impact of rural electrification on education: A case study from Peru. *The Lahore Journal of Economics*, 22(1), 91.
- [53] Verán-Leigh, D., & Vázquez-Rowe, I. (2019). Life cycle assessment of run-of-river hydropower plants in the Peruvian Andes: a policy support perspective. *The international journal of life cycle assessment*, 24, 1376-1395.
- [54] Beltrán, A., & Seinfeld, J. (2013). La trampa educativa en el Perú: cuando la educación llega a muchos pero sirve a pocos. Universidad del Pacífico.
- [55] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2019) Libro de los 25 años Lima: COES

- [56] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2017) Estadísticas Anuales 2016 Lima: COES
- [57] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2018) Estadísticas Anuales 2017 Lima: COES
- [58] Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2019) Estadísticas Anuales 2018 Lima: COES
- [59] Salvador, J., Trillas, F., Ricart, J. E., & Planas, M. R. (2016). New Cairo wastewater treatment plant (Egypt). Specialist Centre on PPP in Smart and Sustainable Cities.
- [60] United Nations. (2015). General Assembly Resolution A/RES/70/1. Transforming Our World, the 2030 Agenda for Sustainable Development.

Anexo Informe 2023

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV MANTARO – MARCONA – SOCABAYA – MONTALVO (917 km)

EMPRESA CONCESIONARIA		CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. – CTM		
DESCRIPCIÓN				
El proyecto comprendió la construcción de las líneas de transmisión en 500 kV Mantaro (Colcabamba)-Poroma, Poroma-Yarabamba-Montalvo; así como los enlaces en 220 kV Colcabamba-Campo Armiño y Yarabamba-Socabaya de 917 km.				
UBICACIÓN SUBESTACIONES				
	S.E. Mantaro Nueva (Colcabamba)	S.E. Marcona Nueva (Poroma)	S.E. Socabaya Nueva (Yarabamba)	S.E. Montalvo
Departamento	Huancavelica	Ica	Arequipa	Moquegua
Provincia	Tayacaja	Nazca	Arequipa	Mariscal Nieto
Distritos	Colcabamba	Vista Alegre	Socabaya	Moquegua
Altitud	2 293 msnm	559 msnm	2 343 msnm	1 392 msnm
DATOS DE LA LÍNEA				
	L.T. Mantaro-Marcona-Socabaya - Montalvo	L.T. Colcabamba-Campo Armiño	L.T. Yarabamba-Socabaya Existente	L.T. Cerro del Águila - Colcabamba
Nivel de Tensión	500 kV	220 kV	220 kV	220 kV
Longitud	900 km	2,69 km	3,54 km	6 km
Capacidad Nominal	1400 MVA	1000 MVA	600 MVA	635 MVA
Capacidad en Contingencia	1820 MVA	1300 MVA	780 MVA	-
Configuración	Horizontal	Horizontal	Vertical	Vertical
Número de ternas	Simple terna	Simple terna	Doble terna	Doble terna
Conductor (ACAR)	4x(1000, 900, 800)MCN	4x1250 kcmil	4x 550 kcmil	2x 1200 kcmil
Cable de Guarda	OPGW y convencional	2 OPGW	2 OPGW	OPGW y convencional
DATOS DE CONTRATO		HITOS		
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión SGT	Aprobación EIA	06.11.2015 (si)	
Firma de Contrato	26.09.2013	Cierre Financiero	02.09.2015 (si)	
Puesta en Operación Comercial	04.11.2017	Llegada equipos	02.08.2017 (si)	
Monto de inversión (oferta)	278,4 MM US\$	POC	30.11.2017 (si)	
SUPERVISOR DE OBRA Unión de Empresas Supervisoras—UES (HVM Perú y CONCOL Perú)				
INSPECTOR DE OBRA CENERGIA				
INFORMACIÓN RELEVANTE				
<ul style="list-style-type: none"> El EIA se aprobó el 06.11.2015 con R.D. N°403-2015-MEM/DGAEE. El 21.04.2017 el MINEM, otorgó a CTM la Concesión Definitiva de Transmisión. La construcción de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo está culminada. La medición de parámetros, pruebas end to end de la L.T. 500 kV Colcabamba-Poroma (L-5031), se efectuaron el 16 y 17.10.2017, y la energización y conexión al SEIN el 17.10.2017 a las 22:15 horas. El 20.10.2017, se aprobó la Integración al SEIN de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo a partir de las 00:00 horas del 21.10.2017. La operación experimental de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo se inició el 31.10.2017 y culminó el 29.11.2017. La Puesta en Operación Comercial (POC) estuvo prevista para el 04.11.2017; sin embargo, la POC real ocurrió el 30.11.2017. Se ha comunicado al Concedente que al 30.11.2017 se ha producido un atraso de 26 días. El monto de inversión ejecutado fue de 440,1 MM US\$, según lo indicado por la Concesionaria. 				
Comentario				
Se comunicó al Concedente (MINEM), sobre la desviación de la Ingeniería Definitiva en relación a la capacidad de los autotransformadores en la S.E. Colcabamba, ya que el Contrato SGT establece la instalación de bancos de autotransformadores de potencia de 600 MVA (ONAN)/750 MVA (ONAF), y la Concesionaria CTM consideró una potencia de 450 MVA (ONAN)/660 MVA (ONAF1) /750 (ONAF2).				
DIAGRAMA UNIFILAR				



Ubicación



Autotransformadores 500/220/33 kV S.E. Colcabamba



S.E. Colcabamba: reactor serie 220 kV



L-2140/L-2141 Cerro del Águila - Colcabamba

Informe 2022

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV MANTARO – MARCONA – SOCABAYA – MONTALVO (917 km)

EMPRESA CONCESIONARIA	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. – CTM			
DESCRIPCIÓN	El proyecto comprendió la construcción de las líneas de transmisión en 500 kV Mantaro (Colcabamba)-Poroma, Poroma-Yarabamba-Montalvo; así como los enlaces en 220 kV Colcabamba-Campo Armiño y Yarabamba-Socabaya de 917 km.			
UBICACIÓN SUBESTACIONES	S.E. Mantaro Nueva (Colcabamba)	S.E. Marcona Nueva (Poroma)	S.E. Socabaya Nueva (Yarabamba)	S.E. Montalvo
Departamento	Huancavelica	Ica	Arequipa	Moquegua
Provincia	Tayacaja	Nazca	Arequipa	Mariscal Nieto
Distritos	Colcabamba	Vista Alegre	Socabaya	Moquegua
Altitud	2 293 msnm	559 msnm	2 343 msnm	1 392 msnm
DATOS DE LA LÍNEA	L.T. Mantaro-Marcona-Socabaya - Montalvo	L.T. Colcabamba-Campo Armiño	L.T. Yarabamba-Socabaya Existente	L.T. Cerro del Águila - Colcabamba
Nivel de Tensión	500 kV	220 kV	220 kV	220 kV
Longitud	900 km	2.69 km	3.54 km	6 km
Capacidad Nominal	1400 MVA	1000 MVA	600 MVA	635 MVA
Capacidad en Contingencia	1820 MVA	1300 MVA	790 MVA	-
Configuración	Horizontal	Horizontal	Vertical	Vertical
Número de ternas	Simple terna	Simple terna	Doble terna	Doble terna
Conductor (ACAR)	4x(1000, 900, 800)MCM	4x1250 kcmil	4x 550 kcmil	2x 1200 kcmil
Cable de Guarda	OPGW y convencional	2 OPGW	2 OPGW	OPGW y convencional
DATOS DE CONTRATO			HITOS	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión SGT		Aprobación EIA	06.11.2015 (pi)
Firma de Contrato	26.09.2013		Cierre Financiero	02.09.2015 (pi)
Puesta en Operación Comercial	04.11.2017		Llegada equipos	02.08.2017 (pi)
Monte de inversión (oferta)	278,4 MM US\$		POC	30.11.2017 (pi)
SUPERVISOR DE OBRA	Unión de Empresas Supervisoras-UES (HMV Perú y CONCOL Perú)			
INSPECTOR DE OBRA	CENERGIA			
INFORMACIÓN RELEVANTE				



Ubicación



Autotransformadores 500/220/33 kV S.E. Colcabamba

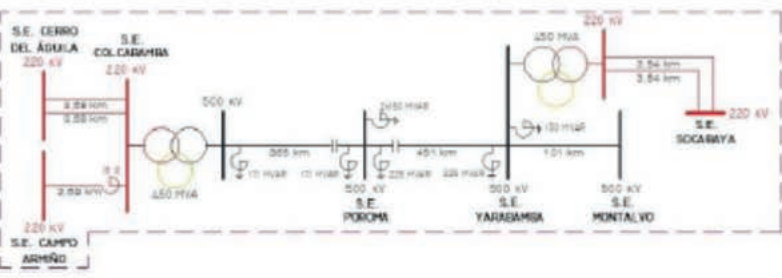


S.E. Colcabamba: reactor serie 220 kV



- El EIA se aprobó el 06.11.2015 con R.D. N°403-2015-MEM/DGAEE.
 - El 21.04.2017 el MINEM, otorgó a CTM la Concesión Definitiva de Transmisión.
 - La construcción de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo está culminada.
 - La medición de parámetros, pruebas end to end de la L.T. 500 kV Colcabamba-Poroma (L-5031), se efectuaron el 16 y 17.10.2017, y la energización y conexión al SEIN el 17.10.2017 a las 22:15 horas.
 - El 20.10.2017, se aprobó la Integración al SEIN de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo a partir de las 00:00 horas del 21.10.2017.
 - La operación experimental de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo se inició el 31.10.2017 y culminó el 29.11.2017.
 - La Puesta en Operación Comercial (POC) estuvo prevista para el 04.11.2017; sin embargo, la POC real ocurrió el 30.11.2017.
 - Se ha comunicado al Concedente que al 30.11.2017 se ha producido un atraso de 26 días.
 - El monto de inversión ejecutado fue de 440,1 MM US\$, según lo indicado por la Concesionaria.
- Comentario**
Se comunicó al Concedente (MINEM), sobre la desviación de la Ingeniería Definitiva en relación a la capacidad de los autotransformadores en la S.E. Colcabamba, ya que el Contrato SGT establece la instalación de bancos de autotransformadores de potencia de 600 MVA (ONAN)/750 MVA (ONAF), y la Concesionaria CTM consideró una potencia de 450 MVA (ONAN)/660 MVA (ONAF1) /750 (ONAF2).

DIAGRAMA UNIFILAR



Informe 2021

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV MANTARO – MARCONA – SOCABAYA – MONTALVO (917 km)

EMPRESA CONCESIONARIA	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. – CTM			
DESCRIPCIÓN	El proyecto comprendió la construcción de las líneas de transmisión en 500 kV Mantaro (Colcabamba)-Poroma, Poroma-Yarabamba-Montalvo; así como los enlaces en 220 kV Colcabamba-Campo Armiño y Yarabamba-Socabaya de 917 km.			
UBICACIÓN SUBESTACIONES	S.E. Mantaro Nueva (Colcabamba)	S.E. Marcona Nueva (Poroma)	S.E. Socabaya Nueva (Yarabamba)	S.E. Montalvo
Departamento	Huancavelica	Ica	Arequipa	Moquegua
Provincia	Tayacaja	Nazca	Arequipa	Mariscal Nieto
Distritos	Colcabamba	Vista Alegre	Socabaya	Moquegua
Altitud	2 293 msnm	559 msnm	2 343 msnm	1 392 msnm
DATOS DE LA LÍNEA	LT. Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo	LT. Colcabamba – Campo Armiño	LT. Yarabamba – Socabaya Existente	LT. Cerro del Águila – Colcabamba
Nivel de Tensión	500 kV	220 kV	220 kV	220 kV
Longitud	900 km	2,69 km	3,54 km	6 km
Capacidad Nominal	1400 MVA	1000 MVA	600 MVA	635 MVA
Capacidad en Contingencia	1820 MVA	1300 MVA	780 MVA	-
Configuración	Horizontal	Horizontal	Vertical	Vertical
Número de ternas	Simple terna	Simple terna	Doble terna	Doble terna
Conductor (ACAR)	4x(1000, 900, 800)(MCN)	4x1250 kcmil	4x 550 kcmil	2x 1200 kcmil
Cable de Guarda	OPGW y convencional	2 OPGW	2 OPGW	OPGW y convencional
DATOS DE CONTRATO	CONTRATO		HECHOS	
Tipo de Contrato	Contrato de Concesión SGT		Aprobación EIA	06.11.2015 (si)
Firma de Contrato	26.09.2013		Cierre Financiero	02.09.2015 (si)
Puesta en Operación Comercial	04.11.2017		Llegada equipos	02.08.2017 (si)
Monto de inversión (oferta)	278,4 MM US\$		POC	30.11.2017 (si)
SUPERVISOR DE OBRA	Unión de Empresas Supervisoras-UES (HMV Perú) y CONCOL Perú)			
INSPECTOR DE OBRA	CENERGIA			
INFORMACIÓN RELEVANTE	<ul style="list-style-type: none"> El proyecto constituye el segundo enlace en 500 kV entre las zonas Centro y Sur del SEIN, que permitirá que la energía generada en el Centro sea transferida hacia el Sur para atender el crecimiento previsto de la demanda. El EIA se aprobó el 06.11.2015 con R.D. N°403-2015-MEM/DGAAE. El 21.04.2017 el MINEM, otorgó a CTM la Concesión Definitiva de Transmisión. La construcción de la LT. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo está culminada. La medición de parámetros, pruebas end to end de la LT. 500 kV Colcabamba-Poroma (L-5031), se efectuaron el 16 y 17.10.2017, y la energización y conexión al SEIN el 17.10.2017 a las 22:15 horas. El 20.10.2017, se aprobó la integración al SEIN de la LT. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo a partir de las 00:00 horas del 21.10.2017. La operación experimental de la LT. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo se inició el 31.10.2017 y culminó el 29.11.2017. La Puesta en Operación Comercial (POC) estuvo prevista para el 04.11.2017; sin embargo, la POC real ocurrió el 30.11.2017. Se ha comunicado al Concedente que al 30.11.2017 se ha producido un atraso de 26 días. La concesionaria ha solicitado la ampliación de plazo para la Puesta en Operación Comercial (POC). Está pendiente la confirmación del MINEM de las prórrogas de plazo de la POC solicitadas por CTM. El monto de inversión ejecutado es de 440,1 MM US\$. <p>Comentario Se comunicó al Concedente (MINEM), sobre la desviación de la Ingeniería Definitiva en relación a la capacidad de los autotransformadores en la S.E. Colcabamba, ya que el Contrato SGT establece la instalación de bancos de autotransformadores de potencia de 600 MVA (ONAN)/750 MVA (ONAF), y la Concesionaria CTM consideró una potencia de 450 MVA (ONAN)/660 MVA (ONAF1)/750 (ONAF2).</p>			
DIAGRAMA UNIFILAR				



Ubicación



Autotransformadores 500/220/33 kV S.E. Colcabamba



S.E. Colcabamba: reactor serie 220 kV



L-2140/L-2141 Cerro del Águila - Colcabamba

Informe 2019

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV MANTARO – MARCONA – SOCABAYA – MONTALVO (917 km)

EMPRESA CONCESIONARIA	CONSORCIO TRANSMANTARO S.A. - CTM			
DESCRIPCIÓN	El proyecto comprendió la construcción de las líneas de transmisión en 500 kV Mantaro (Colcabamba)-Poroma, Poroma-Yarabamba-Montalvo; así como los enlaces en 220 kV Colcabamba-Campo Armiño y Yarabamba-Socabaya de 917 km.			
UBICACIÓN SUBESTACIONES	S.E. Mantaro Nueva (Colcabamba)	S.E. Marcona Nueva (Poroma)	S.E. Socabaya Nueva (Yarabamba)	S.E. Montalvo
Departamento	Huancavelica	Ica	Arequipa	Moquegua
Provincia	Tayacaja	Nazca	Arequipa	Mariscal Nieto
Distritos	Colcabamba	Vista Alegre	Socabaya	Moquegua
Altitud	2 293 msnm	559 msnm	2 343 msnm	1 392 msnm
DATOS DE LA LÍNEA	L.T. Mantaro – Marcona – Socabaya - Montalvo	L.T. Colcabamba – Campo Armiño	L.T. Yarabamba – Socabaya Existente	L.T. Cerro del Águila - Colcabamba
Nivel de Tensión	500 kV	220 kV	220 kV	220 kV
Longitud	900 km	2,69 km	3,54 km	6 km
Capacidad Nominal	1400 MVA	1000 MVA	600 MVA	635 MVA
Capacidad en Contingencia	1820 MVA	1300 MVA	780 MVA	-
Configuración	Horizontal	Horizontal	Vertical	Vertical
Número de ternas	Simple terna	Simple terna	Doble terna	Doble terna
Conductor (ACAR)	4x(1000, 900, 800)MCM	4x1250 kcmil	4x 550 kcmil	2x 1200 kcmil
Cable de Guarda	OPGW y convencional	2 OPGW	2 OPGW	OPGW y convencional
DATOS DE CONTRATO	Tipo de Contrato Firma de Contrato Puesta en Operación Comercial Monto de Inversión (oferta)		HITOS Aprobación EIA Cierre Financiero Llegada equipos POC	
	Contrato de Concesión SGT 26.09.2013 30.11.2017 278,4 MM US\$		06.11.2015 (si) 02.09.2015 (si) 02.08.2017 (si) 30.11.2017 (si)	
SUPERVISOR DE OBRA	Unión de Empresas Supervisoras-UES (HMV Perú y CONCOL Perú)			
INSPECTOR DE OBRA	CENERGIA			



Ubicación



Autotransformadores 500/220/33 kV S.E. Colcabamba

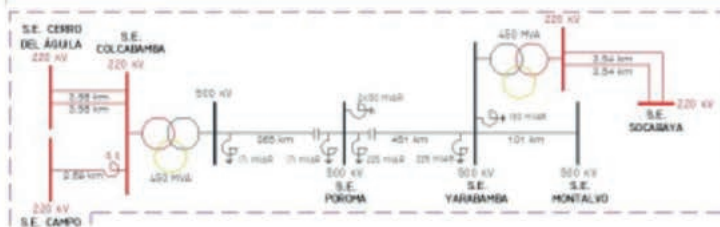


S.E. Colcabamba: reactor serie 220 kV



- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- El proyecto constituye el segundo enlace en 500 kV entre las zonas Centro y Sur del SEIN, que permitirá que la energía generada en el Centro sea transferida hacia el Sur para atender el crecimiento previsto de la demanda.
 - El EIA se aprobó el 06.11.2015 con R.D.N°403-2015-MEM/DGAAE.
 - El 21.04.2017 el MINEM, otorgó a CTM la Concesión Definitiva de Transmisión.
 - La L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo está culminada y en operación.
 - La medición de parámetros, pruebas end to end de la L.T. 500kV Colcabamba-Poroma (L-5031), se efectuaron el 16 y 17.10.2017, y la energización y conexión al SEIN el 17.10.2017 a las 22:15 horas.
 - El 20.10.2017, se aprobó la Integración al SEIN de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo a partir de las 00:00 horas del 21.10.2017.
 - La operación experimental de la L.T. 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo se inició el 31.10.2017 y culminó el 29.11.2017.
 - La POC se inició el 30.11.2017.
 - El autotransformador AT-104 (500/220 kV) de la S.E. Yarabamba desconectó a las 08:34 horas del 25.11.2017 interrumpiendo algunas cargas de la minera Cerro Verde y minera Las Bambas, entre otros, conectándose nuevamente a las 22:08 horas del 26.11.2017.
 - El avance integral del proyecto es de 100%.
 - El monto de inversión ejecutado es 440,1 MM US\$.
 - La Puesta en Operación Comercial estuvo prevista para el 04.11.2017. Se ha comunicado al Concedente que al 30.11.2017 se ha producido un atraso de 26 días.
 - La concesionaria ha solicitado la ampliación de plazo para la Puesta en Operación Comercial (POC).
 - Pendiente la confirmación del MINEM de las prórrogas de plazo de la POC solicitadas por la concesionaria.

DIAGRAMA UNIFILAR





www.investinperu.pe



ProInversión

Agencia de Promoción de la Inversión Privada - Perú

Av. Enrique Canaval Moreyra N.º 150, Piso 9
San Isidro, Lima, Perú
Teléfono: (511) 200-1200