



Ministerio
de Energía y Minas

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

COMITÉ DE INVERSIONES EN ENERGÍA

INFORME MULTIANUAL DE INVERSIONES EN ASOCIACIONES PÚBLICO PRIVADAS – 2016

RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 206-2016-MEM/DM

NORMAS LEGALES

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
Nº 206-2016-MEM/DM

Lima, 31 de mayo de 2016

VISTO el Acta de Sesión Nº 003-2016-CIE/MINEM de fecha 30 de mayo de 2016 del Comité de Inversiones en Energía y el Memorando Nº 0384-2016/MEM-OGP de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto; y,

CONSIDERANDO:

Que, mediante Decreto Ley Nº 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas, se establece que el Ministerio de Energía y Minas es el organismo central rector del Sector, asimismo, le corresponde formular, en armonía con la política general y los planes del Gobierno, las políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería, siendo una de sus funciones la de promover la inversión en el Sector;

Que, el Decreto Legislativo Nº 1224, Decreto Legislativo del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, en adelante Decreto Legislativo Nº 1224, tiene por objeto establecer los procesos y modalidades de promoción de la inversión privada para el desarrollo de infraestructura pública, servicios públicos, servicios vinculados a estos, proyectos de investigación aplicada y/o innovación tecnológica y la ejecución de proyectos en activos;

Que, los numerales 14.1 y 14.2 del artículo 14 del Reglamento del Decreto Legislativo Nº 1224, aprobado por Decreto Supremo Nº 410-2015-EF, en adelante el Reglamento, disponen que el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas es el instrumento de gestión elaborado, entre otros, por cada Ministerio, que tiene como finalidad identificar los potenciales proyectos de Asociaciones Público Privadas a fin de ser incorporados al proceso de promoción de la inversión privada; siendo la propuesta, del referido informe, realizada por el órgano encargado de planeamiento del Ministerio y responsabilidad del Comité de Inversiones la elaboración oportuna del mismo;

Que, asimismo, el numeral 14.3 del artículo 14 del Reglamento, señala que el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas y sus modificaciones, es aprobado mediante Resolución Ministerial del sector a más tardar el diecisésis de febrero de cada año;

Que, la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento, establece que para la aplicación de lo dispuesto en el numeral 14.3 del artículo 14 del Reglamento, durante el año fiscal 2016, la aprobación del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas se realizará a más tardar el primer día hábil de junio;

Que, por Resolución Ministerial Nº 008-2016-MEM/DM, se crea el Comité de Inversiones en Energía del Ministerio de Energía y Minas, con el objeto de llevar adelante los proyectos de inversión privada en el ámbito de su competencia;

Que, mediante Resolución Directoral Nº 002-2016-EF/68.01, se aprueban los "Lineamientos para la Elaboración del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas para el año 2016", que constituyen una herramienta metodológica de apoyo para las entidades públicas que requieran elaborar el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas para el año 2016;

Que, de acuerdo a lo señalado en los documentos del visto, la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto ha elaborado la propuesta de Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas del Ministerio de Energía y Minas para el año 2016, y el Comité de Inversiones en Energía, luego de la evaluación correspondiente, ha otorgado conformidad a la propuesta de Informe;

Que, estando a lo expuesto, es necesario aprobar el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas del Ministerio de Energía y Minas para el año 2016;

De conformidad con lo dispuesto en la Decreto Ley Nº 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas; el Decreto Supremo Nº 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas; el Decreto Legislativo Nº 1224, Decreto Legislativo del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos y su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo Nº 410-2015-EF;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Aprobar el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas del Ministerio de Energía y Minas para el año 2016, el mismo que como Anexo forma parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2.- Dispóngase la publicación de la presente Resolución Ministerial y su Anexo en el Diario Oficial El Peruano y en el portal institucional del Ministerio de Energía y Minas (www.minem.gob.pe).

Regístrate, comuníquese y publíquese.

JUAN MANUEL BENITES RAMOS

Ministro de Agricultura y Riego

Encargado del Despacho del Ministerio de Energía y Minas

INFORME MULTIANUAL DE INVERSIONES EN ASOCIACIONES PÚBLICO PRIVADAS – 2016

CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN **2. PLANIFICACIÓN**

2.1. Diagnóstico del Subsector de Hidrocarburos

- 2.1.1. Hidrocarburos Líquidos
- 2.1.2. Gas Natural

2.2. Diagnóstico del Subsector de Electricidad

2.3. Continuidad de los objetivos en el mediano plazo

- 2.3.1. Estrategia para el logro de objetivos
- 2.3.2. Rol de las APP en el logro de Objetivos
- 2.3.3. El Sector a largo plazo

2.4. Proyectos Potenciales como APP

- 2.4.1. Criterios para la priorización de los proyectos
- 2.4.2. Proyectos en Hidrocarburos
- 2.4.3. Proyectos en Electricidad

3. PROGRAMACIÓN

- 3.1 Proyectos en Hidrocarburos Líquidos**
- 3.2 Proyectos en Gas Natural**
- 3.3 Proyectos en Electricidad**

Anexo 1

Anexo 2

Anexo 3

Anexo 4

1. INTRODUCCIÓN

El Ministerio de Energía y Minas, según el Decreto Legislativo N° 1224 publicado el 25 de setiembre del 2015 y el Decreto Supremo N° 410-2015-EF debe presentar cada año un Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas (APP).

Este informe es un instrumento de gestión elaborado por cada Ministerio, Gobierno Regional y Gobierno Local, para identificar los potenciales proyectos a fin de ser incorporados al proceso de promoción de la inversión privada para los siguientes tres años. Los proyectos a ser incorporados en el proceso de promoción de Asociación Público Privada de iniciativa estatal, deben responder a las necesidades y objetivos identificados en el Informe Multianual de Inversiones.

El 14 de enero de 2016, mediante Resolución Ministerial N° 008-016-MEM/DM, se creó el Comité de Inversiones en Energía del Ministerio de Energía y Minas, con el objeto de llevar adelante los proyectos de inversión privada. Este Comité está integrado por el Director General de la Dirección General de Hidrocarburos, como Presidente, y los Directores de las Direcciones Generales de Electricidad y de Asuntos Ambientales Energéticos, como Miembros.

2. PLANIFICACIÓN

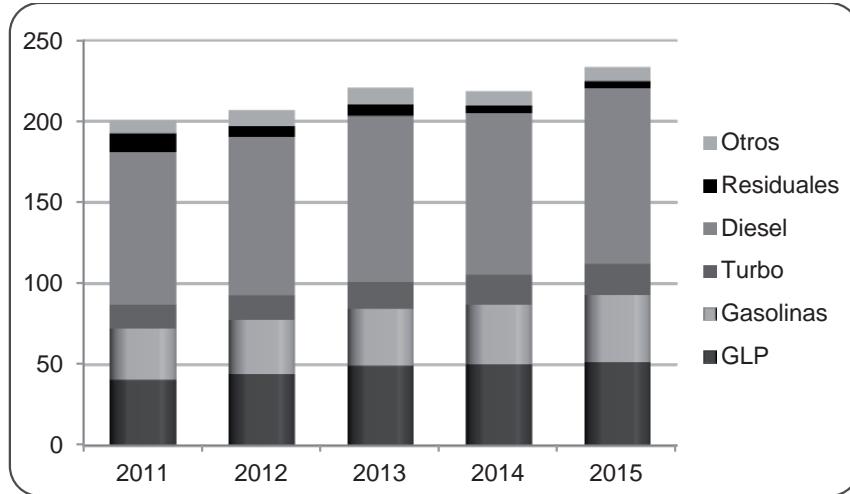
2.1. Diagnóstico del Subsector de Hidrocarburos

Para hacer el diagnóstico del subsector hidrocarburos es importante distinguir entre dos segmentos, los hidrocarburos líquidos y el gas natural. Esta distinción se hace necesaria pues cada uno ha tenido una evolución distinta y responde a distintas políticas sectoriales.

2.1.1. Hidrocarburos Líquidos

En nuestro país, los combustibles líquidos más demandados son en primer lugar diesel, seguido de GLP y gasolinas. Así, la demanda por diesel representa el 47% de la demanda total de combustibles y la demanda promedio del GLP tiene una participación del 30% del total del mercado. Dada la alta importancia de estos combustibles en nuestro mercado interno, se analizará con un mayor detalle datos respecto a la infraestructura, demanda y oferta de dichos productos.

Gráfico N° 1. Venta de Combustibles – MBPD



Fuente: MEM basado en empresas del sector
Elaboración propia

Mercado de Diesel

Demanda

La demanda del diesel mostró un crecimiento sostenido durante los últimos años. Del 2010 al 2015 la demanda se incrementó en 15%. Sin embargo la producción cayó 20% durante el mismo periodo. Esta brecha, como puede observarse, se ha cubierto con un incremento en las importaciones.

Cuadro N° 1. Producción y Demanda de Diesel - MBDC

Año	2011	2012	2013	2014	2015
Producción	84.3	78.3	71.3	70.2	67.6
Importación	32.2	34.6	47.7	47.4	53.1



Año	2011	2012	2013	2014	2015
Producción + Importación	116.5	112.9	119.0	117.6	120.7
Demanda	94.2	97.7	102.4	100.1	108.3

Fuente: Empresas del sector
Elaboración propia

Capacidad Instalada

En la actualidad, a nivel nacional existen en operación seis refinerías de petróleo que buscan abastecer la demanda interna de diesel. Dentro de estas plantas las más importantes son La Pampilla y Petróleos del Perú que tienen una capacidad máxima de producción de 110 mil y 65 mil barriles de diesel por día.

En total la capacidad máxima de producción que posee el país es de 207.5 mil barriles por día.

Cuadro Nº 2. Refinerías de Crudo

Refinería	Departamento	Capacidad de Procesamiento	
		MBDC	Unidad
Pucallpa	Ucayali	3.3	UDP
Talara	Piura	65.0	UDP
Conchán	Lima	15.5	UDP
Iquitos	Loreto	12.0	UDP
El Milagro	Amazonas	1.7	UDP
La Pampilla	Lima	110.0	UDP

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración propia

Con relación a las plantas de abastecimiento, en nuestro país contamos con 23 que operan a nivel nacional, tal como se muestra en el Cuadro Nº 3. Las de mayor tamaño se encuentran en Lima, Arequipa y Lambayeque.

Cuadro Nº 3. Plantas de Abastecimiento de Diesel

Empresa	Establecimiento	Departamento	Productos	Capacidad Instalada (MB)
Consorcio Terminales	Planta de Ventas Cusco	Cusco	Diesel B5, TA1, Residuales, Asfaltos	61.60
Consorcio Terminales	Planta de Ventas Juliaca	Puno	Diesel B5, Residuales, Asfaltos, Gasolinas	44.40
Terminales del Perú	Terminal Chimbote	Ancash	Diesel B5, Turbo A1, Residuales	322.10
Terminales del Perú	Terminal Eten	Lambayeque	Diesel B5, Turbo A1, Residuales	405.10
Consorcio Terminales	Terminal Ilo	Moquegua	Diesel B5, Turbo A1, Residuales	210.40
Consorcio Terminales	Terminal Pisco	Ica	Diesel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	372.90
Terminales del Perú	Terminal Salaverry	La libertad	Diesel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	291.30
Terminales del Perú	Terminal Supe	Lima	Diesel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	207.50
Consorcio Terminales	Terminal Mollendo	Arequipa	Gasolinas, Diesel B5, Residuales, Turbo A1, Asfaltos	844.50
Herco Combustibles S.A.	Planta de Ventas Herco	Lima	Gasolinas, Diesel N° 2, Biodiesel B100, Solventes	43.70
Jebicorp S.A.C.	Planta de Ventas Jebicorp	Lima	Solventes, Diesel B5	2.40
Maple Gas Corporation del Perú	Planta de Ventas Pucallpa	Ucayali	Combustibles Líquidos	8.00
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Yurimaguas	Loreto	Gasolinas, Turbo A1, Diesel B5, Residuales	40.70
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Iquitos	Loreto	Combustibles Líquidos	116.10
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Piura	Piura	Combustibles Líquidos	9.70
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Talara	Piura	Combustibles Líquidos	35.90

Empresa	Establecimiento	Departamento	Productos	Capacidad Instalada (MB)
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Tarapoto	San Martin	Gasolinas, Diesel B5	7.10
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Conchán	Lima	Gasolinas, Diesel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos, Solventes	361.00
Petroperú S.A.	Planta de Ventas El Milagro	Amazonas	Gasolinas, Diesel B5, Turbo A1, Residuales	44.60
Petroperú S.A.	Planta de Ventas Pucallpa	Ucayali	Gasolinas, Diesel B5	9.70
Pure Biofuels del Perú	Planta de Ventas Pure Biofuels	Lima	Gasoholes, Diesel Nº 2, Diesel B100, Solventes, Turbo A1	967.50
Refinería La Pampilla	Planta de Ventas La Pampilla	Lima	Combustibles Líquidos	54.30
Terminales del Perú	Terminal Callao	Lima	Gasolinas, Diesel B5, Turbo A1, Residuales, IFOS, Solventes	1068.50

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración propia

En el Cuadro Nº 4 se muestra la distribución de la infraestructura de almacenamiento de diesel en Refinerías, Terminales y Plantas de Venta a nivel nacional. Como puede observarse esta se encuentra distribuida principalmente a lo largo de la costa peruana.

Cuadro Nº 4. Almacenamiento de Diesel en Refinerías, Terminales y Plantas de Ventas

Plantas de Abastecimiento	Capacidad Instalada de Diesel (MB)
Refinería Talara	547.90
Planta de Ventas Talara	14.20
Planta de Ventas Piura	19.00
Terminal Eten	287.30
Terminal Salaverry	161.60
Terminal Chimbote	118.20
Terminal Supe	158.30
Terminal Callao	496.00
Planta de Ventas Conchán/ Refinería Conchán	664.00
Refinería La Pampilla	1,157.50
Planta de Ventas La Pampilla	22.30
Terminal Pisco	170.50
Terminal Ilo	165.40
Terminal Mollendo	529.90
Planta de Ventas Cuzco	46.90
Planta de Ventas Juliaca	31.60
Refinería Iquitos	38.20
Planta de Ventas Iquitos	41.10
Planta de Ventas Yurimaguas	14.20
Planta de Ventas Tarapoto	3.80
Planta de Ventas Pucallpa	4.30
Planta de Ventas Maple/ Refinería Pucallpa	17.00

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración propia

GLP

Demanda

La demanda del GLP mostró un crecimiento sostenido durante los últimos años. Del 2010 al 2015 la demanda se incrementó en 28%. La demanda fue siempre cubierta por producción local. Sin embargo es importante notar que la producción cayó entre el 2014 y 2015. Esta brecha fue cubierta con importaciones como se puede apreciar en el Cuadro Nº 5.

Cuadro Nº 5. Producción y Demanda de GLP - MBDC

Año	2011	2012	2013	2014	2015
Producción	45.8	49.3	57.3	55.6	50.9
Importación	0.0	0.0	0.0	0.1	3.1
Producción + Importación	45.8	49.3	57.3	55.7	54.0
Demanda	40.5	44.3	49.2	50.0	51.7

Fuente: Empresas del sector
Elaboración propia

La caída en la producción se debió a:

- La rotura del ducto de propiedad de la empresa TGP, que transporta el Líquido de Gas Natural (LGN) a la Planta de Fraccionamiento de Pisco, ocurrida el 30 de abril de 2015.
- El cierre del Campo de San Martín del Lote 88, ocurrido del 12 al 20 de mayo de 2015, por el mantenimiento del talud en el ducto de reinyección, los cuales afectaron negativamente la producción nacional de GLP durante el mes de mayo de 2015.
- El cierre de puertos del Callao por oleajes anómalos en el litoral peruano, que han afectado el normal suministro de GLP para el mercado interno en noviembre de 2015.

Esta caída para los meses de mayo y noviembre de 2015 se observa en el Cuadro Nº 6.

Cuadro Nº 6. Demanda de GLP, Feb 2015 - Feb 2016

feb-15	mar-15	abr-15	may-15	jun-15	Jul-15	ago-15	sep-15	oct-15	nov-15	dic-15	ene-16	feb-16
51.2	51.9	54.7	44.7	57.0	54.2	53.3	54.4	56.6	47.4	53.9	50.3	51.8

Fuente: Empresas del sector
Elaboración propia

Capacidad Instalada

La producción del GLP está cubierta por seis plantas. De estas tres se encuentran en Piura, una en Lima, otra en Ucayali y la última en Ica. La planta con mayor capacidad de producción es Pluspetrol con 60 MBDC (83% de la capacidad total), le sigue Petróleos del Perú con una planta de Refinería Talara que tiene una capacidad de 5 MBDC. Después, las demás plantas en promedio tienen una capacidad máxima de 1.55 MBDC. Todo esto suma una capacidad total máxima de 71 MBDC para cubrir a todo el mercado actual peruano. Esta información puede ser encontrada dentro del Cuadro Nº 7.

Cuadro Nº 7. Plantas de Producción de GLP

Empresa	Establecimiento	Departamento	Capacidad Instalada (MBDC)
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural	Ucayali	1.6
Petróleos del Perú S.A.	Refinería Talara	Piura	5.0
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de Fraccionamiento LGN "Planta Verdum"	Piura	1.5
Savia Perú S.A.	Planta Criogénica de Gas Natural	Piura	1.2
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.			
Refinería La Pampilla S.A.A.	Refinería La Pampilla	Lima	2.8
Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural	Ica	60.0

Fuente: OSINERGMIN
Elaboración propia

Con relación a las plantas de abastecimiento, a nivel nacional existen 9 en operación. La planta con mayor capacidad instalada es la Planta de Abastecimiento de Pisco, de la empresa Pluspetrol, el cual representa un 62% de la capacidad total.

Cuadro N° 8. Plantas de Abastecimiento de GLP

Empresa	Establecimiento	Departamento	Capacidad Instalada (MB)
Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Abastecimiento de Pisco	Ica	854
Refinería La Pampilla S.A.	Planta de Abastecimiento La Pampilla	Lima	23
Petróleos del Perú S.A.	Planta de Abastecimiento de Talara	Piura	113
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.	Planta de Abastecimiento de Talara - Pariñas	Piura	26
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de Abastecimiento de Talara - Verdum	Piura	7
Aguaytia Energy del Peru S.R.L.	Planta de Abastecimiento de Aguaytía	Ucayali	20
Zeta Gas Andino S.A.	Planta de Abastecimiento de Ventanilla	Lima	142
Repsol Gas del Perú S.A.	Planta de Abastecimiento de Ventanilla	Lima	133
Terminales del Perú	Terminal Callao	Lima	55

Fuente: OSINERGMIN

Elaboración propia

Se puede observar una alta dependencia de la Planta de Fraccionamiento de LGN y de la Planta de Abastecimiento de Pisco lo que implica un riesgo para la seguridad energética del mercado interno.

Indicadores clave de desempeño para Combustibles Líquidos

Se han definido tres indicadores de desempeño para monitorear y tomar medidas preventivas respecto a la confiabilidad y disponibilidad en el suministro de los combustibles diésel y GLP. Estos se muestran en el Cuadro N° 9.

Cuadro N° 9. Cuadro de Indicadores de Desempeño

Nombre Indicador	Fórmula Indicador	Unidad de Medida	Atributo	Segmentación	Frecuencia de Medición
Confiabilidad en el Suministro	$\frac{\text{Volumen demandado de GLP}}{\text{Volumen ofertado de GLP}}$ $\frac{\text{Volumen demandado de Diesel}}{\text{Volumen ofertado de Diesel}}$	$\leq 90\%$ $\leq 90\%$	Capacidad y Calidad	Nacional	Mensual
Disponibilidad en el Suministro	$\frac{\text{Capacidad de Almacenamiento de GLP}}{\text{Volumen de Ventas de GLP (15 días)}}$ $\frac{\text{Capacidad de Almacenamiento de Diesel}}{\text{Volumen de Ventas de Diesel (15 días)}}$	≥ 1	Capacidad	Nacional	Semestral
Nivel de Producción Interno	$\frac{\text{Volumen Importado de GLP}}{\text{Volumen Producido de GLP}}$ $\frac{\text{Volumen Importado de Diesel}}{\text{Volumen Producido de Diesel}}$	$\leq 85\%$ $\leq 85\%$	Capacidad y Calidad	Nacional	Mensual

Fuente y elaboración propia.

El valor base para cada uno de los indicadores propuestos se presenta en el Cuadro N° 10.

Cuadro N° 10. Indicadores evaluados al mes de marzo de 2016

Combustibles	Confiabilidad en el Suministro	Disponibilidad en el Suministro	Nivel de Producción Interno
GLP	79%	1.7	23%
Diesel	83%	3.9	100%

Fuente y elaboración propia

2.1.2. Gas Natural

El Proyecto Camisea permitió el desarrollo de la Industria del Gas Natural en nuestro país la cual ha contribuido al cambio de la matriz energética. Actualmente la participación del Gas Natural como fuente de energía es del 35% y es demandada principalmente por las empresas de generación eléctrica, industrias, vehículos medianos y livianos y a consumidores residenciales.

Producción de Gas Natural de Camisea

Una vez extraído el Gas Natural de los Lotes 56 y 88, este es separado en la Planta Malvinas en: Gas Natural Seco (GN), que es transportado a la ciudad de Lima; y Líquidos de Gas Natural (LGN), que se transporta a la Planta de Fraccionamiento de Pisco por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP).

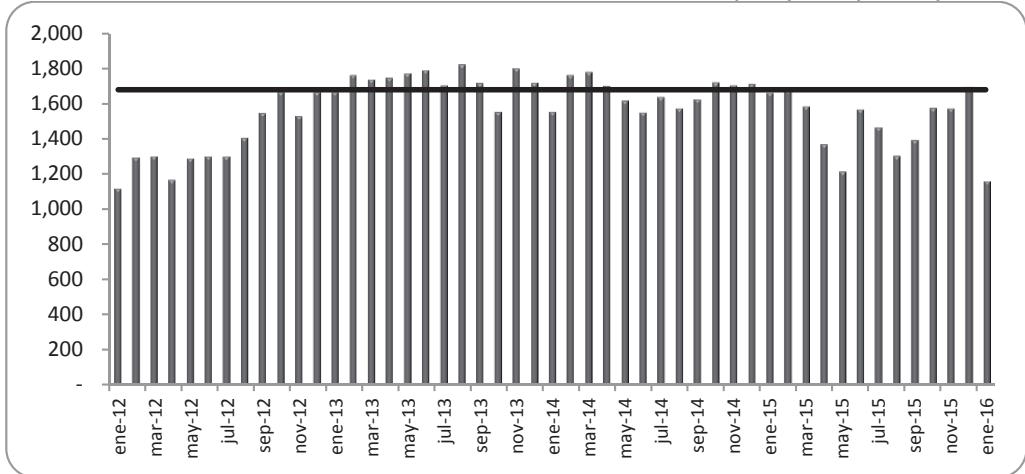
La producción de cada uno de estos lotes durante los últimos años se muestra en el Cuadro N° 11.

Cuadro N° 11. Procesamiento de Gas Natural en MMPCD (2013 – 2016)

Gas Natural	2013	2014	2015	Ene - 2016
Lote 56	659.02	569.59	463.59	337.23
Lote 88	1,075.15	1,093.17	1,044.61	833.94
TOTAL	1,734.17	1,662.76	1,508.20	1,161.17

Fuente y elaboración propia

La Planta Malvinas tiene la capacidad de procesar 1,680 MMPCD¹ de Gas Natural lo que ha implicado que la planta opere cerca de su capacidad instalada durante varios meses como se observa en el Gráfico N°. 2.

Gráfico N° 2. Procesamiento de Gas Natural en MMPCD (2012 – 2016)

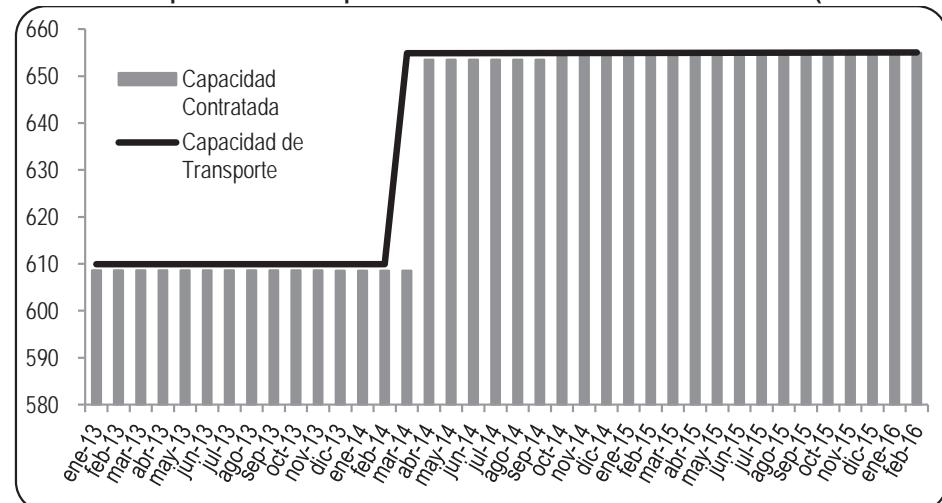
Fuente: Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Elaboración propia

Infraestructura de Transporte de Gas Natural

La empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) se encarga del sistema de transporte de Gas Natural desde Camisea a la costa del Perú. Para ello, emplea un gasoducto de 32", 24" y 18" de 730 km de longitud, y la Planta compresora de Chiquintirca la cual sumada al primer tramo del Loop Costa tenía a febrero del 2016 una capacidad de transporte de 655 MMPCD.

Gráfico N° 3. Capacidad de Transporte de Gas Natural Seco de TGP en MMPCD (2013 – 2016²)

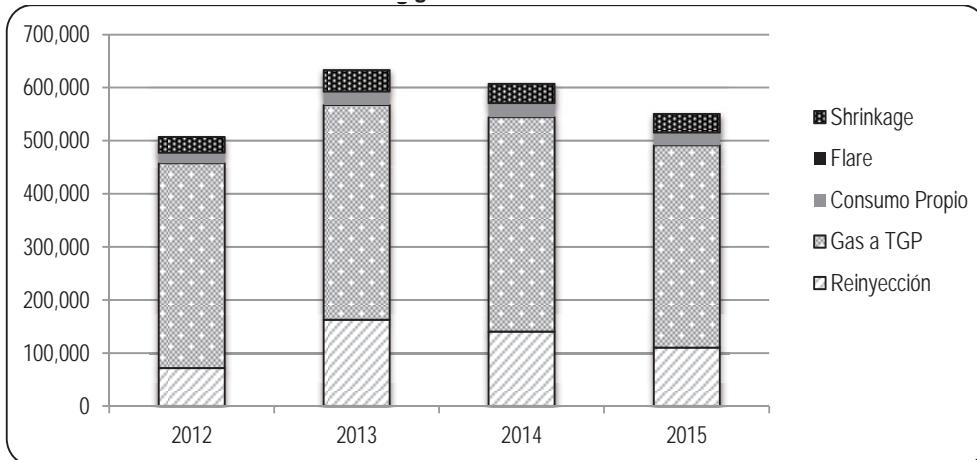


Fuente Transportadora de Gas del Perú S.A.
Elaboración propia

Se espera que esta capacidad se incremente hasta 920MMPCD durante mayo del 2016 con la entrada en operación del Proyecto denominado Ampliación Prevista y que consiste en un Loop Costa II y una planta compresora en la zona de Kepashiato.

Con relación a los volúmenes entregados de Gas Natural por la empresa Pluspetrol a la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), en el Gráfico N°4 se observa que no hay un crecimiento de las mismas, básicamente por la limitación en el transporte de Gas Natural por la empresa TGP. Ello origina que los volúmenes de Gas Natural Reinyectado sean altos (alrededor de los 140,000 MMPC y 109,000 MMPC en los años 2014 y 2015 respectivamente).

Gráfico N° 4. Entregas de Gas Natural a TGP – MMPC



Fuente Transportadora de Gas del Perú S.A.
Elaboración propia

Con el aumento de capacidad del Transporte de Gas Natural se espera que la reinyección de gas natural disminuya y su uso se incremente.

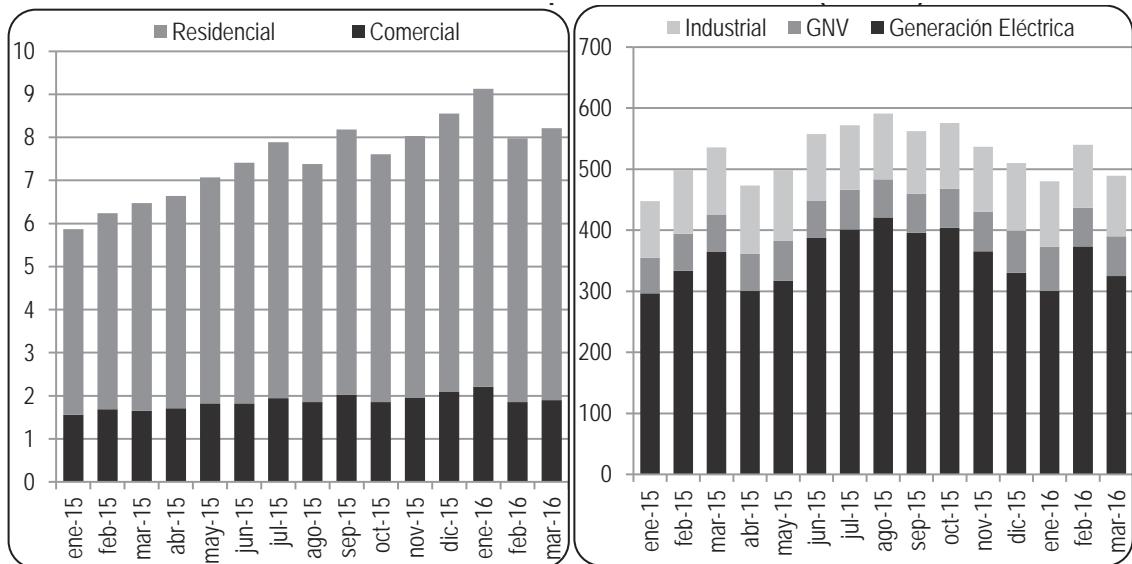
Distribución de Gas Natural en el departamento de Lima

El 20 Agosto de 2004 la Concesionaria Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda) inicia la puesta de Operación Comercial para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Lima y Callao.

Esta concesión está compuesta por un ducto principal y ductos secundarios. El ducto principal es de 20 pulgadas y 62 Km de extensión el cual une Lurín con Ventanilla atravesando 14 distritos. Los ductos secundarios o ramales están comprendidos por tuberías de acero de 10 pulgadas de diámetro y tuberías de polietileno, las cuales se vienen instalando de acuerdo al Plan de Expansión presentado por la empresa Concesionaria en cumplimiento de lo establecido en el Contrato BOOT "Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao. En la actualidad, Cálidda distribuye Gas Natural a 40 distritos de la provincia de Lima.

En el Gráfico Nº 5 se muestra el consumo de Gas Natural por sectores de enero 2015 a marzo 2016.

Gráfico Nº 5. Demanda de GN por sectores – Cálidda (MMPCD)



Fuente Gas Natural de Lima y Callao S.A

Elaboración propia

En promedio Cálidda ha distribuido aproximadamente 500 MMPCD de gas natural en Lima y Callao a todos usuarios.

Al mes de enero 2016, el sector de Generación Eléctrica tuvo una participación de 62%. El segundo sector con mayor nivel de consumo fue el sector Industrial, el cual tuvo una participación de 22%.

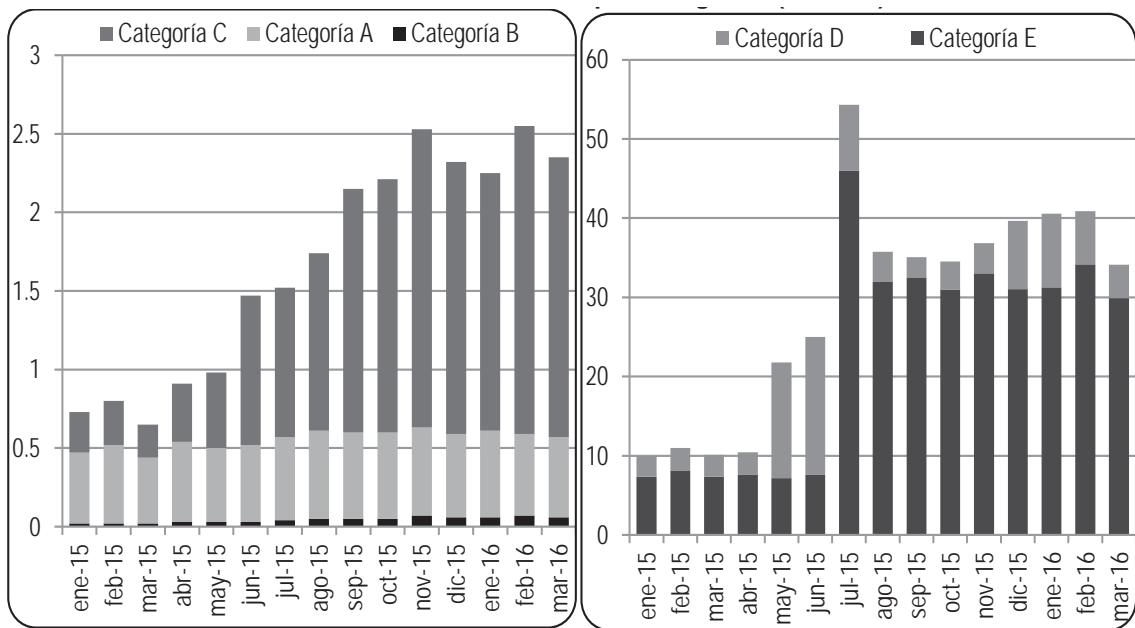
Se estima que actualmente el 20% de los hogares tienen gas natural.

Distribución de Gas Natural en el departamento de Ica

El 30 de abril del 2014 la empresa Contugas realizó la Puesta en Operación Comercial de la distribución de Gas Natural para la Región Ica. El proyecto cuenta con gasoductos con las siguientes características: 20, 14 y 6 pulgadas de diámetro y 300 Km de ducto de acero aproximadamente que cruzan la región. La inversión total del proyecto superó los 400 MMUS\$.

Se ha instalado un total de 972 km redes de polietileno (de las que 968 km ya se encuentran gasificadas) de acuerdo con el siguiente detalle: 209 km en Chincha, 202 km en Pisco, 463 km en Ica, 38 km en Nazca y 60 km en San Juan de Marcona.

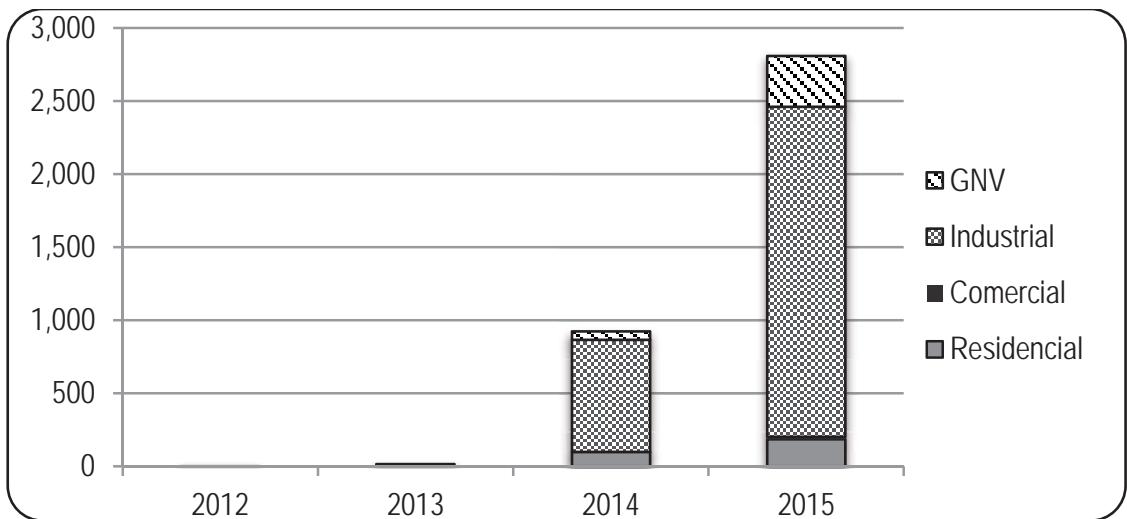
Gráfico Nº 6. Demanda de GN por Categorías (MMPCD)



Fuente Contugas S.A.C.

Elaboración propia

Gráfico Nº 7. Ventas de Gas Natural de Contugas – MMPC



Fuente Contugas S.A.C.

Elaboración propia

Distribución de Gas Natural en el Norte y Suroeste del país

El 25 de julio 2013 se adjudicó la Buena Pro del Proyecto de Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional a la Sociedad Concesionaria denominada Gas Natural Fenosa Perú S.A. (Concesión Sur Oeste) y la Sociedad Concesionaria denominada Gases del Pacífico S.A.C. (Concesión Norte).

Los Contratos de Suministro de GNL fueron suscritos, con fecha 29 de octubre de 2013, entre Repsol GNL Perú S.A.C (hoy Shell GNL S.A.C.) y Proinversión. Asimismo, con fecha 31 de octubre de 2013, Gases del Pacífico S.A.C. (GDP) y Gas Natural Fenosa Perú S.A. (FENOSA) suscribieron con Proinversión el Contrato de Cesión de Posición Contractual del Contrato de Suministro de Gas Natural Licuado.



FENOSA debe conectar con gas natural como mínimo a 30,000 usuarios residenciales, sin embargo tiene proyectado 64,000 usuarios como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro Nº 12. FENOSA - Plan de Conexión a Clientes Residenciales

Ciudad	Años			
	1	2	3	Del 4 al 8
Arequipa	1,265	5,482	11,386	17,290
Moquegua	155	673	1,398	2,123
Tacna	616	2,670	5,546	8,422
Ilo	193	836	1,737	2,638
Total	2,229	9,661	20,067	30,473

Fuente Gas Natural Fenosa Perú S.A.
Elaboración propia

GDP debe conectar con gas natural como mínimo a 70,073 usuarios residenciales, sin embargo tiene proyectado 154,137 usuarios como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro Nº 13. GDP - Plan de conexión a Clientes Residenciales

Ciudad	Años			
	1	2	3	Del 4 al 8
Chimbote	1.209	5.238	10.878	16.518
Chiclayo	938	4.064	8.440	12.816
Trujillo	2.058	8.917	18.519	28.121
Huaraz	144	625	1.298	1.971
Cajamarca	501	2.171	4.508	6.845
Lambayeque	172	744	1.546	2.348
Pacasmayo	107	462	958	1.454
Total	5.129	22.221	46.147	70.073

Fuente Gases del Pacífico S.A.C.
Elaboración propia

Proyecto de Distribución de Gas Natural – Masificación en las 7 Regiones

El proyecto consiste en distribuir Gas Natural por red de ductos mediante Gas Natural Comprimido – GNC a las ciudades de Andahuaylas, Abancay, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Quillabamba, Juliaca, Puno, Pucallpa y Padre Abad. Estas se encuentran ubicadas en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali. Este proyecto se desarrollará dentro del marco del Decreto Legislativo Nº 1012, mediante la firma de Contrato de Concesión a ser suscrito entre el Estado Peruano y el Concesionario de la Masificación Centro Sur.

El acceso al Gas Natural ha permitido que muchas regiones mejoren su calidad de vida; sin embargo como se observa en el Gráfico Nº 6, hay regiones que aún no cuentan con este combustible. Por ello es necesario implementar proyectos que soporten la Masificación del Uso del Gas Natural.

Gráfico Nº 8. Distribución de Gas Natural por Regiones



Fuente y elaboración propia

Indicadores clave de desempeño

Se han definido cuatro indicadores de desempeño para monitorear y tomar medidas preventivas respecto a la confiabilidad y disponibilidad en el suministro de gas natural. Estos se muestran en el Cuadro Nº 14.

Cuadro Nº 14. Cuadro de Indicadores de Desempeño

Nombre Indicador	Fórmula Indicador	Unidad de Medida	Atributo	Segmentación	Frecuencia de Medición
Disponibilidad del Sistema de Transporte	$\text{Disponibilidad} = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$ <p>MTBF: Tiempo promedio entre fallas MTTR: Tiempo promedio de reparación</p>	≥99%	Calidad y Continuidad	Transportadora de Gas del Perú S.A.	Anual
% de Gas Natural Distribuido	$\frac{\text{Volumen Distribuido (MMPCD)}}{\text{Volumen Transportado (MMPCD)}}$	≥ 40%	Capacidad y calidad	Camisea	Mensual
% de Gas Natural destinado a Generación Eléctrica	$\frac{\text{Volumen Distribuido GE (MMPCD)}}{\text{Volumen Transportado (MMPCD)}}$	≥ 30%	Capacidad y calidad	Camisea	Mensual
% Hogares Conectados	$\frac{\text{Total de Hogares con GN (viviendas)}}{\text{Total de hogares en el Perú (viviendas)}}$	Crecimiento anual ≥ 5%	Calidad y Crecimiento	Nacional	Anual

Fuente y elaboración propia

El valor base para cada uno de los indicadores propuestos se presenta en el Cuadro N° 15.

Cuadro N° 15. Indicadores evaluados al mes de marzo de 2016

Disponibilidad del Sistema de Transporte	% de Gas Natural Distribuido	% de Gas Natural destinado a Generación Eléctrica	% Hogares Conectados
99%	44%	29%	5%

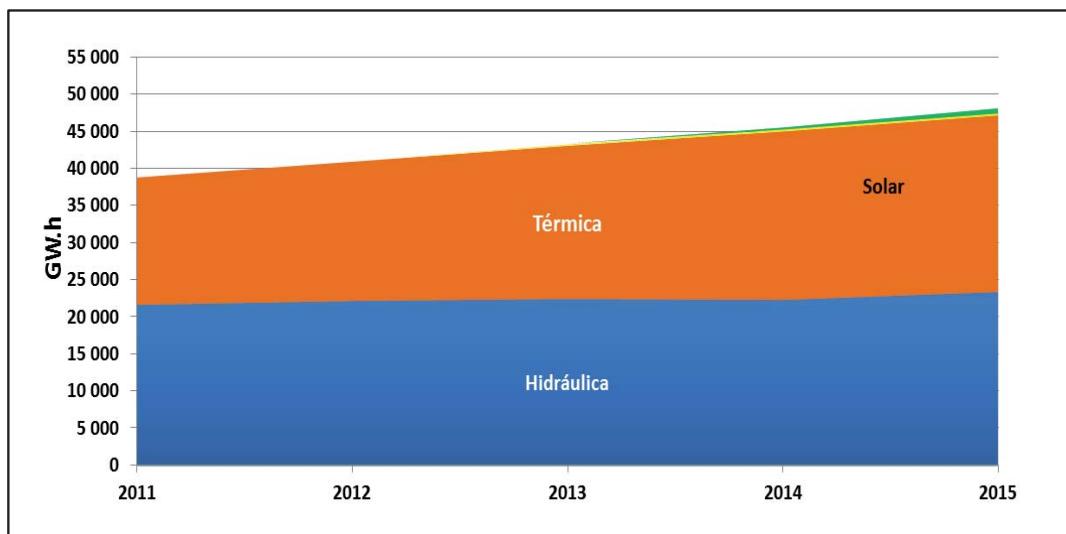
Fuente y elaboración propia

2.2. Diagnóstico del Subsector de Electricidad

Generación eléctrica a nivel nacional

En el periodo 2011 – 2015, la producción de energía eléctrica tuvo un crecimiento acumulado de 23,9% y pasó de 38,805 GW.h en el 2011 a 48,295 GW.h en el 2015. Ello representa un crecimiento medio anual de 5.6%.

Gráfico N° 9. Generación Eléctrica Nacional por Fuente



Fuente y elaboración propia

Este ritmo de crecimiento requiere aumentar la capacidad de generación eléctrica lo cual se ha dado gracias a los diferentes mecanismos de inversión y promoción que se han implementado.

Por ejemplo, durante los años 2011 – 2015 se incrementó la generación térmica producto del acceso al gas natural. Así, la generación térmica tuvo un crecimiento promedio anual de 8%. Este incremento se debe principalmente a la entrada en operación de centrales termoeléctricas como C.T. Fénix, de 596 MW, y las ampliaciones de la C.T. Kallpa y Chilca que actualmente entregan más de 1 600 MW al sistema.

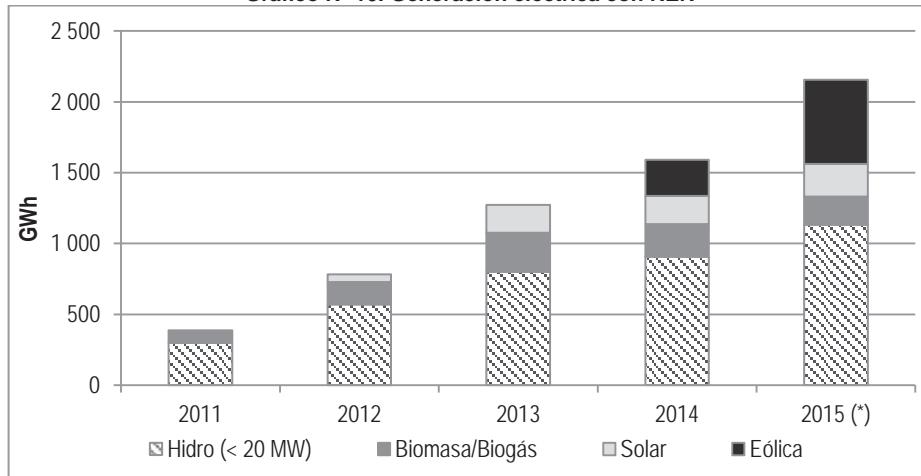
Por otro lado, la producción hidroeléctrica creció a una tasa media anual de 2%. Este incremento se basa en la puesta en servicio de 4 grandes centrales hidroeléctricas que aportarán alrededor de 480 MW adicionales al sistema. Estas centrales son: C.H. Cheves en Lima, C.H. Machupicchu II en Cusco, C.H. Quitaracsa en Ancash y la C.H. Santa Teresa en Cusco.

Finalmente, se incrementó la participación de las centrales que utilizan recursos energéticos renovables (RER) no convencionales (solar y eólica). Entre los años 2011 – 2015 estas totalizaron una producción de 1,550 GW.h ello gracias a la puesta en operación desde el año 2012 de las primeras centrales solares y en el 2014 las primeras centrales eólicas del país.

Actualmente contamos con 5 centrales solares y 4 centrales eólicas en servicio. La más importante es la Central Eléctrica Tres Hermanas que inició sus operaciones en marzo de 2016, con 97 MW de potencia instalada.

En resumen durante el periodo 2011 – 2016, fueron puestas en operación comercial 34 centrales de generación eléctrica a nivel nacional, que añadieron 3,636 MW adicionales al sistema y representaron una inversión de alrededor de US\$ 5,295 millones.

Gráfico N° 10. Generación eléctrica con RER



Fuente y elaboración propia

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN

La electricidad que es generada por las distintas generadoras es despachada al SEIN. En el 2015 el despacho al SEIN fue de 45,505 GW.h, lo que representó el 94% del total de energía producida. El otro 6% fue despachada directamente a clientes libres (Clientes finales).

Por otro lado el 97.5% de la energía producida en el Perú fue generada por centrales eléctricas de empresas integrantes del Comité de Operación Económica del Sistema – COES. La energía producida por las Centrales integrantes del COES en el 2015 fue 6.6% superior a la del año 2014.

Asimismo, en el periodo 2011 – 2016³, entraron en operación 18 centrales de generación eléctrica, que fueron producto de las subastas de electricidad con RER efectuadas a través de Osinergmin.

De esta forma actualmente ya se encuentran operando 28 centrales de generación RER (entre mini hidroeléctricas menores a 20 MW y las que utilizan recursos RER no convencionales solar, eólica, biomasa y biogás) que fueron producto de subastas de electricidad y otras de 34 centrales RER a nivel nacional unidas a otras centrales que no fueron producto de subastas.

Las centrales RER no convencionales generan sólo el 2.3% de la energía generada en el SEIN y con el ingreso de los proyectos adjudicados de la Cuarta Subasta RER, para el 2018, se espera alcanzar el objetivo de 5% de generación con centrales RER no convencionales establecido en el Decreto Legislativo N° 1002⁴.

Oferta Eléctrica

La potencia instalada de generación a nivel nacional, se incrementó en 3,560 MW, pasando de 8,691 MW en el 2011 a 12,251 MW en enero 2016. Ello representa una tasa de crecimiento acumulada de 40.9% y un crecimiento medio anual de 7.1% en capacidad instalada.

Los principales proyectos que contribuyeron al incremento de la potencia instalada a nivel nacional se muestran en el Cuadro N° 16.

³

Involucra el periodo agosto 2011 - enero 2016

⁴

Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de Energías Renovables publicado en mayo del año 2008.

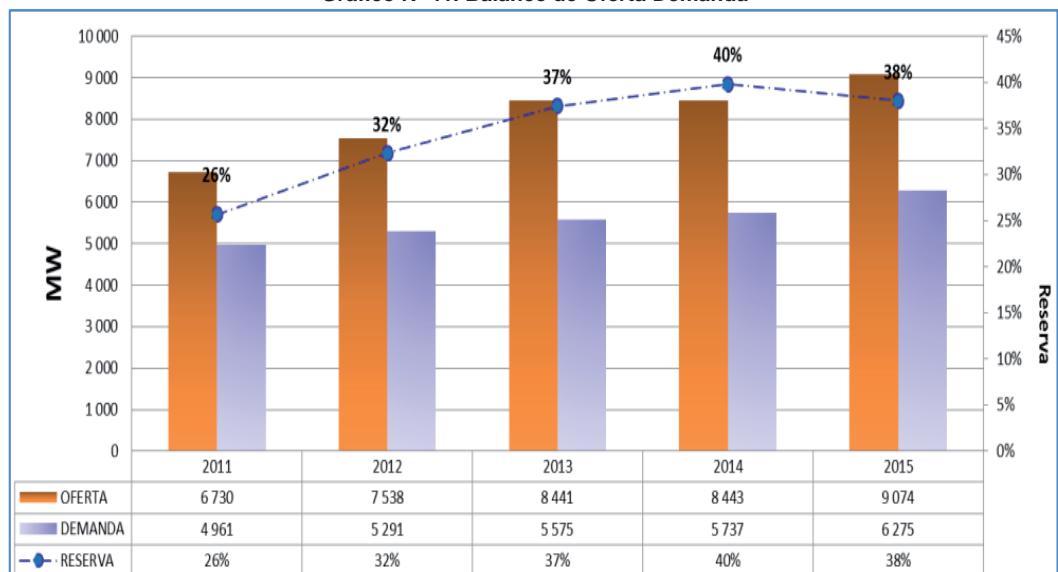
Cuadro N° 16. Proyectos de Generación puestos en Operación, Periodo 2011 – 2016

Tipo	Central	Potencia	Inversión	Empresa Concesionaria	Ubicación (Región)
		(MW)	Mill US\$		
HIDRO	C.H. Huanza	91	251	Empresa de Generación Eléctrica Huanza S.A.	Lima
	C.H. Cheves	168	636	Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A.	Lima
	C.H. Machupicchu II	102	149	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.	Cusco
	C.H. Santa Teresa	98	163	Luz del Sur S.A.A.	Cusco
	C.H. Quitarasca I	112	502	Enersur S.A.	Ancash
TERMO	Ampliación C.T. Kallpa	292	395	Kallpa Generación S.A.	Lima
	Ampliación C.T. Chilca	299	374	Enersur S.A.	Lima
	C.T. Sto. Domingo Olleros	198	129	Termochilca S.A.C.	Lima
	C.T. Reserva Fría de Ilo	564	220	Enersur S.A.	Moquegua
	C.T. Reserva Fría Malacas (TGS)	200	106	Empresa Eléctrica de Piura S.A.	Piura
	C.T. Fénix	597	857	Fénix Power Perú S.A.	Lima
	C.T. Reserva Fría Eten	233	158	Planta de Reserva Fría de Generación Eten S.A.	Lambayeque
	C.T. Recká	181	103	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Lambayeque

Fuente y elaboración propia

Este nivel de oferta de generación en el país ha permitido garantizar el suministro oportuno y confiable de la demanda de energía eléctrica en el país, y a la vez manteniendo un margen de reserva que garantiza la seguridad de este suministro frente a eventuales situaciones de emergencia que ocurren en el SEIN.

Así, como puede observarse en el Gráfico N° 9, la oferta siempre ha sido mayor a la demanda de energía eléctrica y el margen de reserva ha pasado de 26% en el 2011 a 38% en el 2015.

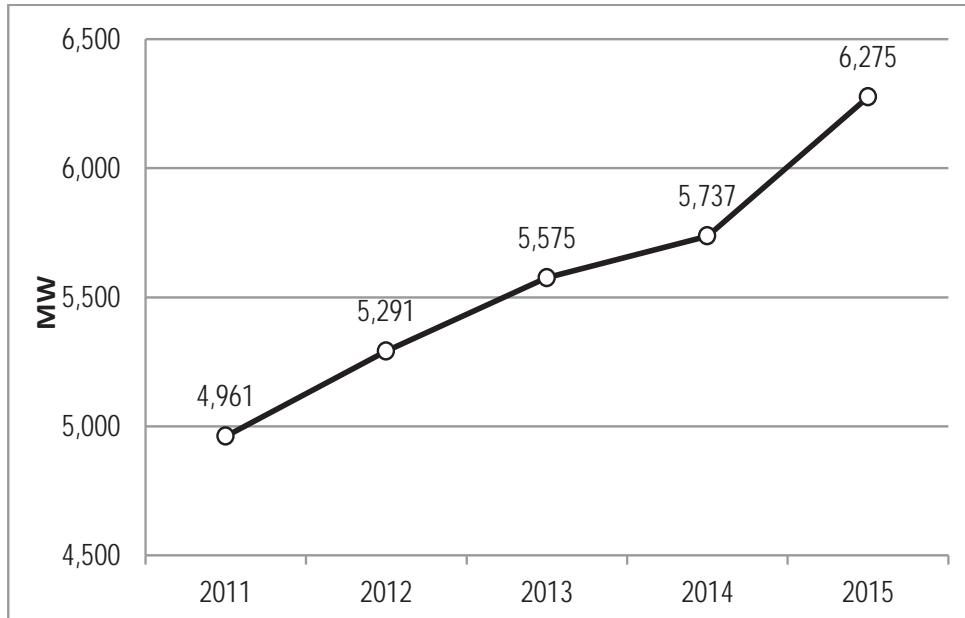
Gráfico N° 11. Balance de Oferta Demanda

Fuente y elaboración propia

Demandas Eléctrica

La demanda por energía también se incrementó. Así, la Máxima Demanda registrada en el SEIN pasó de 4,961 MW en el 2011 a 6,275 MW en el 2015, lo que representa un crecimiento acumulado de 26.5% y una tasa de crecimiento media anual de 6,1%. Este ritmo de crecimiento implica que la demanda por energía se duplicará en 15 años.

Gráfico Nº 12. Crecimiento de la Demanda Eléctrica - MW

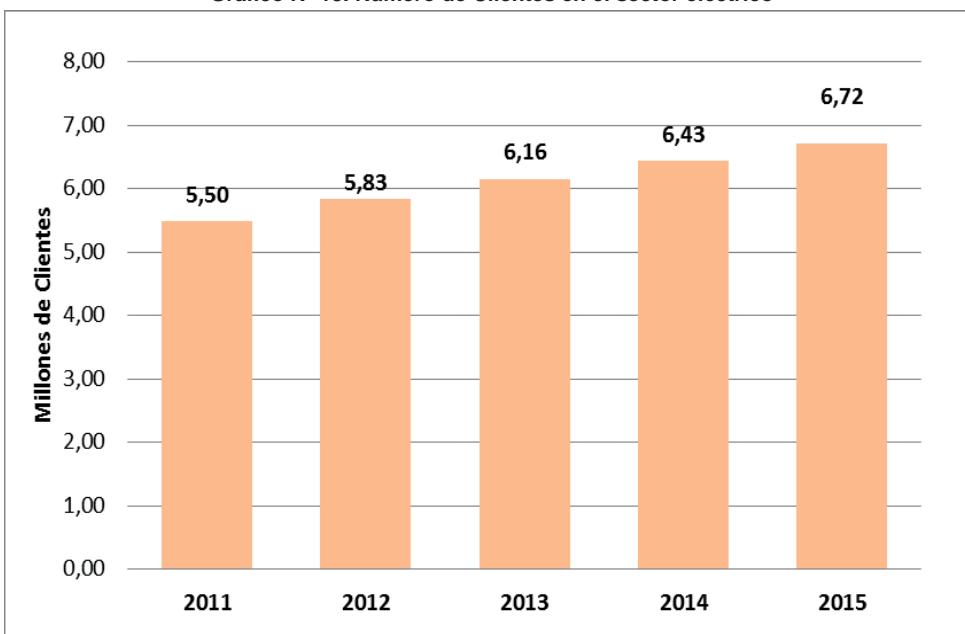


Fuente y elaboración propia

El incremento en la demanda se explica por el ingreso de grandes proyectos mineros como Toromocha, Cerro Verde y parcialmente de Las Bambas.

Asimismo, el número total de clientes del servicio eléctrico se incrementó en 1,2 millones entre los años 2011 y 2015, lo que significó un crecimiento acumulado de 22.2% y a una tasa de crecimiento media anual de 5,0%.

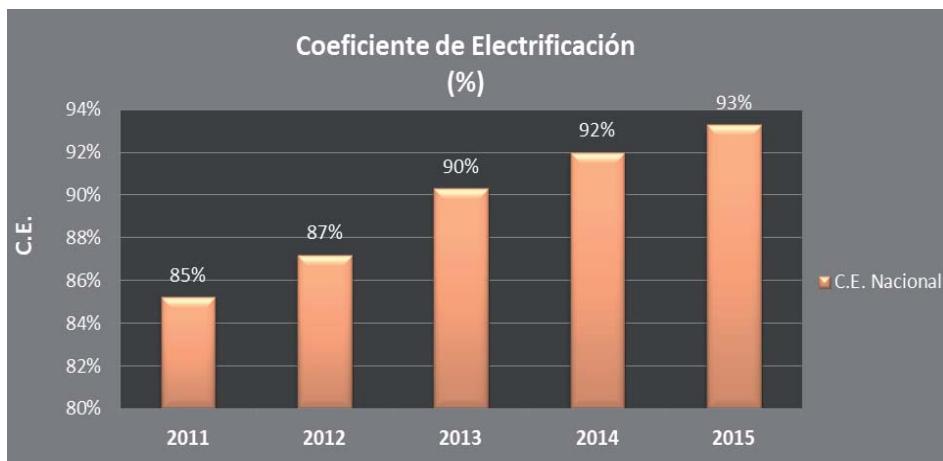
Gráfico Nº 13. Número de Clientes en el sector eléctrico



Fuente y elaboración propia

Este importante crecimiento del número de clientes se refleja en el correspondiente aumento de la cobertura eléctrica nacional. Así, se ha pasado de una cobertura de 85.2% en el 2011 a un 93% en el 2015. Cabe mencionarse que este incremento se ha dado principalmente en el área urbana, en la cual estamos cerca de la meta de cobertura eléctrica plena. Sin embargo, aún subsiste el reto de cobertura en el ámbito rural.

Gráfico Nº 14. Coeficiente de Electrificación a nivel Nacional (%)

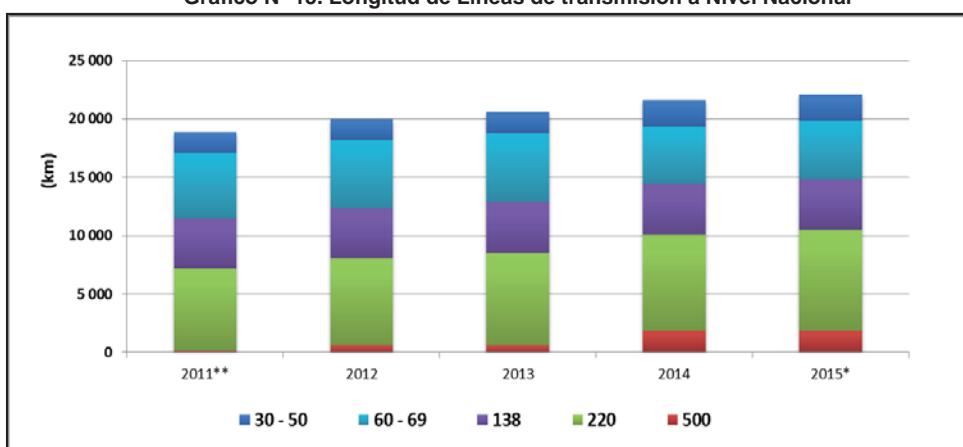


Fuente y elaboración propia

Líneas de Transmisión Eléctrica

A fines del 2015 el SEIN estaba contaba con 22,098 km de líneas de transmisión que recorren el territorio nacional. Esta cifra representa un crecimiento medio anual de 4,1% en longitud de líneas de transmisión.

Gráfico Nº 15. Longitud de Líneas de transmisión a Nivel Nacional



Fuente y elaboración propia

Del total de líneas de transmisión, 1,838 km corresponden a líneas en 500 kV (kilovoltios) y 8 665 km a líneas en 220 kV, y el resto corresponde a líneas de tensiones de transmisión menores (desde 138 kV hasta 30 kV).

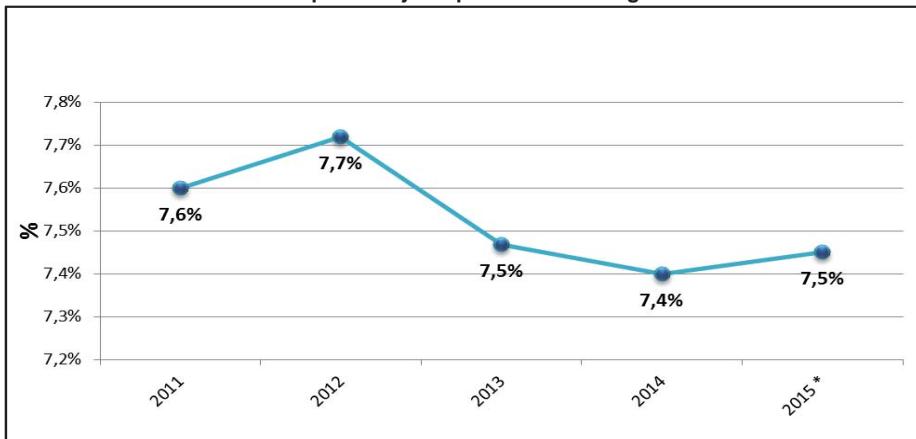
Por otro lado, en el periodo 2011 – 2016⁵, se lograron poner en servicio 16 proyectos de transmisión eléctrica en niveles importantes de tensión (220 kV y 500 kV). Estos proyectos implicaron un aumento en las líneas de transmisión por una longitud total de 2,518 km, y repotenciación de infraestructura existente. La inversión total de estos proyectos fue superior a US\$ 1,100 millones.

Gran parte de las instalaciones de transmisión que entraron en operación fueron el resultado de procesos de promoción de inversión privada conducidos por Proinversión y a ampliaciones (reforzamiento) de los sistemas existentes por necesidades del sector.

Distribución Eléctrica

Finalmente, la actividad de distribución eléctrica también ha mostrado mejoras. Tal como se muestra en el Gráfico Nº 14, el porcentaje de pérdidas en distribución eléctrica viene cayendo desde 7.7% en el 2012 a 7.5% en el 2015.

Gráfico Nº 16: Evolución del porcentaje de pérdidas de energía en distribución eléctrica



Fuente y elaboración propia

Inversiones ejecutadas 2011 – 2015⁶

La inversión total ejecutada en el subsector eléctrico acumulada entre los años 2011 y 2015 fue de 12 579 millones de USD con una tasa de crecimiento medio anual de 8,4%.

Como se observa en el Cuadro Nº 17, las empresas que más contribuyeron en el crecimiento de las inversiones durante el periodo 2011 - 2015, fueron las empresas generadoras y transmisoras.

Cuadro Nº 17. Inversiones Ejecutadas en los últimos años

Año	Inversión Total Mill US\$	Tipo de Empresas			Electrificación Rural (*)
		Generación	Transmisión	Distribución	
2010	1,367.70	558.60	332.60	253.20	223.40
2011	1,880.00	1,240.80	278.50	229.40	131.30
2012	2,738.90	1,781.40	470.30	337.40	149.90
2013	2,589.00	1,829.80	188.40	421.40	149.90
2014	2,777.60	2,021.30	244.00	401.30	111.00
2015 (**)	2,593.50	1,773.90	355.00	357.40	107.10

(*) Corresponde a inversiones ejecutadas por la Dirección General de Electrificación Rural.

(**) Información a diciembre 2015

2.3. Continuidad de los objetivos en el mediano plazo

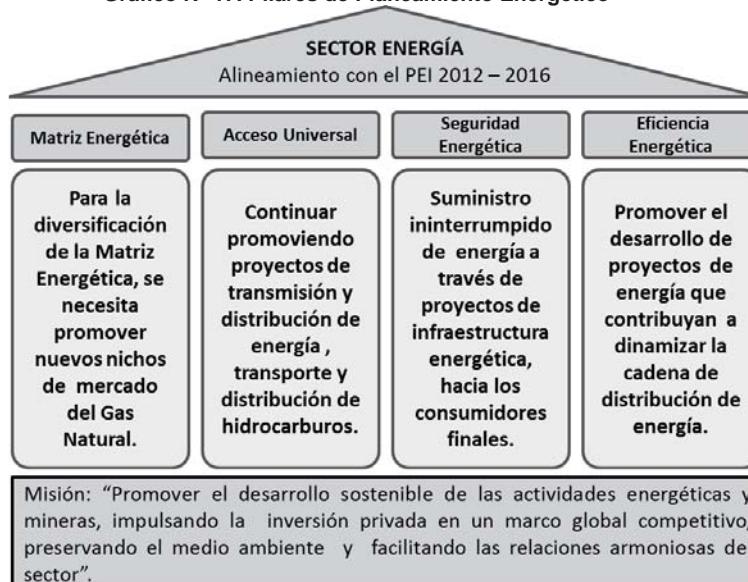
2.3.1. Estrategia para el logro de objetivos

Mediante la Resolución Ministerial Nº 302-2012-MEM/D se aprobó el Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2012-2016 y el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2012-2016 del Ministerio de Energía y Minas para proveer los lineamientos generales para el sector de energía y minería.

Asimismo, cabe mencionar que el PEI está alineado con los planes de conducción nacional como: Plan Bicentenario: El Perú hacia el 2021 – CEPLAN, Agenda de Competitividad 2014 – 2018 Rumbo al Bicentenario, entre otros.

En el siguiente gráfico se muestran los principales pilares del sector energético, así como las directrices para alcanzar los objetivos establecidos en el PEI.

Gráfico Nº 17. Pilares de Planeamiento Energético



Fuente y elaboración propia

Se ha identificado algunos lineamientos contenidos en el PEI, que tienen un mayor impacto en el logro de los objetivos, como los siguientes:

- Promover la eficiencia energética en el uso de combustibles en los hogares de escasos recursos.
- Diversificar la matriz energética y masificar el uso de gas natural asegurando el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía a fin de garantizar el desarrollo sostenible del país.
- Promover la electrificación rural y el uso productivo de la electricidad y de las energías renovables.
- Promover las inversiones en el Sub Sector Electricidad.
- Ejecución de Líneas de Transmisión.

2.3.2. Rol de las APP en el logro de Objetivos

Las Asociaciones Público Privadas – APP buscan generar la participación de la inversión privada, a fin de crear, desarrollar, mejorar, operar o mantener infraestructura pública o proveer servicios públicos.

Considerando la estrategia de largo plazo del sector energía y minas, el objetivo de las APPs en este sector debe ser:

- Contribuir con la masificación de gas natural
- Otorgar acceso universal a la energía
- Garantizar seguridad energética brindando un suministro eficiente e ininterrumpido.

Actualmente en el subsector de gas natural se tiene dos proyectos de APP: Concesión Suroeste (Arequipa, Moquegua y Tacna) y Concesión Norte (La Libertad, Ancash, Lambayeque and Cajamarca), los cuales han permitido distribuir el gas natural fuera de la Región Lima, generando una mejor calidad de vida y ahorro a las familias pues se trata de un combustible más económico.

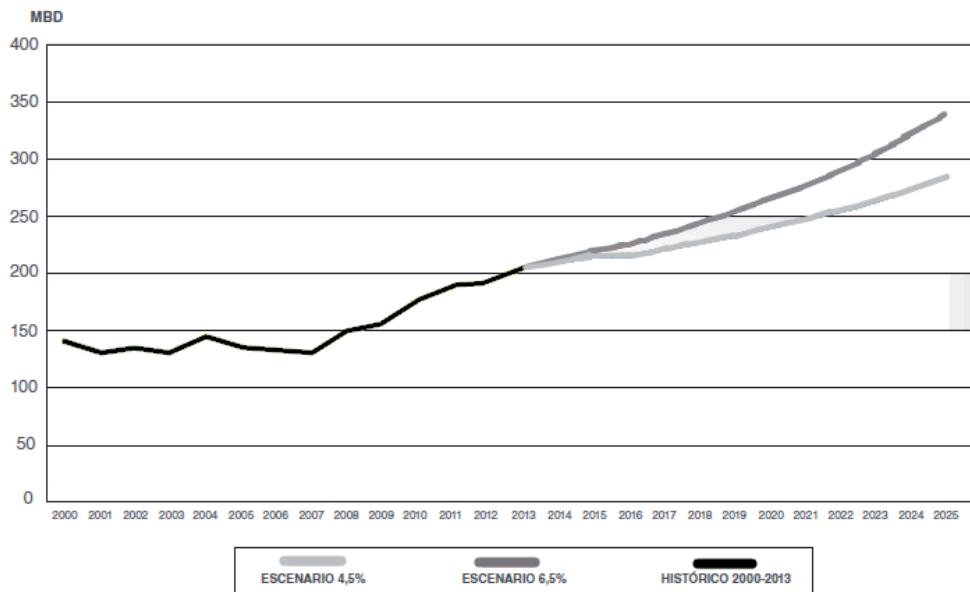
2.3.3. El Sector a largo plazo

El desarrollo del sector energético en el largo plazo, presenta un escenario de crecimiento continuo, seguro y confiable, teniendo como objetivo principal el acceso universal de energía en los lugares más recónditos del país. Es por ello que para lograr este compromiso es importante identificar necesidades energéticas futuras a fin de prever el desarrollo de infraestructura energética así como la promoción de proyectos de inversión.

Hidrocarburos Líquidos

Se espera que para el 2025⁷ haya un consumo de combustibles líquidos de 285 MBD lo que hace necesario impulsar el desarrollo de la infraestructura de distribución de combustibles para abastecer al mercado interno.

Gráfico Nº 18. Proyección de la Demanda de Combustibles Líquidos



Fuente y elaboración propia

Cabe mencionar, sin embargo, que desarrollo de los Proyectos de Modernización de la Refinería Talara y Refinería de La Pampilla contribuirán también al logro de los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010 - 2040.

Cuadro Nº 18. Proyectos de Modernización en el Subsector de Combustibles Líquidos

Proyecto	Descripción	Inversión	Término
Modernización de la Refinería La Pampilla	<p>Este proyecto permitirá producir combustibles más limpios, con menos de 50 ppm de azufre y procesar crudos más pesados, para lo cual se pondrá en marcha unidades de DM's y las unidades de Naftas.</p> <p>La capacidad equivalente de destilación primaria de crudo en barriles por día (KEDC) de la refinería se incrementará de 543 a 774.</p>	741 MMUS\$	2018
Modernización de la Refinería Talara -PMRT	<p>Comprende la ampliación y modernización de las instalaciones industriales de la Refinería de Talara lo cual permitirá:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Incremento de la capacidad de producción de 65 MBD a 95 MBD. • Procesar crudos pesados. • Desulfurar los combustibles a menos de 50 ppm. 	3,530 MMUS\$	2019
Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao	<p>El proyecto está conformado como mínimo por:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Un Sistema de Transporte de GLP desde el productor (Pisco) hasta el sur de Lima, • Una Infraestructura del Inventario de Seguridad y el respectivo Inventario de Seguridad, • Un Sistema de Almacenamiento y Despacho de GLP. 	250 MMUS\$	En proceso de licitación.

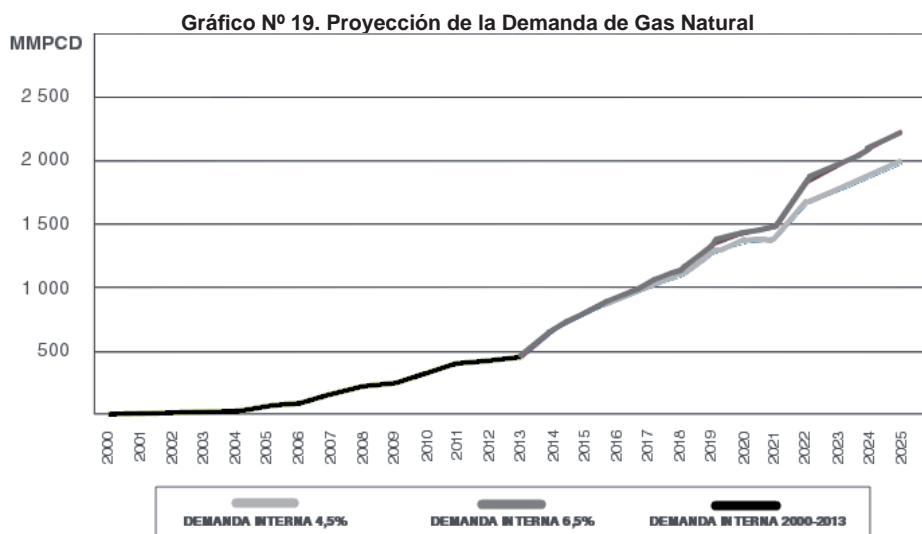
Fuente Repsol, Petroperú y Proinversión

Elaboración propia

Gas Natural

Se espera la masificación en el uso del gas natural a partir del desarrollo de la red nacional de gasoductos, el transporte en las opciones GNC y/o GNL y el desarrollo inicial de las redes de distribución en las principales ciudades del país.

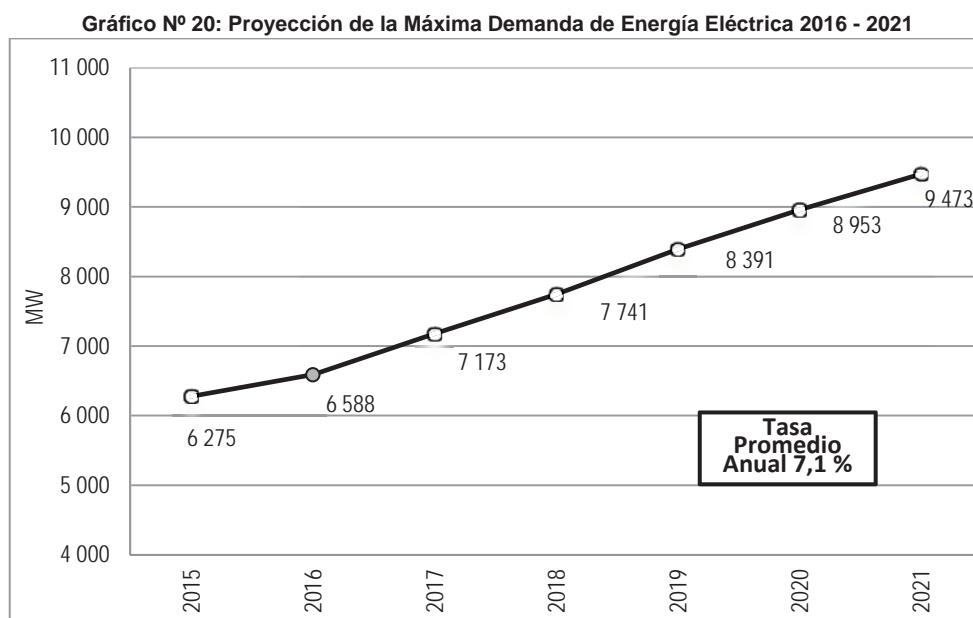
Se prevé que en el año 2025 la demanda de gas natural (incluyendo el consumo final, lo requerido para la generación de electricidad y el desarrollo de la petroquímica a nivel nacional) ascenderá entre 1 900 millones de pies cúbicos día (MMPCD) a 2 400 MMPCD al 2025. Para ello se requiere desarrollar un sistema nacional de gasoductos que permitan su distribución.



Fuente y elaboración propia

Electricidad

Tomando en consideración las actuales proyecciones de crecimiento de la economía del país, se prevé que para el 2016 la máxima demanda del SEIN se encuentre en los 6,588 MW, lo cual representaría una tasa de crecimiento de 5%. Considerando un escenario medio, al año 2021, la tasa de crecimiento promedio anual sería de 7%, con lo cual la máxima demanda llegaría a 9 500 MW, aproximadamente.



Fuente y elaboración propia

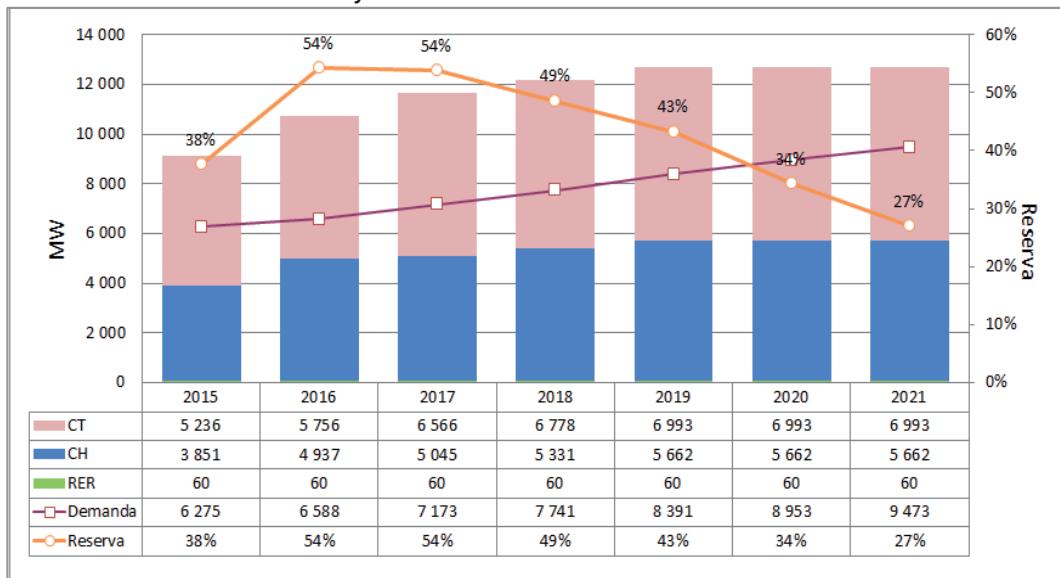
Este crecimiento de la demanda considera la puesta en marcha de los proyectos mineros como: Quellaveco (110 MW), Milpo (40 MW), Pampa de Pongo (80 MW), Quechua (75 MW), Galeno (120 MW), entre otros.

Para la proyección de la oferta de energía eléctrica el periodo 2016 – 2021 se tiene previsto el ingreso de los siguientes proyectos de generación comprometidos:

- Para el 2016: Centrales Térmicas: Nodo Energético Puerto Bravo de 720 MW, Central Térmica de Reserva Fría Pucallpa 40 MW, C.T. de RF de Puerto Maldonado 18 MW. Centrales Hidráulicas: C.H. Chaglla 406 MW y C.H. Cerro del Águila 525 MW.
- Para el 2017: Centrales Térmicas: Nodo Energético Ilo 710 MW, la ampliación de la C.T. Santo Domingo de los Olleros con 100 MW. Centrales Hidráulicas: CH RER 56 MW.
- Para el 2018 al 2021: Se tiene previsto el ingreso del sistema eléctrico Iquitos con 80 MW, la CT Chilca 1 con 113 MW, la ampliación de la CT Santo Domingo de los Olleros y los proyectos RER, que suman 412 MW.
- Otras centrales hidroeléctricas: C.H. La Virgen (84 MW), C.H. Molloco (302 MW) y C.H. Belo Horizonte (180 MW).

Tomando en consideración la proyección de la demanda y la oferta de generación para el periodo 2016 – 2021, se puede apreciar que la reserva del SEIN para el año 2016, incluyendo las centrales de Reserva Fría, llegaría a 54 % y para el año 2021 esta reserva se reduciría a 27 %.

Gráfico Nº 21: Proyección del Balance Oferta Demanda SEIN 2016 - 2021



Fuente y elaboración propia

2.4. Proyectos Potenciales como APP

La evaluación de los proyectos que viene desarrollando el MINEM está enfocada en el marco del Plan Estratégico Institucional – PEI, a fin de alcanzar el logro de los objetivos y cubrir las demandas que requiere el mercado energético. Sin embargo para que un proyecto sea considerado dentro del portafolio de proyectos del tipo APP debe cumplir con determinados criterios señalados en la siguiente sección.

2.4.1. Criterios para la priorización de los proyectos

Los criterios para definir la necesidad de un proyecto se basan en cubrir las demandas energéticas del mercado, es decir, la capacidad de atención de demandas insatisfechas o brechas de demandas. Siendo la autosostenibilidad de esos proyectos, el principal criterio para ser transferidos a Proinversión para promover su desarrollo mediante inversionistas privados que ayuden a solucionar problemas públicos. Es decir, los proyectos que pasan por una evaluación económica previa del Ministerio de Energía y Minas y que demuestran que son autosostenibles, son transferidos a Proinversión para la búsqueda de socios para el desarrollo de los mismos.

Debido a la naturaleza de los proyectos, los estudios definitivos para evaluarlos suelen demorar más de un año por parte de Proinversión para poder disponer de valores con mayor certeza. Sin embargo, la naturaleza de auto sostenibles, usualmente, vienen establecidos en los contratos que hace la institución.

Cuadro Nº 19. Criterios para definir necesidad de los Proyectos

Proyecto	Criterio	Tipo de Información Utilizada
Identificación de necesidad de elaborar proyecto de inversión	Atención de demanda insatisfecha, demandas actuales o demandas proyectadas (falta futura de atención a la demanda según las tasas de crecimiento esperadas de la demanda con respecto a la oferta proyectada)	Información Preliminar

Identificación de proyectos de inversión para ser encargados a Proinversión	Proyectos auto sostenibles según evaluación financiera. Proyectos factibles de cubrir sus gastos de inversión, de operación y mantenimiento con los ingresos autorizados a cobrar	Información Preliminar
---	---	------------------------

2.4.2. Proyectos en Hidrocarburos

Siguiendo las indicaciones del DS 410-2015-EF (Reglamento del Decreto Legislativo 1224), la Dirección General de Hidrocarburos ha preparado una matriz de priorización para evaluar el potencial de los proyectos de energía del tipo APP con potencial de ser implementados los próximos 3 años. La matriz de priorización distingue criterios cuantitativos y cualitativos que buscan garantizar el acceso de la ciudadanía a fuentes de energía que mejoren su calidad de vida.

Cuadro Nº 20. Criterios Cualitativos en Proyectos de Hidrocarburos

Criterios cualitativos	
Proyecto alineado con planes estratégicos del sector	Sí – No
Proyecto atiende a beneficiarios locales y contribuyen al desarrollo de la región	Impacto Alto Impacto Medio Impacto Bajo Impacto Nulo
Proyecto permite la participación de privados en un problema público	Sí – No
Proyecto permite la transferencia de los riesgos asociados al negocio al operador privado	Sí – No
Proyecto presenta complejidad en especificaciones técnicas, de ingeniería, ambientales o en nivel de servicio	Sí – No
Proyecto requiere involucrar a gran cantidad de actores, incluyendo de diferentes niveles de gobierno	Sí – No
Proyecto ha sido desarrollado por el sector privado dentro del país	Sí – No
Clima de inversión del país facilita la búsqueda de aliado privado, para garantizar la ejecución del proyecto en un plazo deseado	Sí – No

En el caso de los criterios cualitativos, se busca el cumplimiento de la mayor cantidad posible de los mismos.

Cuadro Nº 21. Criterios Cuantitativos en Proyectos de Hidrocarburos

Criterios cuantitativos	
Proyecto con análisis de rentabilidad favorable	Sí – No
WACC acorde a la naturaleza de los proyectos	
Valor Actual Neto - VAN	Positivo
Tasa Interna de Retorno	Mayor al WACC
Tarifas del Servicio	Similares a otros proyectos ejecutados en el país

Cuadro Nº 22. Relación de Potenciales Proyectos APP de Hidrocarburos

Proyectos Potenciales de APP de Hidrocarburos	Actividad	Denominación
Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética	Hidrocarburos Líquidos	Proyecto 1
Gasoductos Regionales	Gas Natural	Proyecto 2

2.4.2.1. Proyecto: Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética

Las interrupciones suscitadas durante el 2014 y 2015 fueron muestra de la necesidad de garantizar el continuo abastecimiento de combustibles GLP y Diesel al mercado nacional. El desabastecimiento fue la mezcla de factores ambientales y de falta de capacidad de almacenamiento en medio de una continua demanda creciente que llevó a promover el desarrollo de nuevas infraestructuras de almacenamiento de dichos combustibles.

Cuadro Nº 23. Estado Actual del Proyecto 1

Descripción	Estado Actual
El Proyecto contempla la instalación de infraestructuras para el almacenamiento GLP y Diesel con sus respectivas instalaciones marítimas a nivel nacional ubicadas estratégicamente en las Zonas de: Norte, Centro, Sur y Lima, según corresponda.	<ul style="list-style-type: none"> Perfil Técnico elaborado, el cual contempla una evaluación económica base del Proyecto. Solicitud a Proinversión para la Formulación y la Elaboración del Informe de Evaluación contemplada en el DS Nº 410-2015-EF. Con dicho estudio se definirán las variables e indicadores económicos del Proyecto.

2.4.2.2. Proyecto: Gasoductos Regionales

El proyecto busca desarrollar la infraestructura de transporte para la distribución de gas natural para los proyectos:

- “Masificación del Uso del Gas Natural, utilizando Gas Natural Comprimido (GNC) a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno”
- “Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali”

Los mismos que complementarán el desarrollo del proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano” y de brindar soporte para la realización efectiva de los proyectos de distribución mencionados.

Cuadro Nº 24. Estado Actual del Proyecto 2

Descripción	Estado Actual
El proyecto contempla el desarrollo de los Sistemas de Transporte para suministro de Gas Natural en las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.	<ul style="list-style-type: none"> Lineamientos generales del proyecto elaborados Solicitud a Proinversión para la Formulación y la Elaboración del Informe de Evaluación contemplada en el DS Nº 410-2015-EF Con dicho estudio se definirán las variables e indicadores económicos del Proyecto.

Cuadro Nº 25. Aplicación de Criterios Cualitativos en Proyecto 1: Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética

Criterios cualitativos		
Proyecto alineado con planes estratégicos del sector	Sí	Los Proyectos están alineados al Plan Bicentenario: El Perú hacia el 2021 – CEPLAN y al Plan Estratégico Institucional 2012-2016.
Proyecto atiende a beneficiarios locales y contribuyen al desarrollo de la región	Impacto Alto	Genera estabilidad en el mercado de combustibles y confiabilidad en los consumidores al garantizar el suministro
Proyecto permite la participación de privados en un problema público	Sí	Sector privado otorga seguridad en el suministro de GLP y Diesel
Proyecto permite la transferencia de los riesgos asociados al negocio al operador privado	Sí	Naturaleza del proyecto permite la estructuración para que el sector privado asuma todos los riesgos
Proyecto presenta complejidad en especificaciones técnicas, de ingeniería, ambientales o en nivel de servicio	Sí	Construcción de tanques de almacenamiento y muelles de acceso
Proyecto requiere involucrar a gran cantidad de actores, incluyendo de diferentes niveles de gobierno	Sí	Involucramiento del Gobierno Nacional, Regional, Provincial, Ciudadanos, Empresas Privadas, Organismos Reguladores, Ministerios, entre otros
Proyecto ha sido desarrollado por el sector privado dentro del país	Sí	Existe infraestructura de almacenamiento de combustibles aunque es limitada en su capacidad
Clima de inversión del país facilita la búsqueda de aliado privado, para garantizar la ejecución del proyecto en un plazo deseado	Sí	País presenta una política de inversión según las agencias clasificadoras de riesgos como Estable, tiene estabilidad jurídica y permanece en el top de países emergentes

Cuadro Nº 26. Aplicación de Criterios Cuantitativos en Proyecto 1: Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética

Criterios cuantitativos		
Proyecto con análisis de rentabilidad favorable	No disponible	El proyecto tiene un estudio preliminar evaluado con un WACC de 12% que permitió demostrar su rentabilidad económica y financiera. Por lo cual, fue trasladado a PROINVERSIÓN para confirmar los datos. Aún no se disponen de esos datos confirmatorios.

Cuadro Nº 27. Aplicación de Criterios Cualitativos en Proyecto 2: Gasoductos Regionales

Criterios cualitativos		
Proyecto alineado con planes estratégicos del sector	Sí	Los Proyectos están alineados al Plan Bicentenario: El Perú hacia el 2021 – CEPLAN y al Plan Estratégico Institucional 2012-2016.
Proyecto atiende a beneficiarios locales y contribuyen al desarrollo de la región	Impacto Alto	Disponibilidad de gas en las regiones
Proyecto permite la participación de privados en un problema público	Sí	Sector privado ofrece gas a empresas y familias

Criterios cualitativos		
Proyecto permite la transferencia de los riesgos asociados al negocio al operador privado	Sí	Naturaleza del proyecto permite la estructuración para que el sector privado asuma todos los riesgos
Proyecto presenta complejidad en especificaciones técnicas, de ingeniería, ambientales o en nivel de servicio	Sí	Construcción de ductos de transporte a escala regional
Proyecto requiere involucrar a gran cantidad de actores, incluyendo de diferentes niveles de gobierno	Sí	Involucramiento del Gobierno Nacional, Regional, Provincial, Ciudadanos, Empresas Privadas, Organismos Reguladores, Ministerios, entre otros
Proyecto ha sido desarrollado por el sector privado dentro del país	Sí	Desarrollo de proyectos de transporte y distribución de gas natural en el país
Clima de inversión del país facilita la búsqueda de aliado privado, para garantizar la ejecución del proyecto en un plazo deseado	Sí	País presenta una política de inversión según las agencias clasificadoras de riesgos como Estable, tiene estabilidad jurídica y permanece en el top de países emergentes

Cuadro Nº 28. Aplicación de Criterios Cuantitativos en Proyecto 2: Gasoductos Regionales

Criterios cuantitativos		
Proyecto con análisis de rentabilidad favorable	No disponible	El proyecto tiene Lineamientos Generales. Fue encargado a PROINVERSIÓN para la elaboración del Informe de Evaluación. Aún no se dispone de esta información.

2.4.3. Proyectos en Electricidad

El Sub Sector Electricidad dispone de un conjunto de criterios cuantitativos para la evaluación de los proyectos para el plan de transmisión y para el plan de inversiones.

- De acuerdo con el marco normativo vigente, las acciones que conduzcan a la licitación de los Proyectos Vinculantes que forman parte del Plan de Transmisión aprobado por el MEM deben ser iniciadas durante el periodo de vigencia del plan, que es de dos años contados a partir de la fecha de aprobación.
- De acuerdo con el marco normativo vigente, los proyectos del Plan de Inversiones cuya titularidad haya sido asignada al MEM, o aquellos cuya licitación haya sido solicitada por una empresa concesionaria, en aplicación de lo señalado en el numeral VI), del literal d), del Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; son licitados por el MEM o a través de Proinversión.

2.4.3.1 Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión

Para la identificación de proyectos que forman parte del Plan de Transmisión se toman en cuenta los criterios técnico - económicos indicados a continuación, los cuales son empleados como indicadores referenciales para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes.

a) Criterio N-1

Al planificar la expansión de la transmisión del SEIN se sigue el siguiente criterio: Se considera que una Opción o Plan satisface el criterio N-1 si la relación W/US\$ supera el rango establecido para el mismo.

Se entiende por "W" a la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEIN gracias a la Opción o Plan evaluado. La cantidad de potencia debe considerar tanto a la generación (potencia efectiva) como a la demanda y no debe considerar a la potencia que, sin la Opción o Plan evaluado, ya cuenta con redundancia de conexión al SEIN.

Se entiende por "US\$" al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado.

b) Criterios Económico – Operativos

Se siguen los siguientes criterios económicos - operativos de la transmisión del SEIN:

- Horas de Despacho No Económico - HDN:** Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación HDN /Millón US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por HDN al número de horas de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la Opción.

Para la determinación de las HDN se debe calcular, para cada Escenario, Opción y para cada año requerido del horizonte de evaluación, las horas que permanecería congestionado el enlace a reforzar con la restricción de transmisión y que se liberarían con la implementación de la Opción a estudiar. La resolución de las simulaciones para el cómputo de las HDN será como mínimo a nivel mensual con bloques horarios

de Punta, Media y Base similares a los utilizados en el proceso de Fijación de Precios en Barra. Para este fin se debe emplear el Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo.

- **MWh de Flujos Interrumpidos - MFI:** Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación kWh / US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por MFI a la energía de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de los MFI que resultan de simular el sistema con y sin la Opción.

c) Criterios Económicos de Beneficio y Costo

Se siguen los siguientes criterios económicos de beneficio y costo de transmisión del SEIN, bajo un enfoque metodológico de solución de compromiso ("trade-off"):

El Valor Presente del Costo Total - VPCT: Expresado en millones de US\$, incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la Opción, más el costo de despacho, de pérdidas eléctricas y energía no servida (ENS). El costo unitario de la energía no servida será el que se utiliza en las regulaciones tarifarias o en su defecto aquel que apruebe OSINERGMIN a propuesta del COES. Se considera que una Opción domina a otra respecto a este criterio si su VPCT es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía - VPPD: Se expresa en millones de US\$ y se evalúa por cada Zona. Resulta de las valorizaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada Zona, como resultado de la operación con la presencia de la Opción o Plan. Se considera que una Opción o Plan domina a otro respecto a este criterio, comparado en la misma zona, si su VPPD es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

d) Criterios para la Evaluación de los Planes

La evaluación de los planes consiste en analizar sus atributos, los cuales se calculan a partir de los resultados de las simulaciones del modelo MODPLAN. Los criterios referenciales utilizados para la evaluación son los siguientes:

- N-1>3W/US\$
- HDN > 100 Horas / Millón US\$
- MFI>15kWh/US\$
- VPCT: el menor posible
- VPPD: el menor posible

Cabe indicar que en el costo de energía no servida usado es de 6 000 U\$\$/MWh (indicado por OSINERGMIN en el Oficio N° 0189-2010-GART), valor que influye principalmente en el cálculo de los dos últimos atributos.

El Plan de Transmisión 2015 – 2024 contiene los 16 proyectos indicados en la RM N° 575-2014-MEM/DM del 31 de diciembre de 2014 y de este conjunto de proyectos se ha encargado a Proinversión la Licitación de los proyectos indicados en el cuadro N° 32. Los proyectos no incluidos en este cuadro se consideran como refuerzos y de acuerdo con lo establecido en el marco normativo vigente serán ejecutadas por las respectivas Empresas Concesionarias.

Cuadro N° 29. Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión cuya licitación fue encargada a Proinversión

Nº	Nombre	Inversión Millones de US\$	Fecha POC programada *	Titular de la Concesión	Región
1	Proy. 5: Compensador reactivo variable (svc o similar) +400/-100 MVAR en la S.E. La Planicie 220 kV	24.8	2017	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Lima
2	Proy. 6: Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo 500	32.6	2018	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Ancash, La Libertad
3	Proy. 7: Compensador reactivo variable (svc o similar) +400/-150 MVAR en S.E. Trujillo 500 kv	31.8	2018	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	La Libertad
4	Proy. 14: L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa (segundo circuito)	20.3	2019	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Ucayali
5	Proy. 9: L.T. 220 kV Tintaya - Azángaro 220 kV	58.9	2020	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Cusco
6	Proy. 16: S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV	9.5	2020	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Cajamarca

Nº	Nombre	Inversión Millones de US\$	Fecha POC programada *	Titular de la Concesión	Región
7	Proy. 4: Nueva S.E. La Planicie 500/220 kV	20.1	2020	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Lima
8	Proy. 1: Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y S.E. asociadas	276.5	2020	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Junín
9	Proy. 2: Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y S.E. asociadas	232.6	2020	Recientemente encargado a Proinversión para licitación	Huánuco
TOTAL TRANSMISIÓN		707.0			

(*) POC: Fecha programada de Puesta en Operación Comercial.

Los Proyectos se encuentran calificados como autosostenibles, dado que se financian con el peaje de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios.

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento se obtendrán como resultado del proceso de licitación pública convocado para la construcción de las instalaciones del proyecto y, con estos valores, OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria antes del inicio de la operación comercial de las instalaciones.

Como parte del Plan de Transmisión 2013-2022, aprobado por el MEM mediante Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM del 8 de enero de 2013 se incluyeron entre los Proyectos Vinculantes los siguientes proyectos:

- Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca
- Repotenciación de la L.T. 220 kV Tingo María – Vizcarra – Conococha
- Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera

La forma de implementación de los dos primeros proyectos está en evaluación y a la fecha aún no ha sido definida.

Respecto a la Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera, conviene precisar que forma parte del proceso de integración eléctrica con Ecuador y su posible implementación se realizaría dentro de este marco, cumpliendo lo señalado en la normativa vigente para los proyectos vinculantes del Plan de Transmisión; pero, conforme se estableció en el Encuentro Presidencial y IX Gabinete Binacional de Ministros Perú – Ecuador, realizado en la ciudad de Jaén el 18 de diciembre de 2015, la el inicio de las acciones para su implementación está condicionado a contar con un marco regulatorio para su operación.

Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el Plan de Transmisión 2017 – 2026 que, según el cronograma publicado por el COES, tiene previsto los siguientes hitos principales:

- Presentación de la Propuesta Definitiva del Plan 13/set/2016
- Opinión de Osinergmin 11/oct/2016
- Aprobación del MEM 31/dic/2016

Una vez aprobado el Plan de Transmisión 2017 – 2026 se contarán con nuevo grupo de proyectos vinculantes cuya licitación será encargada a Proinversión, en cumplimiento de lo establecido en la normatividad vigente

2.4.3.2 Proyectos en el Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN

Los criterios y metodología aplicados para la identificación de los proyectos que forman parte de los Planes de Inversión son los establecidos en la norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (aprobada mediante Resolución OSINERGMIN N° 050-2011-OS/CD)

Mediante el Oficio N° 539-2012-GART del 06 de agosto de 2012, OSINERGMIN, en virtud a lo establecido en el numeral 3.6 del Artículo 3º del Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, solicitó al Ministerio de Energía y Minas conducir el proceso de licitación de los elementos correspondientes a los siguientes proyectos del Plan de Inversiones 2013-2017:

- SE Nazca Nueva 220/60 kV
- SE Chincha Nueva 220/60 kV

Estos proyectos se encuentran calificados como auto sostenibles, dado que se financian con el peaje de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios beneficiados.

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento se obtendrán como resultado del proceso de licitación pública convocado para la construcción de las instalaciones del proyecto y, con estos valores, OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria correspondiente.

Actualmente se encuentra en proceso de elaboración el Plan de Inversiones 2017 – 2021, que según el cronograma publicado por Osinergmin tiene previsto los siguientes hitos principales:

- | | |
|---|-------------|
| • Publicación de Resolución de aprobación del Plan de Inversiones | 31/may/2016 |
| • Interposición de Recursos de Reconsideración | 21/jun/2016 |
| • Resolución de Recursos de Reconsideración | 05/ago/2016 |
| • Publicación de Resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración | 12/ago/2016 |

Una vez aprobado el Plan de Inversiones 2017 – 2021, existe la posibilidad de que la licitación de algunos proyectos aprobados como parte del mismo, sean asignadas al MEM, o que la licitación de algunos de los proyectos aprobados a las empresas concesionarias sea solicitada al MEM.

3. PROGRAMACIÓN

Debido a que los proyectos con potencial de Asociaciones Público Privadas – APP se caracterizan por ser proyectos APP autofinanciados, cumpliendo con los criterios establecidos en el numeral 12.2 del Artículo 12 del Reglamento DS N° 410-2015-EF. Por lo cual, no corresponde el desarrollo de esta sección del Informe Multianual 2016.

A continuación se lista la relación de proyectos de APP del sector Energía y Minas:

3.1 Proyectos en Hidrocarburos Líquidos

En este subsector no se cuenta con proyectos APP en ejecución ni en desarrollo.

3.2 Proyectos en Gas Natural

Cuadro N° 30. Proyectos APP en Ejecución

Nº	Proyectos	Concesionario
1	Trasporte de Gas Natural de Camisea a Lurín	Transportadora de Gas Natural S.A.
2	Trasporte de Líquido Gas Natural de Camisea a Costa	Transportadora de Gas Natural S.A.
3	Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao	Gas Natural de Lima y Callao S.A.
4	Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica	Contugas S.A.C

Cuadro N° 31. Proyectos APP en Desarrollo

Nº	Proyectos en Desarrollo	Concesionario
1	Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste	Gas Natural Fenosa S.A.
2	Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte	Gases del Pacífico S.A.C.
3	Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano	Gasoducto Sur Peruano S.A.
4	Masificación del Uso del Gas Natural, utilizando Gas Natural Comprimido (GNC) a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno.	Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino S.A.C.
5	Masificación del Uso de Gas Natural - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali.	Actualmente en proceso de licitación en Proinversión.

3.3 Proyectos en Electricidad

Listados en los Anexos 4 y 5

Anexo 1

Detalles del Proyecto Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética

Este proyecto implica la instalación de infraestructuras para el almacenamiento GLP y diesel dentro de las zonas norte, centro y sur. Cabe resaltar que no se desarrollará la infraestructura de almacenamiento de GLP en Lima debido a que el alcance de otro proyecto cubre esta parte.

Esta obra tiene el objetivo de garantizar el continuo abastecimiento de los combustibles GLP y diesel al mercado nacional y eliminar las interrupciones que sucede en esta debido a situaciones de diversas. La distribución de las zonas de abastecimiento se muestra a continuación.

Cuadro A: Zonas de Abastecimiento de GLP y Diesel

<ul style="list-style-type: none"> Norte: Amazonas, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque, Loreto, Piura, San Martín y Tumbes. 	<ul style="list-style-type: none"> Centro: Ancash, Huánuco, Junín, Pasco y Ucayali.
<ul style="list-style-type: none"> Sur: Arequipa, Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Ica, Madre de Dios, Moquegua, Puno y Tacna. 	<ul style="list-style-type: none"> Lima: Lima y Callao.

Fuente y elaboración propia

Gráfico A: Zonas de Distribución de Combustibles



Fuente: Infraestructura de GLP y Diesel v5
Ministerio de Energía y Minas

Los beneficiarios de este proyecto son las poblaciones del Perú que demandan GLP y diesel en las zonas mencionadas.

Los dos beneficios más importantes que desarrolla este proyecto son:

- Eliminación de interrupciones en la distribución de combustible por diversos eventos que suceden tanto en los gasoductos como en la planta distribuidora. (Daños físicos en el gasoducto, mantenimiento, Desastre naturales, etc.)
- Garantizar la cobertura de la creciente demanda interna de combustibles en los siguientes años.

Inversión del proyecto

La inversión del proyecto definida por los costos de instalación de GLP y Diesel se resume en los Cuadros B, C, D y E.

Cuadro B: Costo de instalación almacenes de GLP

Capacidad 10 días	Norte	Centro	Sur
SISE (MB)	163	83	126
Costo (U\$S)			
Ingeniería y Construcción	30,597,657	15,580,402	23,652,176
Equipos y Materiales	40,392,039	20,567,725	31,223,294
Otros (*)	9,348,657	4,760,359	7,226,569
Total Inversión	80,338,353	40,908,487	62,102,040

Fuente y elaboración propia

Cuadro C: Costo de instalación de almacenes para Diesel

Capacidad 10 días	Norte	Centro	Sur	Lima
SISE (MB)	366	242	591	547
Costo (U\$S)				
Ingeniería y Construcción	23,000,129	15,207,736	37,139,553	34,374,510
Equipos y Materiales	30,362,525	20,075,768	49,028,011	45,377,872
Otros (*)	7,027,346	4,646,497	11,347,436	10,502,618
Total Inversión	60,390,000	39,930,000	97,515,000	90,255,000

Fuente y elaboración propia

Cuadro D: Costo agregado de la instalación de almacenes para Diesel y GLP

Capacidad 10 días SISE	Norte	Centro	Sur	Lima
TOTAL	529	325	717	547
GLP	163	83	126	0
Diesel	366	242	591	547
Ingeniería y Construcción	23,000,129	15,207,736	37,139,553	34,374,510
Equipos y Materiales	30,362,525	20,075,768	49,028,011	45,377,872
Otros (*)	7,027,346	4,646,497	11,347,436	10,502,618
Total Inversión	60,390,000	39,930,000	97,515,000	90,255,000

Fuente y elaboración propia

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento del proyecto se resumen en los Cuadros E, F y G.

Cuadro E: Costo de operación y mantenimiento anual de almacenes de GLP

Capacidad 10 días - SISE	Norte	Centro	Sur
	163	83	126
Operación y Mantenimiento anual	4,585,094	2,334,741	3,544,306
U\$S/BL	80,338,353	40,908,487	62,102,040

Fuente: Petroperú – Proyecto Nueva Refinería Talara

Cuadro F: Costo de operación y mantenimiento anual de almacenes de Diesel

Capacidad 10 días - SISE (MB)	Norte	Centro	Sur	Lima
	366	242	591	547
Operación y Mantenimiento anual	2,785,335	1,841,670	4,497,631	4,162,782
U\$S/BL	60,390,000	39,930,000	97,515,000	90,255,000

Fuente: Petroperú – Proyecto Nueva Refinería Talara

Cuadro G: Costo agregado de la mantenimiento de almacenes para Diesel y GLP

Capacidad 10 días - SISE	Norte	Centro	Sur	Lima
TOTAL	529	325	717	547
GLP	163	83	126	0
Diesel	366	242	591	547
Operación y Mantenimiento anual	2,064,667	1,268,463	2,798,424	2,134,920
U\$S/BL	41,293,338	25,369,253	55,968,474	42,698,404

Fuente: Petroperú – Proyecto Nueva Refinería Talara

Almacenamiento de Diesel

La fuente de ingresos que tiene el proyecto es el servicio de almacenamiento que va a ofrecer a los diversos concesionarios. El flujo de caja que se presenta tiene la proyección hasta el año 23. En este flujo se está asumiendo que el precio por almacenar un barril de combustible es de \$0.16 por día y que se va a poseer una capacidad de 1 597 000 barriles.

Cuadro H: Flujo de caja económico para infraestructura de almacén de Diesel

Almacenamiento de GLP

La fuente de ingresos que tiene el proyecto es el servicio de almacenamiento que va a ofrecer a los diversos concesionarios. El flujo de caja que se presenta tiene la proyección hasta el año 23. En este flujo se está asumiendo que el precio por almacenar un barril de combustible es de \$0.39 por día y que se va a poseer una capacidad de un 369 000 barriles.

Cuadro I: Flujo de caja económico para infraestructura de almacén de GLP

Anexo 2

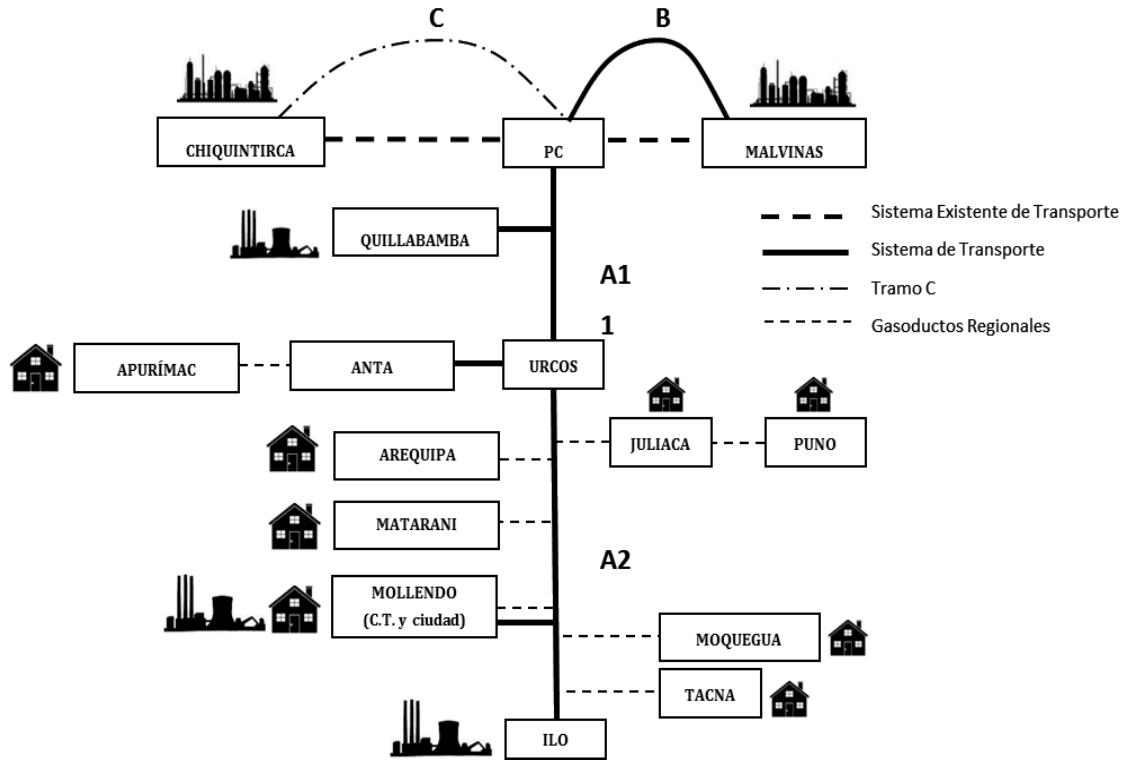
Detalles del Proyecto Gaseoductos Regionales

A fin de continuar con la Política Pública de Masificación del Uso del Gas Natural a Nivel Nacional desarrollada por el Estado Peruano en los últimos años, resulta importante la implementación del Proyecto “Gasoductos Regionales”, a fin de complementar el desarrollo del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”.

Cabe precisar que el Proyecto “Gasoductos Regionales”, involucra el desarrollo de los Sistemas de Transporte para suministro de Gas Natural que partirán desde una derivación del Tramo A, o de un gasoducto secundario, hacia las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna según el siguiente detalle:

Gasoducto Regional	Puntos de Entrega
1	Abancay, Región Apurímac
2	Juliaca, Puno, Región Puno
3	Arequipa, Matarani, Mollendo, Región Arequipa
4	Moquegua, Región Moquegua
5	Tacna, Región Tacna

Esquema referencial del Sistema de Transporte del Gasoducto Sur Peruano



La empresa Gasoducto Sur Peruano determinará la ubicación del punto final, presión de entrega, capacidad, longitud, diámetro, entre otros, de cada uno de los gasoductos regionales como parte de la elaboración del FEED y el Estudio de Línea Base ambiental según los compromisos establecidos en el Contrato de Concesión del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”.

Es preciso señalar que una vez se tenga aprobado el FEED y del Estudio de Línea Base de los Gasoductos Regionales, la empresa Gasoducto Sur Peruano transferirá la titularidad de dicho FEED y Estudio de Línea Base ambiental al Ministerio de Energía y Minas o a quien éste designe.

Cabe señalar que el mencionado Proyecto “Gasoductos Regionales” comprende el diseño, financiamiento, construcción, suministro de bienes y servicios, explotación de los bienes de la concesión, operación, mantenimiento y la transferencia de los gasoductos regionales para las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Anexo 3

**DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS PROYECTOS PLAN DE TRANSMISIÓN
2015 - 2024**

En el Plan de Transmisión 2015-2024 se han aprobado dieciséis (16) proyectos, de los cuales se describirán solo aquellos que serán encargados a Pro inversión, ya que los no incluidos se consideran como refuerzos, a ser ejecutados por las respectivas Empresas Concesionarias.

PROYECTO N° 1

1. Nombre

Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y subestaciones asociadas.

2. Antecedentes

El Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", incluye al Proyecto Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, como parte del Plan Vinculante 2020.

El presente proyecto permitirá el reforzamiento del sistema transmisión en la zona centro del país, así como la evacuación de generación excedente de la zona de Mantaro hacia Lima, prevista de los nuevos proyectos de generación que ingresarán a operar en dicha zona.

3. Descripción General del Proyecto

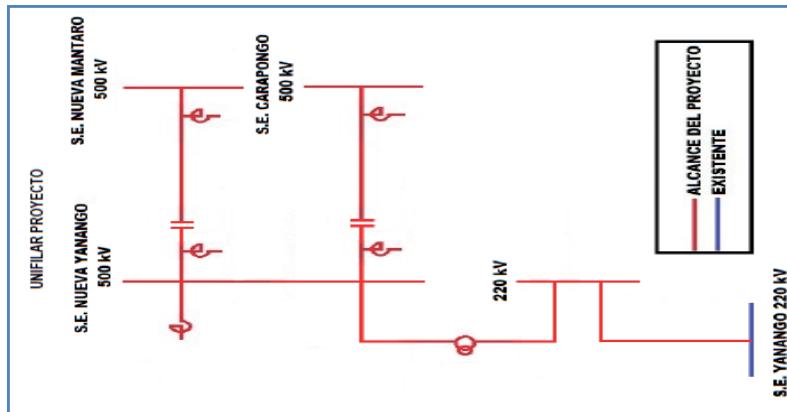
El proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de transmisión:

- Línea de Transmisión 500 kV Nueva Mantaro-Nueva Yanango, simple terna, de aproximadamente 179 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Huancavelica y Junín.
- Línea de Transmisión 500 kV Nueva Yanango –Carapongo, simple terna, de aproximadamente 211 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín y Lima.
- Enlace 220 kV Nueva Yanango-Yanango existente, simple terna, de aproximadamente 10,5 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende el departamento de Junín.

Para la implementación de estas líneas será necesario realizar la construcción y ampliación de las siguientes subestaciones:

- Construcción de la subestación Nueva Yanango 500/220 kV, el patio 500 kV será de configuración interruptor y medio, y el patio 220 kV será a futuro de configuración doble barra más seccionador de transferencia.
- Ampliación del patio 500 kV de la subestación Nueva Mantaro, la cual consiste en ampliar la barra 500 kV de configuración interruptor y medio, instalar una celda de línea e instalar un banco de reactores de líneas.
- Ampliación del patio 500 kV de la subestación Carapongo, la cual consiste en ampliar la barra 500 kV de configuración interruptor y medio, instalar una celda de línea e instalar un banco de reactores de líneas.
- Ampliación del patio 220 kV de la subestación Yanango, la cual consiste en instalar una celda de línea para conexión a configuración simple barra.

El siguiente esquema muestra la configuración del proyecto.



4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- L.T. 500 kV Mantaro-Nueva Yanango, en simple terna, incluye la ampliación de la S.E. Mantaro 500 kV para la implementación de una celda de línea y banco de reactores de líneas.

- L.T. 500 kV Nueva Yanango-Carapongo 500 kV, en simple terna, incluye la ampliación de la S.E. Carapongo 500 kV para la implementación de una celda de línea y banco de reactores de línea.
- L.T. 220 kV Yanango-Nueva Yanango, simple terna, incluye la implementación de una celda de línea en la S.E. Yanango 220 kV.
- S.E. Nueva Yanango 500/220 kV

5. Comentarios

- 5.1 Respecto al enlace 220 kV entre la S.E. Yanango Nueva y Yanango, se deberá tomar en cuenta que el patio 220 kV de la S.E. Yanango, es de configuración simple barra y está conformado por cuatro celdas, tres de ellas ocupadas y el único espacio libre está previsto para la conexión de la línea Renovandes-Yanango 220 kV.
- 5.2 Otro punto a tomar en cuenta es que el patio 220 kV de la subestación Yanango no cuenta con espacio para su ampliación.

6. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 33 meses

7. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 276.516.798,94

PROYECTO Nº 2

1. Nombre

Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y subestaciones asociadas.

2. Antecedentes

El Informe COES/DP-01-2014 “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024”, incluye al Proyecto Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, como parte del Plan Vinculante 2020.

El presente proyecto permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía a la región Huánuco, así como a las subestaciones Paragsha (Cerro de Pasco) y Huaricashas y Vizcarra (Ancash).

3. Descripción General del Proyecto

El proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de transmisión:

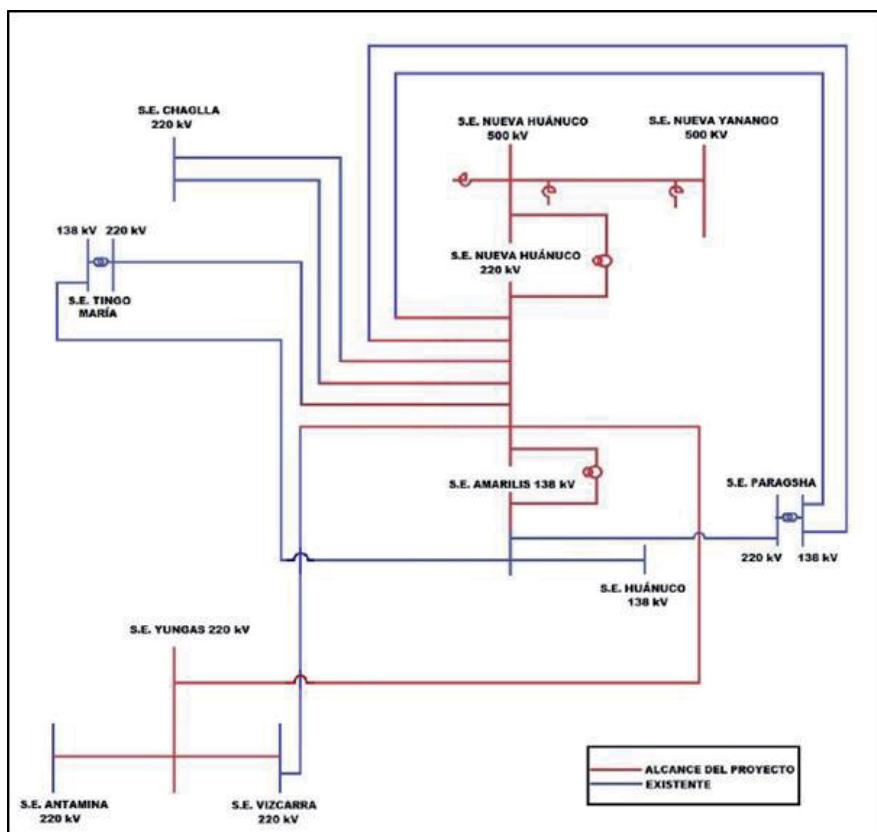
- Línea de Transmisión 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco, simple terna, de aproximadamente 184 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín, Pasco y Huánuco.
- Línea de Transmisión 220 kV Nueva Huánuco-Yungas, simple terna, de aproximadamente 100 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín y Lima.
- Línea de Transmisión 220 kV Tingo María-Chaglla, simple terna, de aproximadamente 37,4 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende el departamento de Huánuco
- Enlace 138 kV Nueva Huánuco-Amarilis, simple terna de aproximadamente 1 km de longitud y capacidad para transmitir 100 MVA
- Variante (seccionamiento de la Línea doble terna Chaglla-Paragsha 220 kV) a conectarse a la subestación Nueva Huánuco, la variante consistirá en dos tramos paralelos, cada tramo en doble terna, de aproximadamente 28 km de longitud, de características y capacidad de transmisión similar a la línea a seccionar (250 MVA), su ubicación comprende el departamento de Huánuco.
- Variante (seccionamiento de la línea en simple terna Tingo María-Vizcarra) a conectarse a la subestación Nueva Huánuco, la variante consistirá en un tramo en doble terna, de aproximadamente 16,5 km de longitud, de características y capacidad de transmisión similar a la línea a seccionar (450 MVA), su ubicación comprende el departamento de Huánuco.

Para la implementación de estas líneas será necesario realizar la construcción y ampliación de las siguientes subestaciones:

- Construcción de la subestación Nueva Huánuco 500/220 kV, el patio 500 kV será de configuración interruptor y medio, y el patio 220 kV será de configuración doble barra más seccionador de transferencia.

- Ampliación del patio 500 kV de la subestación Nueva Yanango, la cual consiste en ampliar la barra 500 kV de configuración interruptor y medio, instalar una celda de línea e instalar un banco de reactores de líneas.
- Construcción de la Subestación Yungas 220 kV, el patio 220 kV será de configuración doble barra más seccionador de transferencia.
- Ampliación del patio 138kV de la subestación Amarilis, la cual consiste en ampliar la barra 138 kV de configuración doble barra e instalar una celda de línea hacia el banco de transformación ubicado en la subestación Nueva Huánaco.

El siguiente esquema muestra la configuración del proyecto.



4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- L.T. 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánaco, en simple terna
- L.T. 220 kV Nueva Huánaco – Yungas, en simple terna
- L.T. 220 kV Tingo María-Chaglla, en simple terna
- Enlace 138 kV Nueva Huánaco-Amarilis, en simple terna
- S.E. Nueva Huánaco 500/220 kV
- S.E. Yungas 220 kV
- Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánaco
- Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra en la SE Nueva Huánaco

5. Comentarios

- En la zona de proyecto prevista para la construcción de la subestación Yungas, se encuentra la subestación Huaricashas 220 kV, la cual cuenta con espacio para su ampliación.

6. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 35 meses

7. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 232.551.794,77

PROYECTO N° 4

1. Nombre

Anteproyecto Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV.

2. Antecedentes

El Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", incluye al Proyecto Nueva subestación La Planicie 500/220 kV, como parte del Plan Vinculante 2020. El presente proyecto permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía a la región Lima.

3. Descripción General del Proyecto

El proyecto considera la construcción del patio 500 kV de la subestación La Planicie, dicha construcción comprende:

- Construcción del patio 500 kV de la subestación Planicie, el cual será de configuración interruptor y medio.
- Instalación de un banco autotransformador 500/220 kV, 600 MVA.
- Enlace con el patio 220 kV de la subestación La Planicie.

4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- Construcción del patio 500 kV de la subestación Planicie, el cual será de configuración interruptor y medio.
- Instalación de un banco autotransformador 500/220 kV, 600 MVA y enlace con el patio 220 kV de la subestación La Planicie.

5. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 27 meses

6. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 20.135.313,58

PROYECTO N° 5

1. Nombre: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV**2. Antecedentes**

El Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", incluye al Proyecto Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV, como parte del Plan Vinculante 2020.

El presente proyecto permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía a la región Lima.

3. Descripción General del Proyecto

El proyecto considera la ampliación del patio 220 kV de la subestación La Planicie, el cual comprende:

- Una celda para el equipo automático de compensación reactiva.
- Instalación de un equipo automático de compensación reactiva, 220 kV, +400/-100 MVAR, que comprende el montaje del equipamiento principal (transformador de potencia monofásico 100 MVA, 220/12,5 kV, reactores, condensadores, filtros, etc.), equipamiento secundario (control, protección y medición), sistema de barras y la construcción de una edificación de control.

4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- Una celda para el equipo automático de compensación reactiva.
- Instalación de un equipo automático de compensación reactiva, 220 kV, +400/-100 MVAR.
- Enlace con el patio 220 kV de la subestación La Planicie.

5. Comentarios

- Según el anteproyecto, la instalación del equipo automático de compensación reactiva requerirá de un área de terreno aproximado de 100x50 metros.

6. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 24 meses

7. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 24.838.717,70

PROYECTO Nº 6**1. Nombre**

Anteproyecto Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV.

2. Antecedentes

El Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", incluye al Proyecto Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, como parte del Plan Vinculante 2020.

El presente proyecto permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía en el área norte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3. Descripción General del Proyecto

El proyecto considera la repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, el cual comprende dos partes:

- Ampliación de la subestación Chimbote 500 kV:
 - o Un banco de compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Chimbote - Trujillo.
 - o Un banco de compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Chimbote a la futura subestación Paramonga.
 - o Una celda de reactor de barra, equivalente a 2/3 del diámetro para adecuación de la celda en 500 kV existente del banco de reactor de barras de 120 MVAR.
- Ampliación de la Subestación Carabayllo 500 kV:
 - o 01 banco de compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Carabayllo a la futura subestación Paramonga

4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo-Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie
- Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote-Trujillo 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie.

5. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 31 meses

6. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 32.569.648,64

PROYECTO Nº 7

1. Nombre

Anteproyecto Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV.

2. Antecedentes

El Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024", incluye al Proyecto Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV, como parte del Plan Vinculante 2020.

El presente proyecto permitirá mayor confiabilidad en el suministro de energía en el área norte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

3. Descripción General del Proyecto

Este proyecto es parte de la repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, el cual comprende:

- Ampliación de la subestación Trujillo 500 kV:
 - o Un equipo automático de compensación reactiva (EACR) de 500 kV y rango de regulación -150 MVAR (inductivo) y +400 MVAR (capacitivo).
 - o Una celda de equipo automático de compensación reactiva, equivalente a 2/3 del diámetro

4. Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

- Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV.

5. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 28 meses

6. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 31.765.593,99

PROYECTO Nº 9

1. Nombre: L.T. Tintaya – Azángaro 220 kV (1 circuito)

2. Instalaciones existentes

La Línea de Transmisión enlazará la futura Subestación de Azángaro 220 kV, que ha sido recientemente adjudicada el 12.02.2015 al Consorcio Red Eléctrica internacional S.A.-AC Capitales SAFI (con Redesur como probable Concesionario), y está comprendida en el Proyecto Azángaro-Juliacapu-Puno (1), con la SE 220 kV Tintaya existente, del Concesionario TESUR, próxima al Complejo Minero Tintaya, la cual debe ser ampliada para recibir la Línea proyectada.

Subestaciones que enlazará la Línea:

- SE Azángaro 220 kV

Ubicación	: Puno Provincia de Azángaro a 3865 msnm.
Concesionario	: REDESUR.
Puesta en servicio	: Se estima que la llegada de la línea de 220 kV del Proyecto (1) estará disponible en Marzo del 2017
Sistema de barras	: La instalación al término del Proyecto (1) contará con una conexión Línea – Transformador 220 kV se prevé el espacio para una instalación doble barra con seccionador de transferencia.
- SE Tintaya 220 kV

Ubicación	: Cuzco, Marquiri a 4050 msnm.
Concesionario	: REDESUR
Sistema de barras	: Doble tipo convencional, recientemente puesta en servicio.

3. Alcance General

El proyecto comprende lo siguiente:

- 3.1 Construcción de una línea de 220 KV de 128 Kms., simple terna con una capacidad por límite térmico de 450 MVA. (Término incluido en el PR20 y en el Anteproyecto).
- 3.2 Ampliación de la SE Azángaro
 - Modificación a un sistema doble barra en 220 KV con seccionador de transferencia.
 - Instalación de celda de acoplamiento
 - Instalación de una celda de salida a la línea hacia SE Tintaya.
 - Equipamiento complementario para la celda de línea y transformador existente.
- 3.3 Ampliación de la SE Tintaya
 - Instalación de una celda de línea para la llegada de la Línea proyectada.

4. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 33 meses

5. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 58.886.162,44

PROYECTO Nº 14**1. Nombre : L.T. Aguaytía – Pucallpa 138 KV (segundo circuito)****2. Antecedentes**

Recientemente se ha asignado a ISA REP la repotenciación de la Línea existente (primera línea) a una potencia de 80 MVA, igualmente el proyecto comprende la instalación de un nuevo transformador de 220/138/22.9 KV, 60/60/20 MVA en la SE de Aguaytía y un transformador de 138/60/10 KV, 55/55/18 MVA en la Ciudad de Pucallpa, adicionalmente se prevé la instalación de un banco de compensación estática SVC de -10 + 45 MVAR.

3. Alcance General

El Proyecto comprende:

- Una nueva línea de Transmisión 138 KV Aguaytía – Pucallpa.
- Equipamiento de celdas de enlace en las subestaciones de Aguaytía y Pucallpa lado 138 KV, para conexión de la nueva línea de transmisión en 138 KV.

4. Características Técnicas del Proyecto :**4.1 Características de la Línea:**

- Tensión nominal : 138 KV
- Longitud : 132.2 Kms.
- Potencia de diseño : 150 MVA.
- Nº de ternas : Simple terna

4.2 Características de las Subestaciones

- Subestación Aguaytía, cuenta con un sistema de simple barra al nivel 138 KV la cual será complementada con una celda adicional para alimentación de la segunda Línea.
- SE Pucallpa, cuenta con una instalación simple barra al nivel 138 KV, la cual será complementada con una celda adicional para la llegada de la segunda línea.

5. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 33 meses

6. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 20.274.408,53

PROYECTO N° 16

1. **Nombre:** S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
2. **Antecedentes:** La SE Carhuaquero 220 kV existente está conectada con la SE Chiclayo.
3. **Alcance General**

La nueva SE Carhuaquero 220 kV será una instalación tipo doble barra con seccionador de transferencia y contará con las siguientes celdas:

- Celda hacia SE existente.
- Celda LT Chiclayo
- Celda LT a Cajamarca Norte (Cobra)
- Celda a Rio Tinto.
- Celda de acoplamiento
- Reserva (1) , dando un total de 6 celdas con pórticos metálicos de llegada y barras en una primera etapa
- Espacio para ocho (8) celdas futuras.

Enlaces de LLTT 220 kV a SE Nueva Carhuaquero:

- Derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Chiclayo-Carhuaquero (2 km)
- Derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Nueva Carhuaquero-Rio Tinto (3 km)
- Derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Nueva Carhuaquero-Cajamarca Norte (3 km)
- Desmontaje Líneas derivación a Nueva Carhuaquero (2 km)
- Enlace de fibra óptica Chiclayo-Nueva Carhuaquero-Carhuaquero

Para la ejecución de estos trabajos, el Concesionario coordinará con los operadores de las líneas existentes y contará con el equipo de reemplazo adecuado para efectuar los arreglos correspondientes.

4. Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 33 meses

5. Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 9.509.090,24

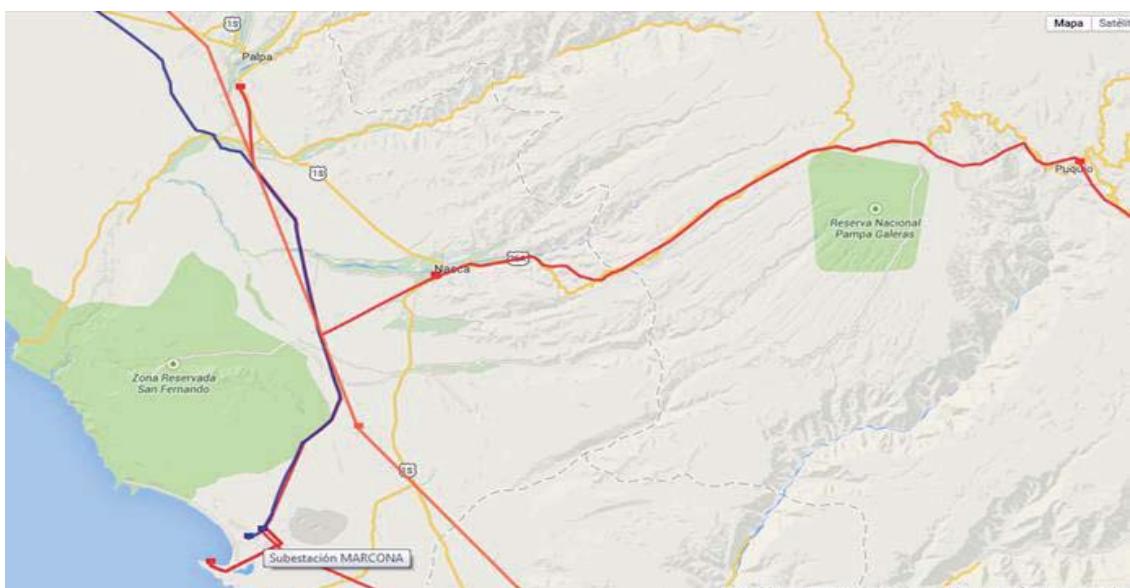
Anexo 4**SUBESTACIÓN NAZCA NUEVA Y SUBESTACIÓN CHINCHA NUEVA****1. Descripción de las características de los Proyectos****1.1. Ubicación Geográfica**

En forma general, ambas subestaciones se encuentran ubicadas en zonas desérticas, y cercanas a las líneas de 220 kV que discurren paralelas a la Carretera Panamericana Sur, por lo que cuentan con accesos relativamente cercanos a la misma.

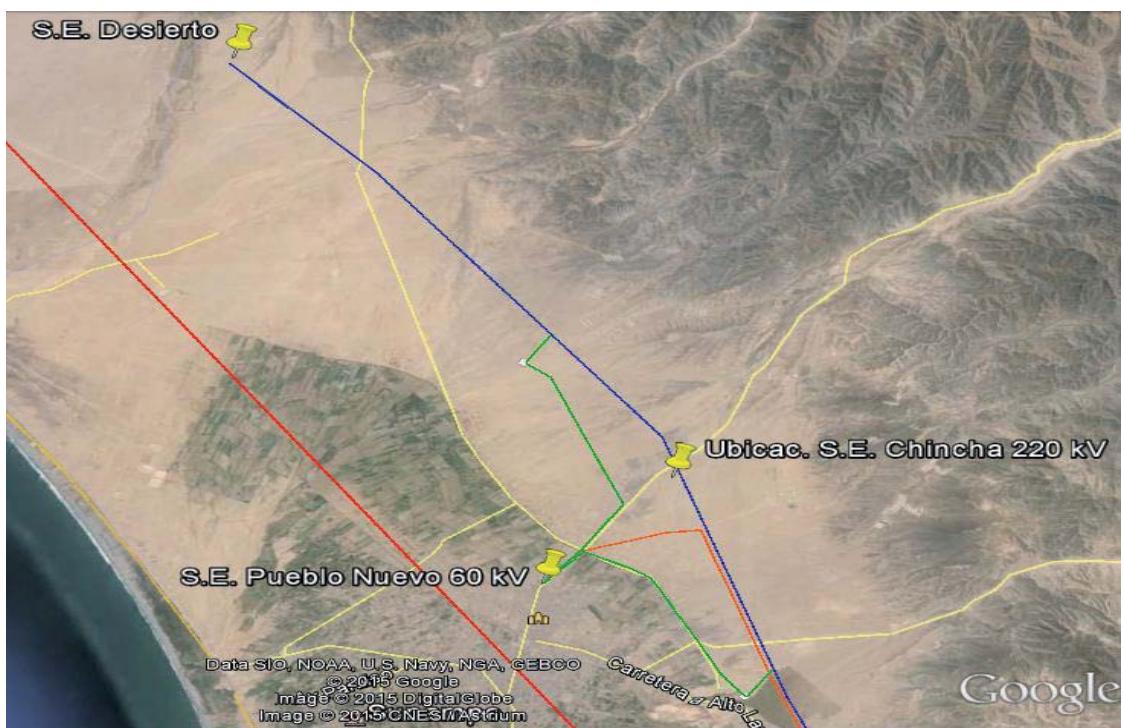
El área de los proyectos se ubica en la zona costera, cerca de la ciudades de Chincha y Nazca, en las provincias de Chincha y Nazca de la Región Ica.

En los siguientes gráficos se muestra la geografía de las zonas donde se ubicarían referencialmente las subestaciones:

Ubicación de la Subestación Nazca Nueva



Ubicación de la Subestación Chincha Nueva

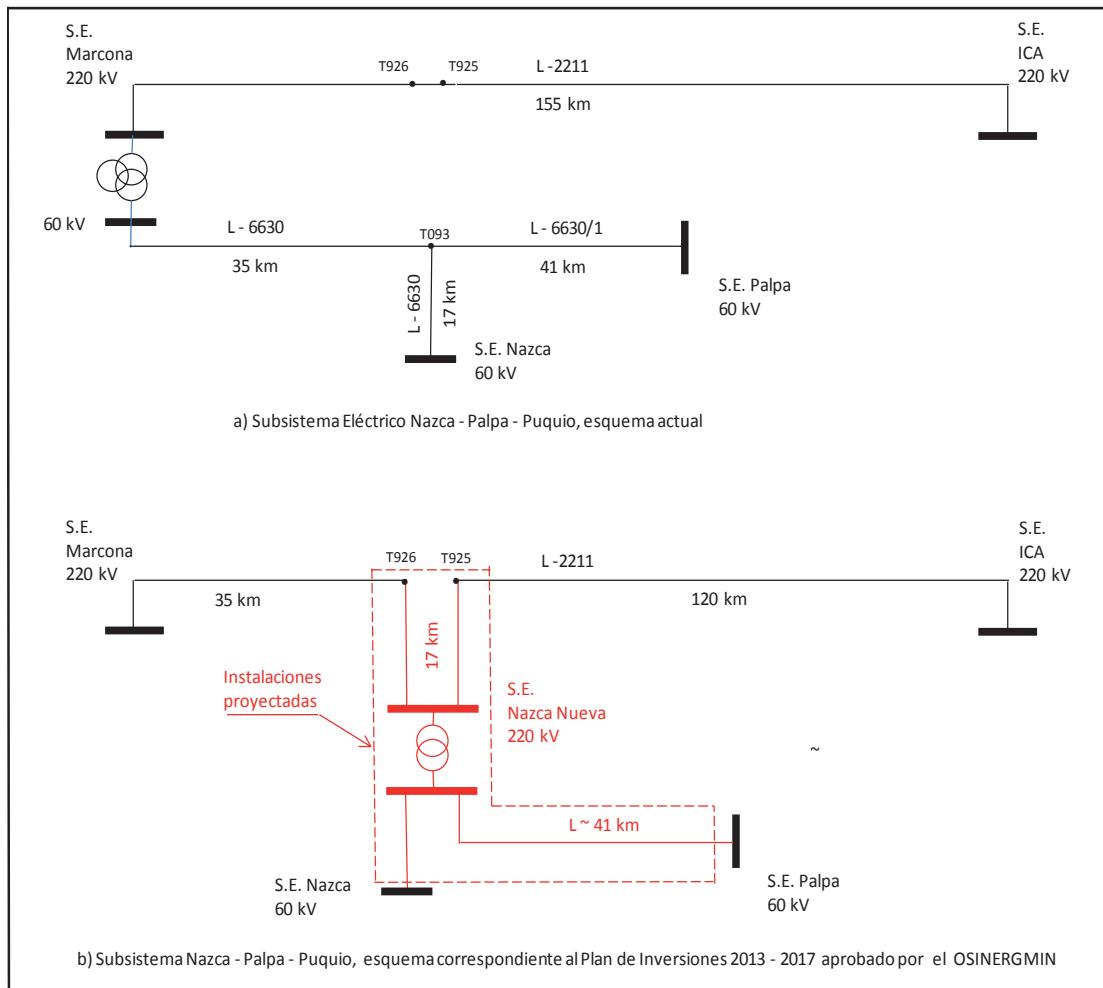


1.1. Descripción General de los Proyectos

1.1.1. Subestación de Nazca Nueva

Para dar solución al crecimiento de la demanda en la zona de Nazca, se ha previsto suministrar energía eléctrica a este subsistema desde la red en 220 kV del SEIN. Para ello, en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 aprobado por el OSINERGMIN se consideró seccionar la línea L-2211 en 220 kV y hacer una derivación en "PI" mediante una línea doble terna en 220 kV de 17 km, para conectarla a una nueva subestación (denominada S.E. Nazca Nueva) que se construiría en las inmediaciones de la actual S.E. Nazca. Esta propuesta es la que se puede ver en la Figura N° 1, donde se muestra el esquema actual y el proyectado.

Fig. N° 1: Diagramas unifilares de los sistemas existente y proyectado en el Plan de Inversiones 2013 – 2017 aprobado por el OSINERGMIN.

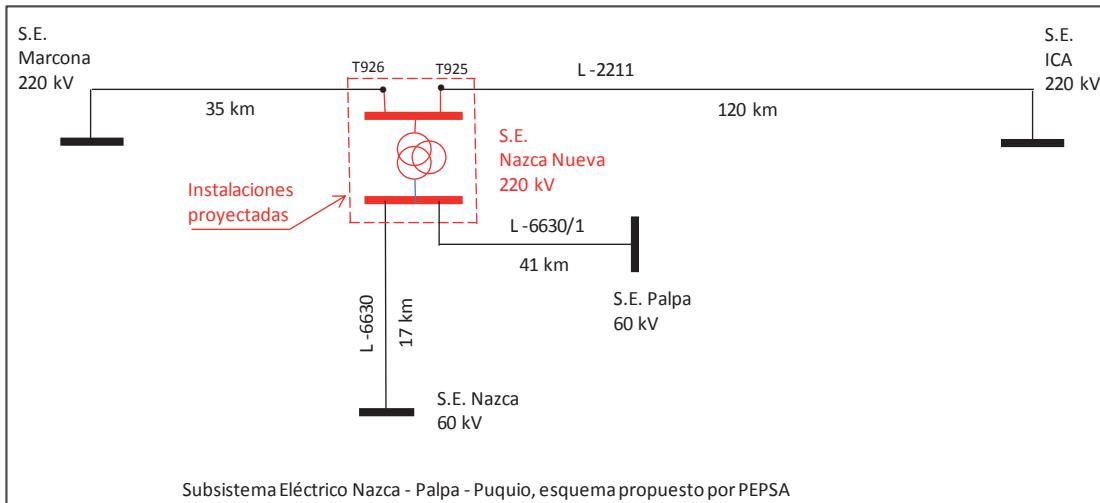


Debido a que la ruta de la línea de transmisión, tal como se previó en el Plan de Inversiones, atravesaría una zona con abundancia de restos arqueológicos y paleontológicos, y por encontrarse además en un área de protección arqueológica, como son las Líneas de Nazca, Patrimonio Arqueológico; el anteproyecto de ingeniería desarrollado por el consultor PEPSEA TECSULT8 identificó, sobre la base de un trabajo de campo, que la configuración prevista en el Plan de Inversiones tenía inconvenientes para su implementación por lo que evaluó alternativas técnicas viables que cumplan con las restricciones propias de la zona.

Por tales motivos se optó por implementar el esquema de la Figura N° 2; es decir construir la subestación Nazca Nueva en las inmediaciones del punto de seccionamiento de la línea de transmisión L-2211 en 220 kV, Ica – Marcona (entre las estructuras 925 y 926 de la línea) y en cuya cercanía se encuentran las líneas de transmisión en 60 kV L-6630 a Nazca y a Palpa. Este esquema también es conveniente, porque, aparte de ser factible la obtención de los permisos para la

construcción de los cortos enlaces de línea de 220 kV y para la nueva subestación, se obviará la construcción de una línea de 220 kV, doble terna, en una zona muy sensible desde el punto de vista arqueológico, lo que podía terminar en que su construcción sea inviable.

Figura Nº 2. Diagrama unifilar del Anteproyecto Aprobado



De acuerdo con el anteproyecto desarrollado por PEPSA-TECSULT, la línea L-2211 será seccionada entre las estructuras 925 (488 802 E y 8 349 305 S) y 926 (488 966 E y 8 348 750 S) para insertar en ella a la subestación Nazca Nueva.

La subestación Nazca Nueva será una subestación convencional aislada en aire (AIS), con niveles de tensión nominal de 220 kV y 60 kV, con disponibilidad de salidas en 10 kV principalmente para el suministro de energía eléctrica a los servicios auxiliares de la subestación. La subestación contará con un transformador de potencia de relación de transformación $220 \pm 10 \times 1\% / 60 / 10$ kV y potencias 75/75/25 MVA (ONAN) y 90/90/30 MVA (ONAF).

Tanto en 220 kV como en 60 kV se tendrá un sistema de barras colectoras del tipo simple barra; sin embargo, tal como se muestran en los planos 9586-SE-EM004 y 9586-SE-EM0045 del Anteproyecto, en el patio de 220 kV, se preverán los espacios para la ampliación futura de un sistema de doble barra en 220 kV.

1.1.2. Subestación de Chincha Nueva

La subestación de Chincha Nueva estará ubicada, referencialmente entre las torres T426 y T427 de la línea 220 kV Desierto - Independencia, ubicadas sobre la margen derecha de la Panamericana Sur. La zona está conformada por lotes baldíos ubicados en zona desértica de los cerros que limitan la vía Panamericana Sur.

Las dimensiones de la subestación Nueva Chincha serían de 166.5 x 152.5 metros de área mínima, y estará ubicada cerca de las torres T426 y T427 de la línea Desierto – Independencia, y será una subestación convencional tipo AIS, de configuración doble barra en 220 kV y 60 kV, y barra simple en 10 kV.

En 220kV se construirán 2 celdas de línea, una celda de transformación, una celda de acople, y 2 espacios futuros para 2 celdas de línea.

En 60 kV se construirán 3 celdas de línea, una celda de transformación, una celda de acople y 3 espacios para celdas futuras: 2 celdas de línea y una de transformación.

En 10 kV se construirán 4 celdas en 10kV y se dejarán 2 celdas futuras.

El banco de transformación de potencia será con tres (3) transformadores monofásicos con una potencia de $3 \times 25 / 25 / 10$ MVA, y tendrá una unidad de reserva, con una topología de conexión que permita realizar las labores de cambio de unidades. Poseerá una relación de transformación de 220/60/10 kV, y los núcleos de transformación deberán estar sumergidos en aceite y provistos con un tanque de expansión, para operar en una frecuencia de 60 Hz, con cambiadores de tomas automáticos de $\pm 5\%$ y capaz de operar a una altura de 500 m.s.n.m.

1.2. Plazo de Ejecución de los Proyectos

Los plazos previstos para la construcción de los proyectos son los siguientes:

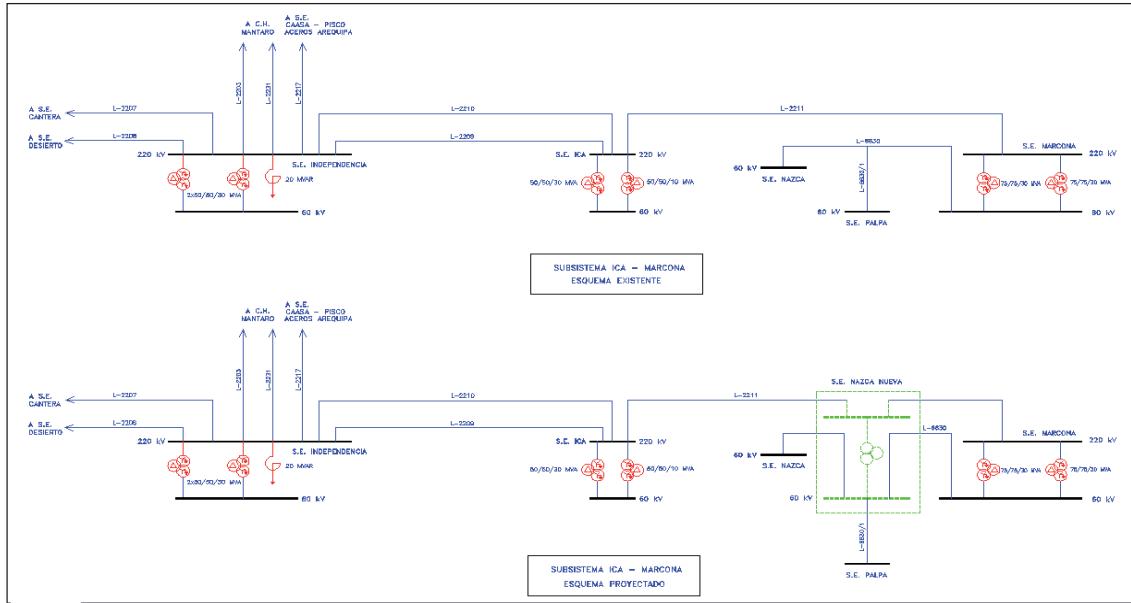
- SE Nazca Nueva: 30 meses
- SE Chincha Nueva: 32 meses

Estos plazos incluyen 8 meses para el Proceso del Concurso Público Internacional, que será convocado por Proinversión.

1.3. Diagrama Unifilar de los Proyectos

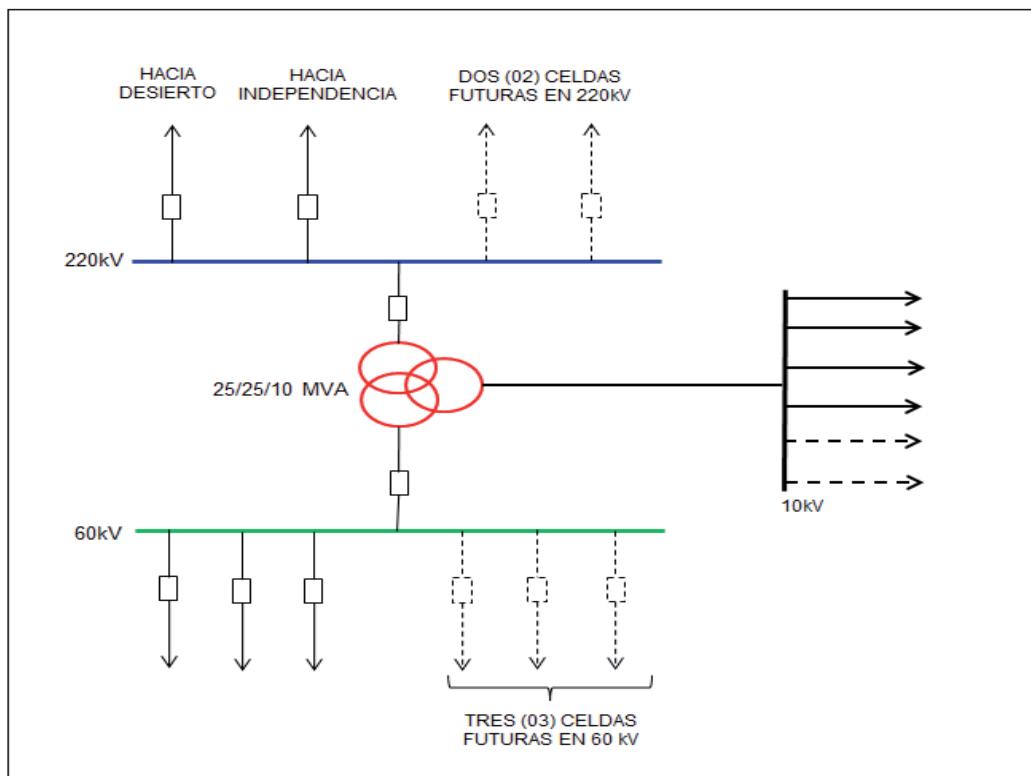
1.3.1. Subestación Nazca Nueva

La configuración general de la SE Nazca Nueva y la forma en la que se integraría al SEIN se puede ver en el diagrama unifilar que se muestra a continuación, donde las instalaciones que formarían parte de esta subestación aparecen en color verde.



1.3.2. Subestación Chincha Nueva

La configuración general de la SE Chincha Nueva se puede ver en el diagrama unifilar que se muestra a continuación, el cual muestra las nuevas instalaciones que formarían parte de esta subestación.



2. Descripción de las características de los Proyectos

Las Subestaciones de Nazca Nueva y Chincha Nueva, forman parte de los proyectos del Plan de Inversiones aprobado por OSINERGMIN, y su ejecución es prioritaria.

3. Clasificación como Proyecto Autosostenible

Los Proyectos se encuentran calificados como autosostenibles, dado que se financian con el peaje de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios beneficiados.

4. Descripción Preliminar del Nivel de Servicio a alcanzar

Los indicadores de calidad del servicio se encuentran regulados por la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada por Decreto Supremo N° 020-97-EM y su cumplimiento es verificado por OSINERGMIN como parte de sus funciones de supervisión y fiscalización.

5. Inversiones y Costos de Operación y Mantenimiento estimados

Inversiones

Los montos de inversión estimados en los anteproyectos son como sigue:

- Subestación Nazca Nueva: asciende a Dieciséis Millones Setecientos Setenta y siete Mil Novecientos Sesenta y seis y 00/100 Dólares de Norteamérica (**US \$ 16.777.966,00**), sin incluir el I.G.V., conforme se puede ver en el Anexo A que se adjunta al presente informe.
- Subestación Chincha Nueva: asciende a Diecisiete Millones Seiscientos Setenta y un Mil Ciento dos y 00/100 Dólares de Norteamérica (**US \$ 17.671.102,00**), sin incluir el I.G.V., conforme se puede ver en el Anexo B que se adjunta al presente informe.

Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son reconocidos como parte del Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión que forman parte del SCT⁹, el cual se utiliza para calcular el peaje que es pagado por los usuarios a los que sirve el sistema y que, conforme se indica en el Artículo 29º del Reglamento de Transmisión¹⁰, será fijado por OSINERGMIN de acuerdo con los criterios establecidos en el Artículo 139º del RLCE.

6. Tarifas

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los componentes de inversión, operación y mantenimiento se obtendrán como resultado del proceso de licitación pública convocado para la construcción de las instalaciones del proyecto y, con estos valores, OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria correspondiente.

7. Evaluación económico – financiera preliminar como APP

La inversión estimada es la señalada en el Numeral 8.1 del presente informe y, tal como se indica en los numerales 6.0, 8.0 y 9.0; las instalaciones del proyecto se sostienen con el pago de la inversión y los costos de operación y mantenimiento de la Línea de Transmisión que se realizarán a través de las tarifas eléctricas, a lo largo del periodo de concesión.

8. Asignación Preliminar de Riesgos

El Concesionario será responsable del diseño, financiamiento, suministro de bienes, servicios requeridos para la implementación del proyecto y asumirá el riesgo de construcción, la obtención de los permisos, las servidumbres

⁹ Art. 139º, literal a), inciso VI): "El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento".

¹⁰ Aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM.

correspondientes; así como también el riesgo de operación y mantenimiento de la línea eléctrica durante el plazo de la concesión.

9. Estimación de las garantías que podrían ser requeridas

No se solicita mayores garantías que comprometan los recursos del Estado.

10. Sustento de la capacidad de pago de la garantía

No corresponde para el proyecto.

11. Ventajas de desarrollar el Proyecto mediante una APP

Los proyectos de las Subestaciones Nazca Nueva y Chincha Nueva, están incluidos en el Plan de Inversiones de Transmisión 2013-2017 elaborado por OSINERGMIN, son parte del Sistema Complementario de Transmisión y son proyectos encargados al MEM para su licitación, de conformidad con el numeral 3.6, del Artículo 3º del Reglamento de Transmisión, donde se indica que el Ministerio o PROINVERSIÓN podrán conducir los procesos de licitación para la ejecución y operación de las instalaciones del SCT, que sean de uso exclusivo de la demanda y que sean priorizados por el Ministerio, tomando como referencia, entre otros, el Plan de Inversiones o el Plan de Transmisión.

12. Estimación Preliminar de los costos de supervisión

Se contemplan dos costos de supervisión, el primero corresponde al concesionario, el cual asume estos costos con cargo a su inversión y, de otro lado, se contempla que OSINERGMIN, en su calidad de ente regulador, supervisor y fiscalizador, fiscalice la ejecución de la obra y la prestación del servicio, el cual será asumido con cargo a su presupuesto.



DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBUROS

Presidente

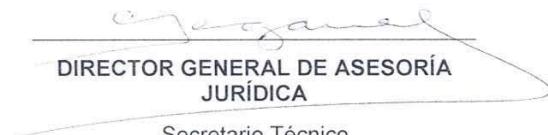

DIRECTOR GENERAL DE ELECTRICIDAD

Miembro



DIRECTOR GENERAL DE
ASUNTOS AMBIENTALES ENERGÉTICOS

Miembro


DIRECTOR GENERAL DE ASESORÍA
JURÍDICA

Secretario Técnico