



Ministerio  
de Energía y Minas

ANEXO : DE LA RESOLUCION MINISTERIAL No.078-2017-MEM/DM

## **MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS**

### **COMITÉ DE INVERSIONES**

## **INFORME MULTIANUAL DE INVERSIONES EN ASOCIACIONES PÚBLICO PRIVADAS – 2017**

Lima, febrero 2017



## Contenido

I.	Introducción.....	3
II.	Planificación: Continuidad de los objetivos en el mediano plazo.....	3
2.1	Rol y objetivos del sector.....	4
2.2	Avances del sector.....	5
III.	Diagnóstico del Subsector Hidrocarburos .....	7
3.1	Mercado de Diésel.....	7
3.1.1	Demanda por departamento.....	7
3.1.2	Oferta (Plantas y Refinerías).....	9
3.2	Mercado de GLP .....	12
3.2.1	Demanda por departamento.....	12
3.2.2	Oferta (Plantas de producción y abastecimiento).....	14
3.3	Mercado de Gas Natural.....	15
3.3.1	Distribución de Gas Natural en el departamento de Lima y Callao.....	16
3.3.2	Distribución de Gas Natural en Ica .....	17
3.3.3	Distribución de Gas Natural en el Norte y Suroeste del país .....	18
3.3.4	Infraestructura de Transporte de Gas Natural .....	19
3.3.5	Regiones que aún no cuentan con el servicio de Gas Natural .....	20
IV.	Diagnóstico del Subsector Electricidad .....	21
4.1	Mercado de Electricidad .....	21
4.1.1	Demanda .....	21
4.1.2	Oferta .....	24
4.1.3	Balance Oferta - Demanda .....	31
V.	Indicadores de desempeño del sector .....	34
5.1	Subsector Hidrocarburos .....	34
5.2	Subsector Electricidad .....	36
VI.	Priorización de Proyectos: Criterios de evaluación.....	36
6.1	Subsector Hidrocarburos .....	37
6.2	Subsector Electricidad .....	38
VII.	Proyectos Potenciales como APP .....	41
7.1	Subsector Hidrocarburos .....	41
7.2	Subsector Electricidad .....	44





Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

VIII.	Programación.....	45
8.1	Inventario de proyectos APP del sector energía y minas .....	45
8.2	Resumen de proyectos .....	47
8.2.1	Subsector Hidrocarburos .....	47
8.2.2	Subsector Electricidad.....	59
8.3	Detalle de proyectos Subsector Hidrocarburos .....	72
8.4	Detalle de proyectos Subsector Electricidad .....	80
8.4.1	Proyectos del Plan de Inversión 2015-2024 .....	80
8.4.2	Proyectos Plan de Inversión 2013-2022.....	90
IX.	Anexos .....	91





## I. 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.

## II. Planificación: Continuidad de los objetivos en el mediano plazo

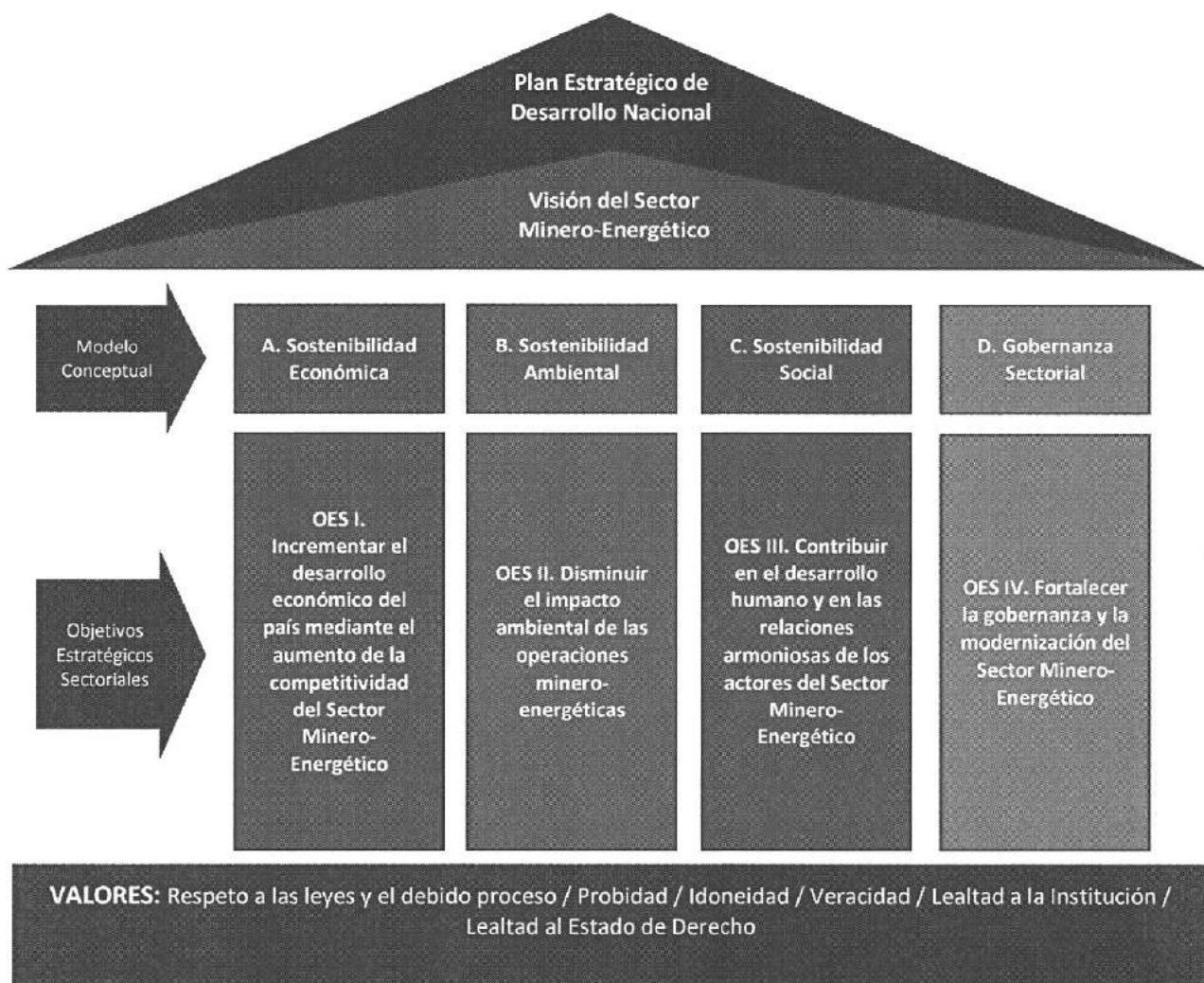
La política energética nacional del sector tiene como visión "Un sistema energético que satisface la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueve el desarrollo sostenible y se soporta en la planificación y en la investigación e innovación tecnológica continua".

Mediante la Resolución Ministerial N° 533-2016-MEM/DM se aprobó el Plan Estratégico Sectorial Multianual (PESEM) 2016-2021 y el Plan Estratégico Institucional (PEI) 2017-2019 del Ministerio de Energía y Minas para proveer los lineamientos generales para el sector de energía y minería.

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



Gráfico N° 1: Pilares de Planeamiento Estratégico



Fuente: PESEM 2016-2021.

## 2.1 Rol y objetivos del sector

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

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



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Como parte de su Política Energética Nacional, el MINEM ha desarrollado los siguientes objetivos estratégicos que favorecen al desarrollo del sector:

#### Objetivos Estratégicos Sectoriales:

- Incrementar el desarrollo económico del país mediante el aumento de la competitividad del Sector Minero - Energético.
- Disminuir el impacto ambiental de las operaciones minero – energéticas.
- Contribuir en el desarrollo humano y en las relaciones armoniosas de los actores del Sector Minero - Energético.
- Fortalecer la gobernanza y la modernización del Sector Minero – Energético.
- Contar con un abastecimiento energético competitivo.

#### Objetivos Estratégicos Institucionales:

- Propiciar las inversiones sostenibles y competitivas en el Sector Minero – Energético
- Garantizar el abastecimiento energético eficiente y diversificado para las empresas y la población.
- Promover la preservación del ambiente en las empresas del Sector Minero – Energético.
- Fomentar la remediación de los pasivos ambientales.
- Promover las relaciones armoniosas entre los actores del Sector Minero Energético.
- Fomentar la inclusión social energética de la población.

A fin de lograr los objetivos antes señalados, el MINEM está encargado de desarrollar las siguientes funciones:

## 2.2 Avances del sector

Con el objetivo de lograr importantes avances en el sector energético, el MINEM viene priorizando los siguientes objetivos:

- Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Acceso universal al suministro energético.
- Desarrollar la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente.

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



Gráfico N° 2: Dimensiones del Sector Energía



Fuente y elaboración propia.

En los últimos años el MINEN ha logrado importantes avances, tanto en el subsector hidrocarburos como en el subsector electricidad. Los más destacados son los siguientes:

#### Subsector hidrocarburos:

- Reservas de gas natural son de 14 TCF, lo que permitirá continuar con la política de masificación.
- Exportaciones de gas natural de junio del 2010 a junio del 2016 ascendieron a US\$ 5,687 millones.
- Actualmente existen 61 contratos para exploración y explotación, estando 31 en fuerza mayor.

#### Subsector electricidad

- Se logró un modelo de planificación de transmisión que ha llevado a un sistema de transmisión eléctrica confiable.
- Se cuenta con un margen de reserva actual de 54% que asegura la continuidad de suministro ante eventuales fallas en SEIN.
- Producto de la política de expansión de la generación eléctrica el país se encuentra con suficiente capacidad para exportar excedentes.
- Existe potencial en capacidad de generación hidráulica y de gas natural; además, se está fomentando la entrada de tecnologías renovables no convencionales.
- Se han establecido mecanismos que fomentan el acceso a la electricidad y establecen criterios de equidad en las tarifas finales.

Sin embargo, a pesar de los importantes logros antes mencionados, es importante indicar que existen algunos aspectos que deben revisarse con el fin de seguir mejorando.

- Expansión desordenada del sistema en base a normas específicas: reserva fría, centrales hidráulicas, nodo energético.
- Financiamiento de proyectos y de mecanismos de compensación en base a "sobrecargos en la transmisión que han incrementado los precios finales".





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- Problema sobre los precios del gas natural tanto en boca de pozo como de transporte.
- Falta de planificación más global sobre el uso de los recursos energéticos del país.

### III. Diagnóstico del Subsector Hidrocarburos

Para hacer el diagnóstico del subsector hidrocarburos es importante distinguir entre dos segmentos, los hidrocarburos líquidos y el gas natural. Esta distinción es necesaria para identificar las necesidades de cada sector y así proponer proyectos que puedan responder a ellas. Asimismo, el análisis sectorial se hará a nivel de departamentos tanto para el caso del gas natural como para el caso de hidrocarburos líquidos. Sin embargo, se harán con distintos fines. Mientras que en el caso de los hidrocarburos líquidos se quiere determinar las brechas que existen entre la demanda y oferta existentes en cada departamento, para el caso de gas natural se quiere identificar qué departamentos del país aún no cuentan con este recurso.

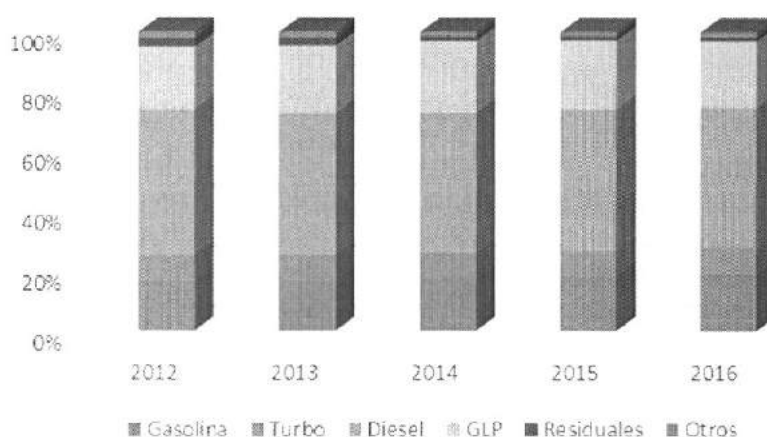
#### 3.1 Mercado de Diésel

##### 3.1.1 Demanda por departamento

En nuestro país, los combustibles líquidos más demandados son en primer lugar diésel, seguido de GLP y gasolinas. Así, la demanda por diésel representa el 46% de la demanda total de combustibles y la demanda promedio del GLP tiene una participación del 23% del total del mercado. Debido a la importancia de estos combustibles en nuestro mercado interno, se analizará con mayor detalle datos respecto a la infraestructura, demanda por departamento y oferta de dichos productos por terminal.

Gráfico N° 3: Venta de Combustibles - MBPD

#### Ventas de Combustibles - MBPD



Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración propia

**PERÚ**Ministerio  
de Energía y Minas**Informe Multianual de Inversiones - 2017****Mercado de Diésel*****Demandas por departamento***

Al observar la evolución de la demanda de diésel por departamento en los últimos 5 años, se encuentra que 22 de los 24 departamentos del país han experimentado una expansión. Asimismo, 13 departamentos de estos 22 han experimentado una expansión superior al 30% en el mismo periodo. Por nombrar algunos se encuentran los casos de Apurímac, San Martín, Huánuco, Amazonas, Arequipa cuyas demandas anuales de diésel han crecido en 89%, 78%, 75%, 60% y 53% respectivamente.

**Tabla 1: Demanda de Diesel por Departamento - Miles de barriles acumulados a fin de año**

Departamento	2012	2013	2014	2015	2016	Var 2012-2016
AMAZONAS	4.66	4.67	6.07	6.92	7.44	60%
ANCASH	72.18	77.43	70	73.91	80.53	12%
APURIMAC	19.52	25.61	24.72	32	36.92	89%
AREQUIPA	108.08	112.19	119.64	132.61	165.84	53%
AYACUCHO	16.54	17.39	16.88	17.29	18.31	11%
CAJAMARCA	67.71	60.73	58.43	54.4	51.9	-23%
CUSCO	52.16	53.87	62.16	70.13	78.67	51%
HUANCABELICA	4.01	3.56	4.4	6.71	5.63	40%
HUANUCO	6.02	8.41	9.57	9.99	10.56	75%
ICA	51.42	51.21	54.23	57.19	52.41	2%
JUNIN	41.98	43.99	50.21	52.57	53.14	27%
LA LIBERTAD	88.89	88.12	85.29	86.47	92.21	4%
LAMBAYEQUE	35.37	35.57	36.47	47.21	47.53	34%
LIMA	353.79	366.49	365.8	385.03	395.14	12%
LORETO	16.08	17.52	17.48	16.09	22.07	37%
MADRE DE DIOS	37.92	42.88	25.05	27.69	23.31	-39%
MOQUEGUA	12.5	19.6	9.84	10.24	17.99	44%
PASCO	13.46	14.11	13.29	12.02	14.62	9%
PIURA	56.79	54.27	54.56	58.53	58.95	4%
PUNO	29.44	30.35	28.98	42.22	52.05	77%
SAN MARTIN	10.44	12.59	12.37	15.06	18.59	78%
TACNA	16.05	17.16	18.11	20.55	22.36	39%
TUMBES	1.81	2.28	2.53	3.11	2.97	64%
UCAYALI	22.29	23.81	21.73	21.8	22.74	2%

Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia

La tabla previa indica una creciente demanda por este recurso a nivel nacional, con mayor énfasis en los departamentos al interior del país.



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017***Tabla 2: Producción y Demanda total de Diésel - MBPD*

Año	2012	2013	2014	2015	2016*
Producción	79.63	70.89	61.02	57.44	60.87
Importación	34.70	47.70	47.40	53.10	64.40
Producción + Importación	114.33	118.59	108.42	110.54	125.27
% Participación de Importaciones en el Total	30%	40%	44%	48%	51%
Crec. En participación		33%	9%	10%	7%

Fuente: Empresas del sector

Elaboración propia

\*Hasta Noviembre del 2016

Un mayor análisis muestra que gran parte de la creciente demanda ha sido cubierta por importaciones. A su vez, su participación dentro de la producción total ha ido creciendo a un ritmo promedio del 14% anual en los últimos 5 años.

Dicho crecimiento en la participación de las importaciones además de explicarse por el ya mencionado crecimiento de la demanda, se explica en la caída de la producción nacional en 20% en el mismo período (2010-2015). En dicho contexto, el MEM considera necesario invertir en infraestructura de almacenamiento de Diésel que permita paliar estos desfases entre la producción y la demanda para depender de la compra de importaciones que continúa creciendo.

Por último, si queremos determinar los departamentos que requieren con urgencia una mayor inversión en infraestructura de almacenamiento de Diésel, no solo debemos ver las variaciones en la cantidad demandada en dicho recurso puesto que estas pueden deberse únicamente a cambios en los precios, sino ver aquellos departamentos en los que después de aislar la volatilidad de los precios, la cantidad demandada sigue mostrando cambios muy fuertes al alza. Esto sería una señal clara de una expansión de demanda por preferencias de los consumidores y no por cambios en precios. Para ello se ha hecho el análisis con 10 departamentos que más han mostrado crecimiento de demanda en los últimos 4 años. Esto se analiza en los últimos 36 meses en la Tabla N°A.1 y N° A.2 (ver Anexos).

Para el caso del departamento de Apurímac, la cantidad demanda de diésel creció en algunos meses por encima de 10 puntos porcentuales ante cambios muy pequeños en los precios (cambios entre -2% a 3%) aun cuando en otros meses esta no había reaccionado mucho ante cambios de igual magnitud. Algo muy similar ocurre en Huancavelica y en Tumbes. El caso de Moquegua es excepcional pues la cantidad demandada de miles de barriles diésel llega a aumentar en 50% durante el mes de marzo 2015 respecto al mes anterior ante una caída de 3% del precio. Estos movimientos en la cantidad demandada solo pueden ser explicados por un cambio en las preferencias de los consumidores, mayores niveles de ingreso o porque realmente necesitan más de este recurso para realizar sus actividades diarias.

**3.1.2 Oferta (Plantas y Refinerías)**

En la actualidad, a nivel nacional existen en operación seis refinerías de petróleo que buscan abastecer la demanda interna de diésel. Dentro de estas plantas las más





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

*Informe Multianual de Inversiones - 2017*

importantes son La Pampilla y Petróleos del Perú que tienen una capacidad máxima de producción de 110 mil y 65 mil barriles de diésel por día.

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

*Tabla 3: Refinerías de Crudo*

Refinería	Departamento	Capacidad de Procesamiento	
		MBDC	Unidad
Pucallpa	Ucayali	3.3	UDP
Talara	Piura	65	UDP
Conchán	Lima	15.5	UDP
Iquitos	Loreto	12	UDP
El Milagro	Amazonas	1.7	UDP
La Pampilla	Lima	110	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 la Tabla N°4. Las de mayor tamaño se encuentran en Lima, Arequipa y Lambayeque.

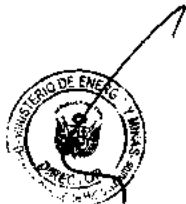


**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 4: Plantas de Abastecimiento de Diésel**

Empresa	Establecimiento	Departamento	Productos	Capacidad Instalada (MB)
Consortio Terminales	Planta de Ventas Cusco	Cusco	Diésel B5, TA1, Residuales, Asfaltos	61.60
Consortio Terminales	Planta de Ventas Juliaca	Puno	Diésel B5, Residuales, Asfaltos, Gasolinas	44.40
Terminales del Perú	Terminal Chimbote	Ancash	Diésel B5, Turbo A1, Residuales	322.10
Terminales del Perú	Terminal Eten	Lambayeque	Diésel B5, Turbo A1, Residuales	405.10
Consortio Terminales	Terminal Ilo	Moquegua	Diésel B5, Turbo A1, Residuales	210.40
Consortio Terminales	Terminal Pisco	Ica	Diésel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	372.90
Terminales del Perú	Terminal Salaverry	La Libertad	Diésel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	291.30
Terminales del Perú	Terminal Supe	Lima	Diésel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos	207.50
Consortio Terminales	Terminal Molendo	Arequipa	Gasolinas, Diésel B5, Residuales, Turbo A1, Asfaltos	844.50
Herco Combustibles S.A.	Planta de Ventas Herco	Lima	Gasolinas, Diésel N° 2, Biodiésel B100, Solventes	43.70
Jebicorp S.A.C.	Planta de Ventas Jebicorp	Lima	Solventes, Diésel B5	2.40
Maple Gas Corporation del Perú	Planta de Ventas Pucallpa	Ucayali	Combustibles Líquidos	8.00
Petropet S.A.	Planta de Ventas Yurimagua	Loreto	Gasolinas, Turbo A1, Diésel B5, Residuales	40.70
Petropet S.A.	Planta de Ventas Iquitos	Loreto	Combustibles Líquidos	116.10
Petropet S.A.	Planta de Ventas Piura	Piura	Combustibles Líquidos	9.70
Petropet S.A.	Planta de Ventas Talara	Piura	Combustibles Líquidos	35.90
Petropet S.A.	Planta de Ventas Tarapoto	San Martín	Gasolinas, Diésel B5	7.10
Petropet S.A.	Planta de Ventas Conchán	Lima	Gasolinas, Diésel B5, Turbo A1, Residuales, Asfaltos, Solventes	361.00
Petropet S.A.	Planta de Ventas El Milagro	Amazonas	Gasolinas, Diésel B5, Turbo A1, Residuales	44.80
Petropet S.A.	Planta de Ventas Pucallpa	Ucayali	Gasolinas, Diésel B5	9.70
Pure Biofuels del Perú	Planta de Ventas Pure Biofuels	Lima	Gasoholes, Diésel N° 2, Diésel 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, Diésel B5, Turbo A1, Residuales, IFOS, Solventes	1,068.50

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración propia

En la tabla N°5 se muestra la distribución de la infraestructura de almacenamiento de diésel 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.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 5: Almacenamiento de Diésel en Refinerías, Terminales y Plantas de Ventas

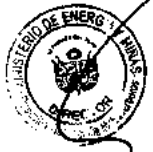
Plantas de Abastecimiento	Capacidad Instalada de Diesel (MB)
Refinería Talara	547.90
Planta de Ventas Talara	14.20
Planta de Ventas Piura	19.00
Terminal Eten	287.30
Terminal Salaverry	161.60
Terminal Chimbole	118.20
Terminal Supe	158.30
Terminal Callao	496.00
Planta de Ventas Conchán/ Refinería Conchán	664.00
Refinería La Pampilla	1,157.50
Planta de Ventas La Pampilla	22.30
Terminal Pisco	170.50
Terminal Ilo	165.40
Terminal Moliendo	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

## 3.2 Mercado de GLP

## 3.2.1 Demanda por departamento

Haciendo el análisis de demanda de GLP anual por departamento la situación es bastante dramática. Se observa que todos los departamentos del país por lo menos han aumentado su demanda de GLP en los últimos 4 años, a excepción de Loreto.



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 6: Demanda de GLP por Departamento – Barriles acumulados a fin de año**

Departamento	2012	2013	2014	2015	2016	Var 2012-2016
AMAZONAS	-	4,367	16,794	20,106	23,780	445%
ANCASH	287,364	366,359	429,789	291,111	292,710	2%
APURIMAC	-	-	-	-	7,493	-
AREQUIPA	1,362,071	1,457,035	1,745,272	2,032,499	2,251,200	65%
AYACUCHO	7,528	36,736	47,002	46,334	23,079	207%
CAJAMARCA	100,266	124,338	152,378	207,803	234,832	134%
CUSCO	128,395	143,577	243,050	232,264	350,889	173%
HUANCAVELICA	-	-	-	-	1,581	0%
HUANUCO	222,157	230,347	371,549	411,121	420,162	89%
ICA	214,352	260,774	276,906	388,611	445,563	108%
JUNIN	586,279	676,897	911,208	962,790	1,028,735	75%
LA LIBERTAD	1,210,047	1,262,921	1,185,551	1,563,333	1,765,345	46%
LAMBAYEQUE	795,709	1,128,520	1,533,724	1,015,427	978,749	23%
LIMA	9,231,852	10,277,661	10,083,089	10,432,755	10,685,378	16%
LORETO	41,473	54,364	69,056	61,262	21,285	-49%
MADRE DE DIOS	-	-	-	-	19,235	0%
MOQUEGUA	12,928	19,471	12,718	18,679	18,972	47%
PASCO	213	1,271	2,933	6,864	8,429	3887%
PIURA	876,242	1,116,077	909,399	750,487	812,815	-7%
PUNO	129,251	248,585	247,833	250,049	152,505	18%
SAN MARTIN	93,297	113,977	136,956	156,045	177,319	90%
TACNA	79	1,380	27,613	37,074	96,043	121473%
TUMBES	31,823	37,624	46,681	41,107	38,598	21%
UCAYALI	188,060	194,984	211,965	218,317	225,214	20%

Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia

Por el lado de la oferta, a diferencia del caso del diésel, la demanda nacional de GLP es cubierta en su mayoría con producción local y no con importaciones. Sin embargo, la demanda nacional ha crecido en los últimos 5 años a un ritmo promedio del 5.6% anual mientras que la producción tan solo lo ha hecho en un 0.39%, con lo cual, las importaciones vienen incrementado su participación. Esto se observa en la tabla N°7:

**Tabla 7: Producción y Demanda de GLP - MBPD**

Año	2012	2013	2014	2015	2016*
Producción	49.3	57.3	55.53	50.97	50.07
Importación	0	0	0	0.5	1.2
Producción + Importación	49.30	57.31	55.53	51.47	51.27
Demanda	44.3	49.2	50	51.7	55.07

Fuente: Empresas del sector  
Elaboración propia

\*Producción e importación está hasta noviembre 2016, mientras que la demanda, hasta diciembre 2016





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

La caída en la producción observada entre el año 2013 al 2015 se debió:

- 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.

Ante la creciente demanda, comienzan a hacerse necesarias mayores inversiones en la infraestructura de transporte como de almacenamiento para facilitar la llegada del GLP a todo el país.

Por último, al igual que en el caso del diésel, para focalizar mejor la inversión, se analiza la expansión de la demanda por departamento. En este caso, se han escogido 11 departamentos los cuales se caracterizan por poseer una expansión de demanda anual mayor al 50% en los últimos 4 años. Se tomarán 36 meses de análisis al igual que en el caso del recurso energético anterior.

A diferencia del diésel, los resultados encontrados resultan ser más concluyentes respecto a las razones en el incremento de las demandas. En efecto, tal y como se observa en la Tabla N°A.3 y A.4 (ver Anexos) los departamentos de Amazonas, Ayacucho, Cusco y Pasco registran incrementos apreciables en algunos meses (muchas veces inclusive mayores al 25%) de las demandas de GLP aun cuando no hay cambio alguno en sus precios. El caso más excepcional es el de Tacna cuya demanda de GLP crece 6 meses consecutivos a ritmos superiores al 20% con cambios en precios que apenas llegan al 1%. Por lo cual, en esos departamentos comienzan a ser necesarias inversiones en infraestructura de almacenamiento de GLP para poder atender la demanda existente.

Con respecto a los otros 19 departamentos, la demanda por GLP también muestra un crecimiento anual constante y, por lo tanto, debe tomarse en cuenta que necesitarán futuros proyectos de inversión en el sector.

### 3.2.2 Oferta (Plantas de producción y abastecimiento)

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 de la tabla N°8.



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 8: Plantas de Producción de GLP**

Empresa	Establecimiento	Departamento	Capacidad Instalada (MBDC)
Aguaytia Energy del Perú S.R.L.	Planta de Fraccionamiento	Ucayali	1.6
	de Líquidos de Gas Natural		
Petróleos del Perú S.A.	Refinería Talara	Piura	5
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	Ica	60
	de Líquidos de Gas Natural		

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.

**Tabla 9: Plantas de Abastecimiento de GLP**

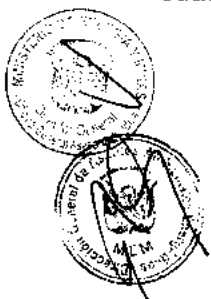
Empresa	Establecimiento	Departamento	Capacidad Instalada (MB)
Pluspetrol Peru Corporation S.A.	Planta de Abastecimiento de Pisco	Ica	854
Refinería La Pampilla S.A.	Planta de Abastecimiento La Pampilla	Lima	23
Petróleos del Perú S.A.	Planta de Abastecimiento de Talara	Piura	113
Procesadora de Gas Pariñas 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 Perú S.R.L.	Planta de Abastecimiento de Aguaytia	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

**3.3 Mercado de Gas Natural**

Para realizar el diagnóstico del subsector de Gas Natural se requiere hacer un análisis a nivel de departamentos para ver cuáles ya cuentan con este servicio, monitorear como han interactuado la oferta y la demanda en ellos y finalmente identificar aquellos departamentos que aún no cuentan con este recurso. Asimismo, se hará referencia a la infraestructura de transporte de gas que permite que tanto la oferta como la demanda puedan interactuar. Estos cuatro puntos nos permitirán dilucidar las limitaciones que existen en el capital arraigado al



transporte y abastecimiento de gas en el Perú y así focalizar mejor los proyectos de inversión que se quieran realizar en el sector.

Según fuentes de Osinergmin, actualmente las únicas regiones que son abastecidas con Gas Natural son las regiones de Lima, Callao e Ica. Por otro lado, actualmente existe un proyecto de masificación de gas en ejecución en las Zonas Norte y Suroeste. Es importante resaltar que la operación comercial en estas últimas dos zonas del país aún no se lleva a cabo por lo que el abastecimiento aún no se da. A continuación el detalle de la distribución en cada una de las regiones anteriormente mencionadas.

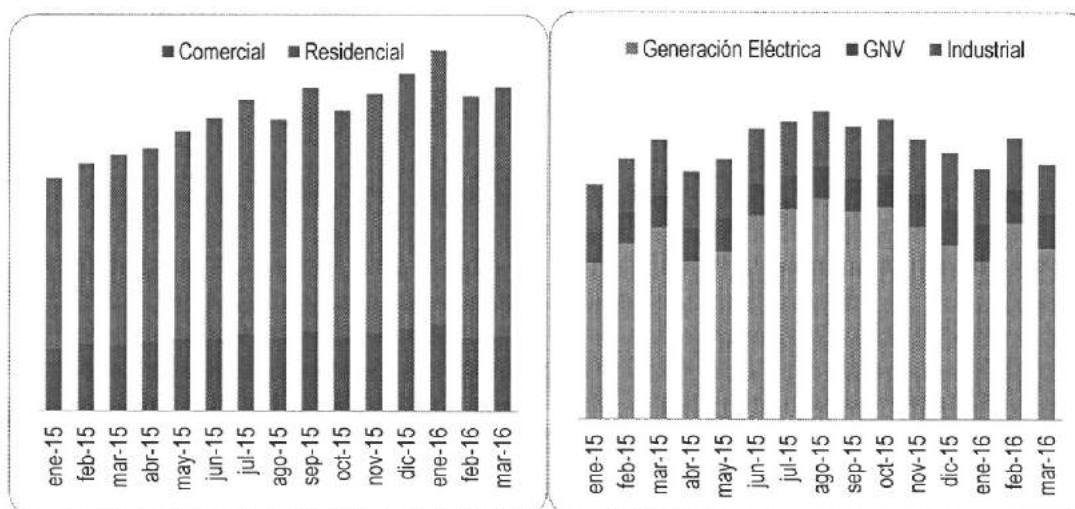
### 3.3.1 Distribución de Gas Natural en el departamento de Lima y Callao

El 20 de 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 N° 4 se muestra el consumo de Gas Natural por sectores de enero 2015 a marzo 2016.

Gráfico N° 4: 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 los 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%.

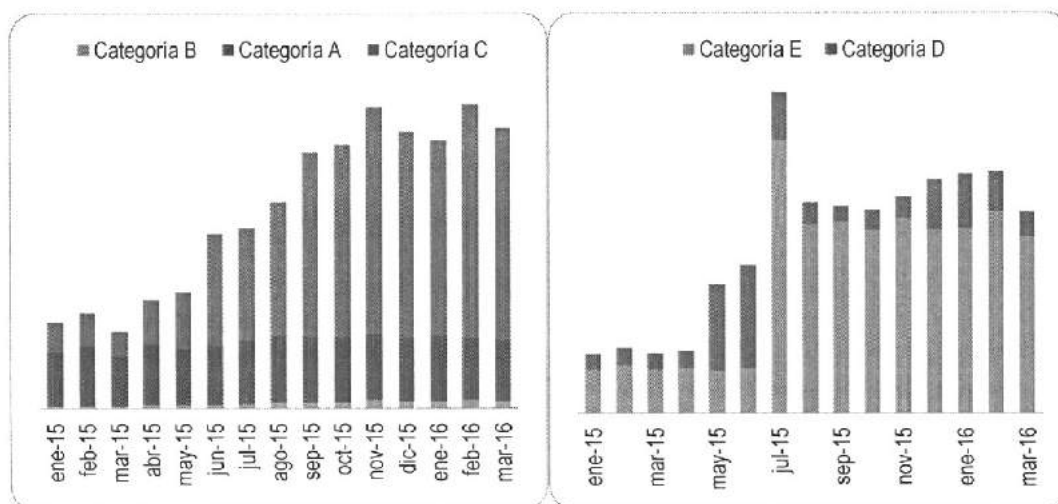
Se estima que actualmente el 20% de los hogares del departamento de Lima tienen gas natural.

### 3.3.2 Distribución de Gas Natural en 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 de 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.

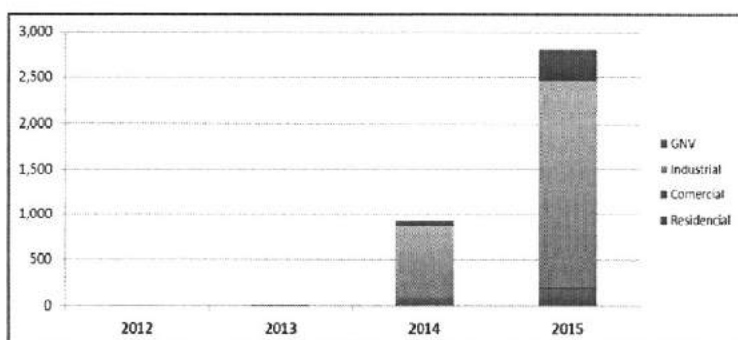
Gráfico N° 5: Demanda de GN por Categorías (MMPCD)



Fuente Contugas S.A.C.  
Elaboración propia



Gráfico N° 6: Ventas de Gas Natural de Contugas – MMPC



Fuente Contugas S.A.C.  
Elaboración propia

### 3.3.3 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 la tabla siguiente:

Tabla 10: 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
<b>Total</b>	<b>2,229</b>	<b>9,661</b>	<b>20,067</b>	<b>30,473</b>

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 la tabla siguiente:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 11: GDP - Plan de conexión a Clientes Residenciales

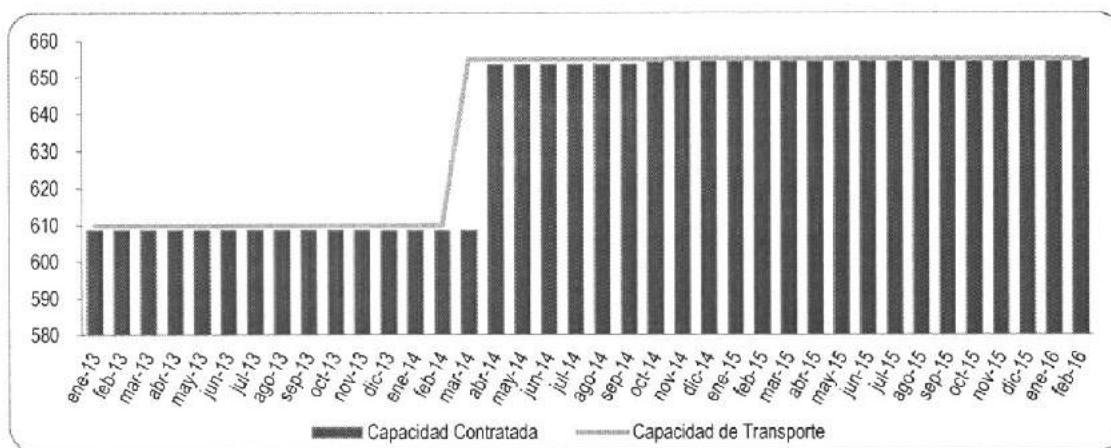
Ciudad	Años			
	1	2	3	Del 4 al 8
Chimbote	1.209	5.238	10.878	16.518
Chiclayo	938	4.064	8.44	12.816
Trujillo	2.058	8.917	18.519	28.121
Huaraz	144	625	1.298	1.971
Cajamarca	501	2.171	4.508	6.845
Lambayeque	172	744	1.546	2.348
Pacasmayo	107	462	958	1.454
<b>Total</b>	<b>5.129</b>	<b>22.221</b>	<b>46.147</b>	<b>70.073</b>

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

### 3.3.4 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 a febrero del 2016 tiene una capacidad de transporte de 655 MMPCD.

Gráfico N° 7: Capacidad de Transporte de Gas Natural Seco de TGP en MMPCD (2013 – 2016)

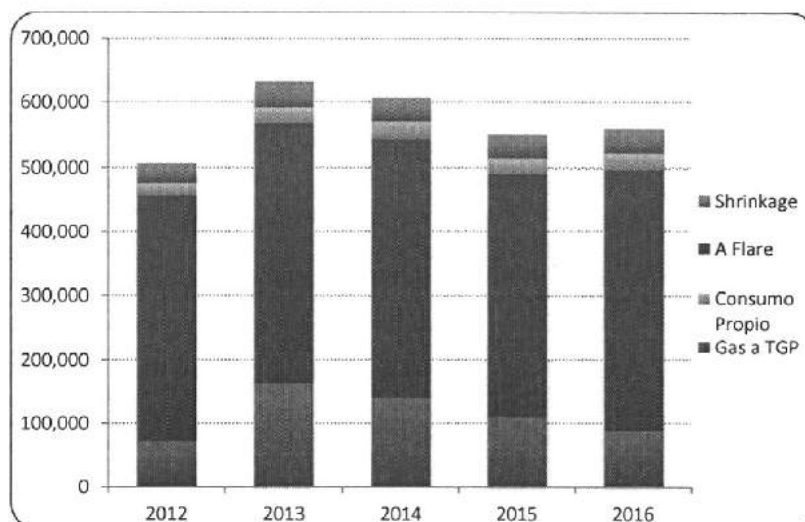


Fuente Transportadora de Gas del Perú S.A.  
Elaboración propia

Esta capacidad se incrementó a 920MMPCD en abril 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°8 se observa que no hay un crecimiento durante los dos últimos años.

Gráfico N° 8: 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. Sin embargo, el MEM considera que es importante destacar esta limitación de carga que posee TGP como una oportunidad para desarrollar la inversión de transporte que aumente las posibilidades de suministro de gas natural a zonas donde no llega el gasoducto. Asimismo, el MEM resalta que si bien el gas reinyectado ofrece un contingente en casos en que el transporte de gas no se realiza de forma satisfactoria, a corto plazo aumenta los costos de producción además de que no abona regalías ni el impuesto a la renta base del canon y sobrecanon puesto que no llega a ser vendido a terceros. Por ello es urgente que la reinyección de gas disminuya lo cual pasa también necesariamente por ampliar la base del transporte de gas.

A su vez, cabe recalcar que la infraestructura de transporte es de suma importancia para asegurar el continuo suministro de gas natural. Y así los ciudadanos tengan una mejor calidad de vida. Además, un buen sistema integrado de transporte influye en masificación del gas natural. Es por ello que se propone el proyecto "Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú"<sup>1</sup>, para contribuir con la descentralización del nodo de generación eléctrica.

### 3.3.5 Regiones que aún no cuentan con el servicio de Gas Natural

En conclusión, el acceso al Gas Natural ha permitido que muchas regiones mejoren su calidad de vida; sin embargo, como se observa en el Gráfico N° 9, hay regiones que aún no cuentan con este combustible.

<sup>1</sup> Dicho proyecto se encuentra en su etapa inicial.

Gráfico N° 9: Distribución de Gas Natural por Regiones



Fuente y elaboración propia

Entre las regiones que aún no cuentan con este servicio se encuentran Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali. Por ello es necesario implementar proyectos que soporten la Masificación del Uso del Gas Natural en estas regiones. Una opción como plantea el MEM es desarrollar la infraestructura de transporte para la masificación de gas tanto para el Gas Natural Comprimido (GNC) como para Gas Natural por Red de Ductos que comprendan estas zonas.

#### IV. Diagnóstico del Subsector Electricidad

##### 4.1 Mercado de Electricidad

###### 4.1.1 Demanda

El Perú viene atravesando un crecimiento económico sostenido, el BCRP y el MEF estiman tasas de crecimiento del PBI entre 3.5% y 5% para los próximos años, lo que implica un incremento dinámico en la demanda energética, pues esta ha venido registrando una elasticidad – ingreso superior a uno. En efecto, la demanda máxima de energía eléctrica en el



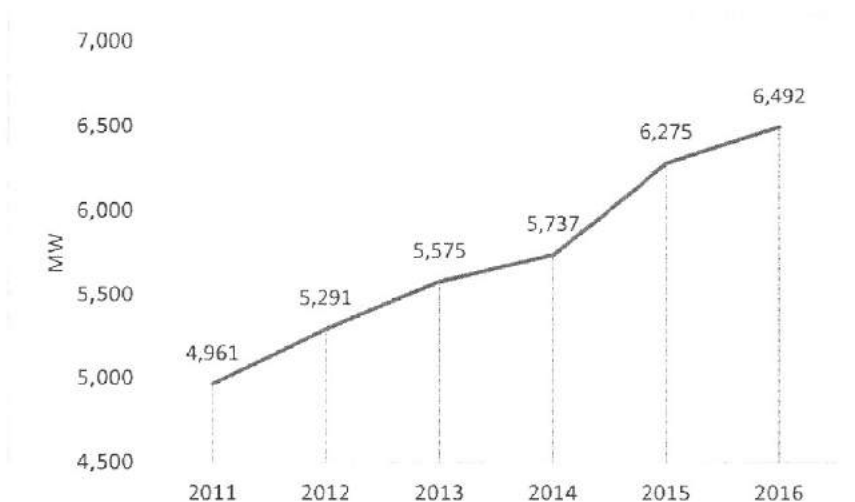
PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

año 2016 fue 6,492 MW<sup>2</sup>, lo que implica un crecimiento aproximado de 3.5% en comparación al año 2015.

Gráfico N° 10: Evolución de la Máxima Demanda



Fuente y Elaboración Propia

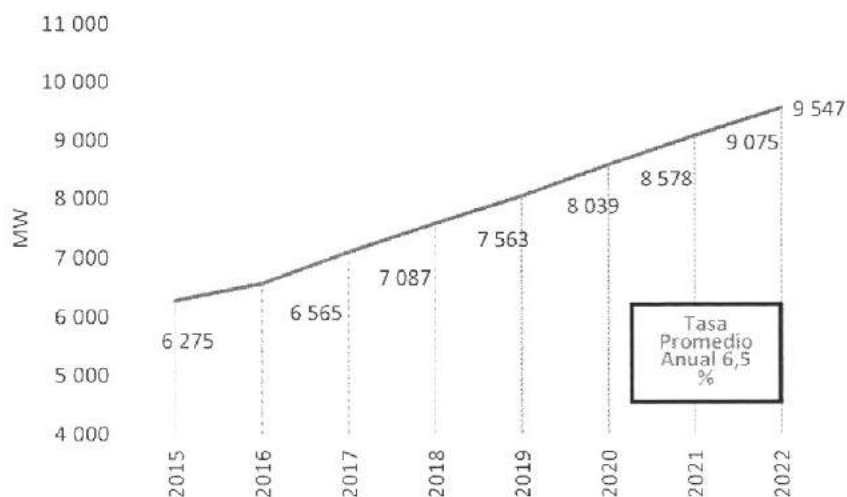
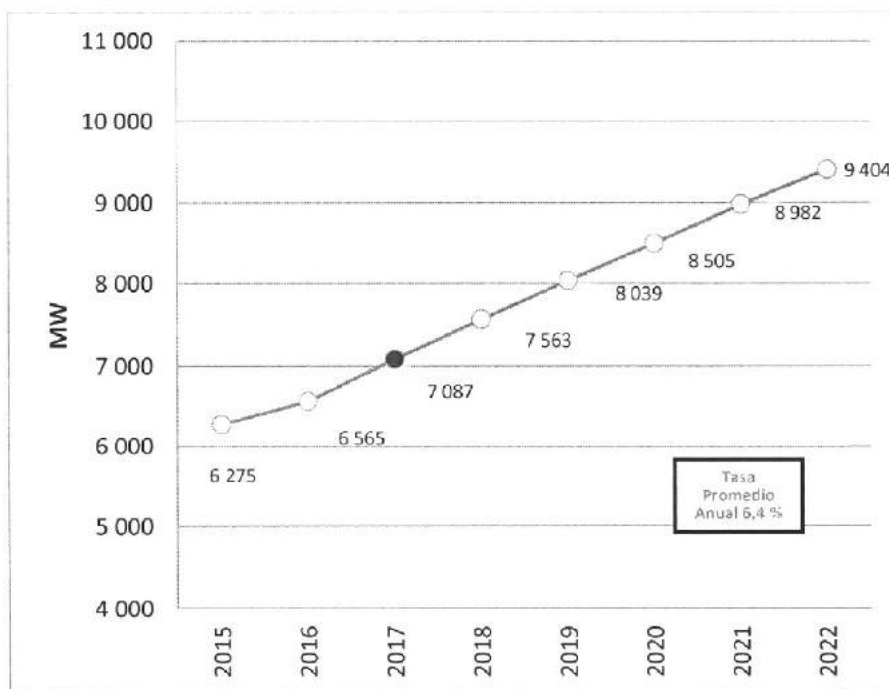
El comportamiento del sector permite suponer que el crecimiento sostenido de los últimos años continuará en el futuro y, por ende, la necesidad de incrementar la oferta a igual ritmo. Según estimaciones a mediano plazo del COES, para el año 2022 la demanda eléctrica llegará a 9,404 MW, alcanzando un crecimiento anual promedio de 6.4%.



<sup>2</sup> MW: Megavatios



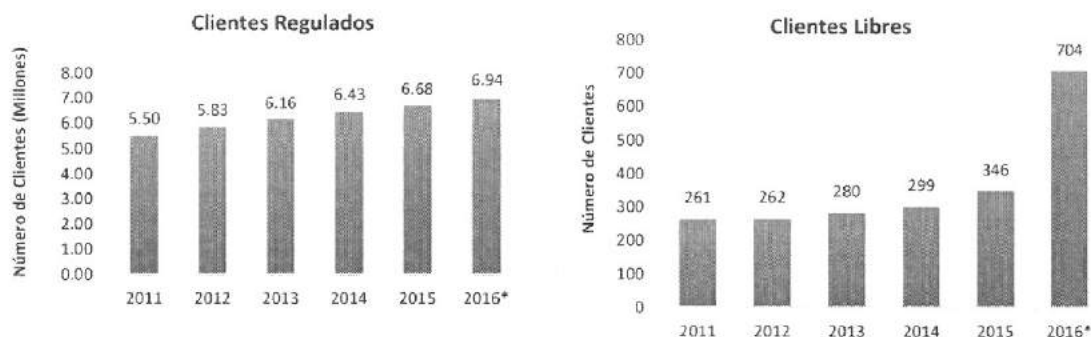
Gráfico N° 11: Proyección de la Demanda Eléctrica - MW



Fuente y Elaboración propia

Para entender mejor la demanda de electricidad es necesario analizar a los clientes. El número de clientes finales en el 2016 fue de 6'944,476; de los cuales el 99.99% pertenecen al mercado regulado y el resto al mercado libre. A pesar del reducido número de clientes libres, cabe señalar que la importancia de estos en el mercado es significativa; ya que está compuesto principalmente por empresas mineras e industriales. La venta de energía eléctrica, en el año 2016, a los clientes del mercado libre representaron el 51.3% de la venta total, mientras que en el mercado regulado la venta representó el 48.7% del volumen de venta total.

Gráfico N° 12: Evolución del Número de Clientes



Fuente y Elaboración propia

Entre el 2011 y el 2016 el número de clientes regulados creció a una tasa anual promedio de 4.8%, mientras que en el caso de los clientes libres se observó un crecimiento de 103% del año 2015 al 2016.

El consumo per cápita de energía eléctrica creció en 18% en el periodo 2011 a 2015, alcanzando en el último año un consumo de 1359 KW.h<sup>3</sup> por habitante. Las regiones que más consumieron en el año 2015 fueron Moquegua, Arequipa, Callao y Lima. Sin embargo, las que mostraron mayor crecimiento promedio en el periodo señalado fueron Cusco, Apurímac, Junín y Amazonas; las cuales mostraron crecimientos promedios anuales de 26.7%, 24.1%, 23.3% y 18.5% respectivamente.

En conclusión, se puede observar que la demanda de energía eléctrica está en constante crecimiento; además, se estima que en los próximos años esta incrementará de manera significativa y puede llegar a crecer a una tasa de 6.5% anual. Por otra parte, se debe tomar en consideración el consumo de energía eléctrica y el crecimiento de este por región, para poder cubrir de manera eficiente las necesidades que se presenten en el futuro. Finalmente, es necesario tener en cuenta que los dos sectores que más energía demandan son el industrial y el residencial, por lo que futuros proyectos pertenecientes a estos sectores pueden significar un incremento considerable en la demanda, sobre todo en zonas donde existe actividad minera.

#### 4.1.2 Oferta

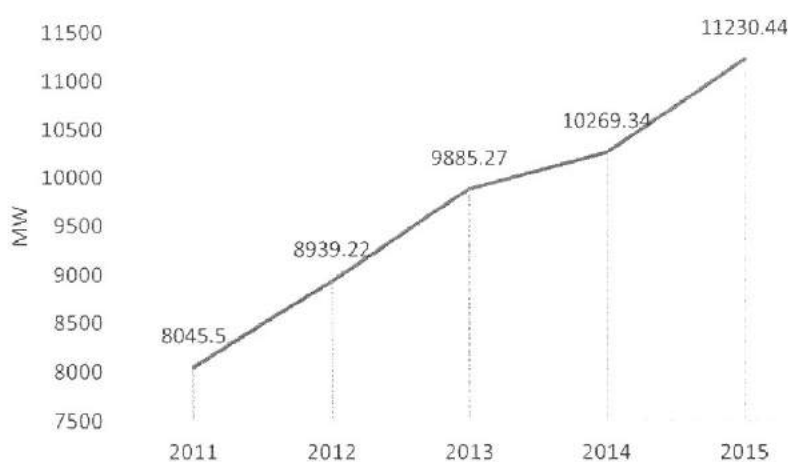
El mercado de energía eléctrica peruano está en constante cambio; actualmente podemos notar que son más los hogares que cuentan con energía eléctrica; y por ende, que están mejorando su calidad de vida; cabe resaltar que la cobertura eléctrica es cercana al 100%, lo que significa un gran avance para el Perú. Por este motivo, los mayores objetivos del país en

<sup>3</sup> KW.h: Kilovatios por hora.

este ámbito vendrían a ser la cobertura total, dando prioridad a las zonas rurales, y la mejora en la calidad de servicio.

La oferta de electricidad se mide a través de la potencia efectiva, que es la capacidad real de entrega y es resultado de la potencia instalada (capacidad de generación) menos las pérdidas por condiciones de instalación. Entre 2011 y 2015 la potencia efectiva creció en 40% y pasó de 8,045.51 MW a 11,230.48 MW. Este crecimiento es explicado por el cambio que sufrió la matriz de producción, la cual refleja el impacto del gas natural y las políticas gubernamentales que fomentaron su uso.

Gráfico N° 13: Crecimiento de la Potencia Efectiva



Fuente y Elaboración propia

Cabe resaltar que las regiones con mayor potencia efectiva en el 2015 fueron Lima, Huancavelica, Moquegua y Callao; las cuales registraron 4517.47 MW, 891.75 MW, 857.78 MW y 552.77 MW, respectivamente. El mayor crecimiento lo registraron las regiones de Lambayeque, Cuzco y Ayacucho, de las cuales resaltamos a Lambayeque con un crecimiento de 528.5% del 2011 al 2015.

La oferta de electricidad es brindada tanto por empresas privadas como estatales con el fin de lograr mayor eficiencia y menores costos a través de la competencia. Para entender mejor como funcional la oferta de energía eléctrica y cuál es su real impacto tenemos que analizar el sistema eléctrico peruano el cual se divide en tres subsectores: generación, transmisión y distribución.

#### 4.1.2.1 Sistema Eléctrico Peruano

Como ya se mencionó, el mercado de energía eléctrica está constituido por tres actividades: generación, transmisión y distribución de energía a consumidores finales.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

La generación se refiere a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes hidráulicas, térmicas y de recursos energéticos renovables (RER). Las empresas de este rubro están encargadas de la producción y la planificación de la capacidad de abastecimiento.

La transmisión, se refiere al transporte de energía desde los generadores a los centros de consumo y se compone de líneas o redes de transmisión y subestaciones de transformación, y equipos de compensación reactiva. Las empresas en este rubro tienen como fin transferir la energía de las generadoras hacia los clientes finales a través de los canales de transmisión.

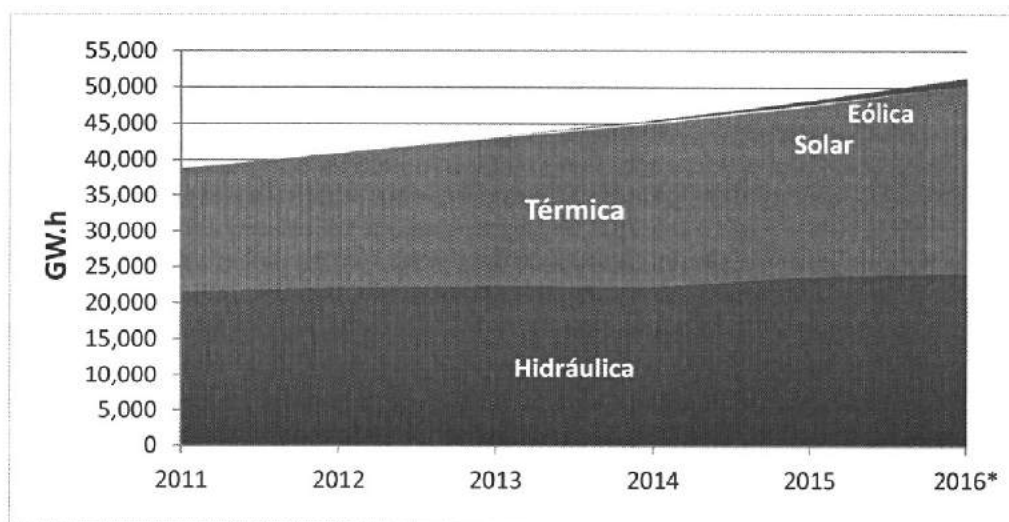
Por su parte la distribución, es el transporte de energía desde las subestaciones a los consumidores finales, vía líneas de transmisión de media tensión que antes de llegar al consumidor final se transforma a baja tensión. Las distribuidoras reciben la energía de las generadoras o transmisoras y se encargan de entregarla a la industria, el comercio, la población y los gobiernos locales para el servicio público.

El sistema en conjunto atiende a millones de usuarios finales, entre clientes regulados y libres. A continuación, se desarrollará la estructura de mercado de cada etapa, con el fin de entender mejor la situación actual del sector e identificar las fallas y oportunidades de mejoras.

### Mercado de Generación Eléctrica

En el país, la generación de energía eléctrica pertenece a un mercado de libre competencia que está en constante cambio; como observamos a continuación, la producción se ha incrementado y las principales fuentes de generación se han ido modificando a lo largo de los años.

Gráfico N° 14: Generación Eléctrica Nacional por Fuente



Fuente y Elaboración propia

En el periodo 2011 – 2016, la producción de energía eléctrica tuvo un crecimiento acumulado de 23,9% y pasó de 38,806 GW.h<sup>4</sup> en el 2011 a 51,646.7 GW.h en el 2016; esto implica un

<sup>4</sup> GW.h: Gigavatios por hora.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

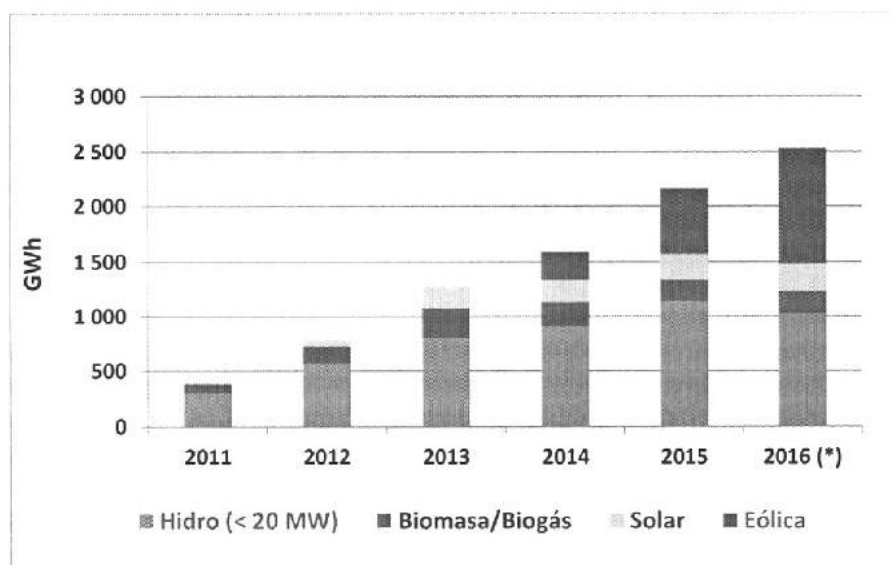
crecimiento medio anual de 5.9%. Este ritmo de crecimiento ha requerido aumentar la capacidad de generación eléctrica, lo cual se dio gracias a los diferentes mecanismos de inversión y promoción que se han implementado.

Por ejemplo, durante los años 2011 – 2016 se incrementó la generación térmica producto del acceso al gas natural. Por este motivo, la generación térmica tuvo un crecimiento promedio anual de 8.7%, debido principalmente a la entrada en operación de centrales termoeléctricas como C.T. Fénix, de 596 MW, y a 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 2.3%, gracias a la puesta en servicio de 4 grandes centrales que aportan 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. A pesar de esto, podemos apreciar que ha ido perdiendo participación en el mercado frente a la producción térmica.

Finalmente, se incrementó la participación de las centrales que utilizan recursos energéticos renovables (RER) no convencionales (solar y eólica); las cuales sumaron una producción de 2,840.15 GW.h entre el periodo 2011 – 2016.

Gráfico N° 15: Generación Eléctrica con Recursos Renovables



Fuente y Elaboración propia

Este incremento se debió 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; de las cuales 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. Lo que permitió



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

que el Perú tenga actualmente un margen de reserva de 51% que asegura la continuidad de suministro ante eventuales fallas del sistema; además, producto de la política de expansión de generación eléctrica, nos encontramos con suficiente capacidad para exportar excedentes.

En conclusión, actualmente la generación de energía no representa ningún problema dentro del sistema eléctrico; este mercado se está desarrollando de manera favorable y creciendo de manera sostenida. Podemos observar que tiene la capacidad de atender la demanda interna futura y crear excedentes para asegurar reservas e incluso exportar. Además, existe potencial en la capacidad de generación térmica e hidráulica, y como parte de los objetivos mencionados en la sección anterior, se está fomentando la entrada de tecnologías renovables no convencionales; lo que en conjunto representa un crecimiento de la generación en el futuro.

### Líneas de Transmisión Eléctrica

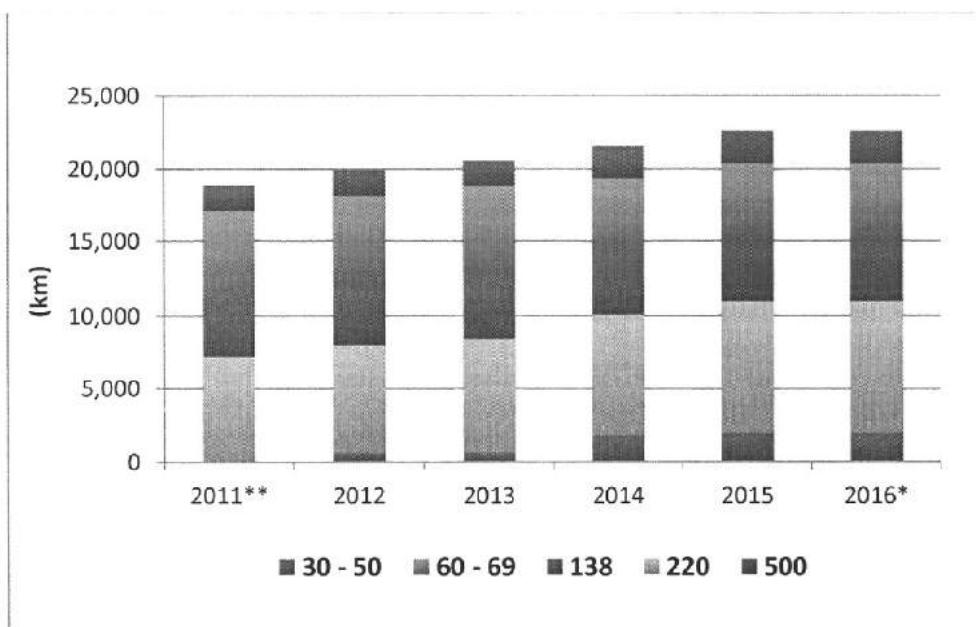
El mercado eléctrico de transmisión se encuentra regulado; la recuperación de la inversión en este subsector está garantizada a través de los contratos de concesión que cada empresa suscribe. Este sistema incluye el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y las Redes de los Sistemas Aislados (SSAA), ambos sistemas reúnen un total de 22,614 km de líneas de transmisión, con niveles de tensión superiores a 30 kV.

El desarrollo inicial del sistema de transmisión peruano, está caracterizado por ser de configuración radial y con menor redundancia. Este ha estado tradicionalmente diseñado para transmitir en 220 kV como tensión máxima, lo que limitaba la cantidad de energía que se podía transportar, especialmente en un sistema como el ya mencionado y donde la mayor parte de la generación estaba localizada en el centro. Por ello, el Estado tomó la decisión de incrementar los niveles de tensión en el país para contar con un sistema robusto en 500 kV de norte a sur.

A partir de esto es que en el periodo 2011 – 2016 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.



Gráfico N° 16: Longitud de Total de Líneas de Transmisión



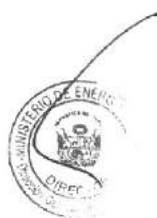
Fuente y Elaboración propia

Actualmente, del total de líneas de transmisión, 1,956 km corresponden a líneas en 500 kV y 8,970 km a líneas en 220 kV, y el resto corresponde a líneas de tensiones de transmisión menores a 138 kV (hasta 30 kV).

El sistema de transmisión se debe caracterizar por satisfacer principalmente condiciones de suficiencia en los recursos de transmisión, es decir, proponer los corredores con capacidad de transporte suficiente a fin de entender las necesidades de la demanda proyectada y permitir diferentes patrones posibles de despacho de la generación disponible. Sin embargo, en base al diagnóstico del SEIN realizado por el COES, identificamos que existen necesidades para mantener la operación segura, la calidad del sistema de transmisión, y la robustez en el sistema a mediano y largo plazo.

Las principales necesidades, encontradas en el estudio antes señalado, son las siguientes:

- Sobrecargas en el transformador de Aguaytía.
- Sobrecargas en la línea Huacho – Lomera para casos de desarrollo de generación del Norte.
- Sobrecargas en el transformador de Carapongo 500/220 kV de hasta 18% y problemas de desarrollo de generación del Norte y Oriente.
- Congestionamientos en las líneas Mantaro – Huayucachi kV (40% de sobrecarga máxima), Huancavelica – Independencia 220 kV (37% de sobrecarga máxima) en casos con mayor oferta hidráulica.
- Congestión en la interconexión de centro a sur: las líneas Mantaro – Cotaruse 220 kV con un 11% de sobrecarga máxima, además la línea Marcona – Ocoña – San Jose 500 kV está con niveles de sobrecarga de hasta 11% (debido a la inyección de generación del Sur – Polo Energético del Sur).
- Congestión en Socabaya – Montalvo 220 kV del orden hasta 9%.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- Congestionamientos de hasta 12% en el transformador Montalvo 500/200 kV.
- Sobrecarga en la línea Abancay – Cotaruse 220 kV de hasta 27%.
- Sobrecargas en las líneas Chilca – Asia 220 kV (9%), Asia. Cantera 220 kV (5%), Chilca – Desierto 220 kV (19%) y Nazca – Mancora (14%).

En resumen, los principales problemas son:

- El envío de energía hacia el norte del país, debido a que la actividad de generación eléctrica se realiza principalmente en el centro del país (seguido por el sur).
- Sobrecargas en las líneas aledañas a las subestaciones que se encuentran en el centro del país.
- Sobrecarga en el área para el abastecimiento de Lima.

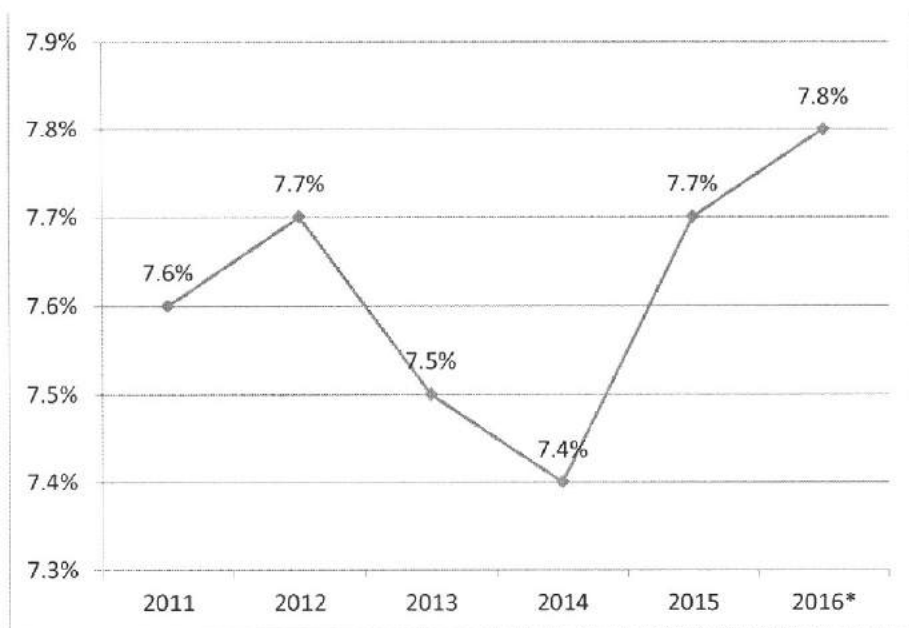
En conclusión, se observa que hay problemas en el subsector transmisión que necesitan ser solucionados para poder cubrir la creciente demanda y cumplir con los objetivos planteados. Además, es necesario resaltar que uno de los principales objetivos del Ministerio es la cobertura total, en especial de las zonas rurales. Por lo tanto se necesitan proyectos dirigidos a mejorar la transmisión en la zona norte, solucionar los problemas de sobrecarga en el centro del país (en especial en Lima) y abastecer de electricidad las zonas rurales del país (en especial la zona del sur).

#### Distribución Eléctrica

El mercado de distribución para el servicio público está regulado por Osinergmín, las empresas de distribución están encargadas de recibir energía y llevarla hacia el usuario final. Estas operan a menor voltaje que las empresas de transmisión, por lo que en el proceso de cambio entre las líneas, se genera pérdidas de energía, las cuales fluctúan entre 4% y 9% en los sistemas más eficientes.



Gráfico N° 17: Evolución del Porcentaje de Pérdidas de Energía en Distribución Eléctrica



Fuente y Elaboración propia

Tal como se muestra en el gráfico anterior, el porcentaje de pérdidas en distribución eléctrica viene aumentando desde 7.6% en el 2011 a 7.8% en el 2016; sin embargo, se sigue manteniendo dentro del rango de eficiencia

El subsector distribución ha crecido durante los últimos años como consecuencia de los clientes regulados. A finales del 2015 la venta anual de energía eléctrica por parte de las empresas distribuidoras ascendió a 23,494.04 GW.h; además, el número de usuarios finales fue de 6,681,857.

Este mercado actualmente no presenta dificultades a parte de la pérdida de energía que se ha venido incrementando. Sin embargo, esto puede ser causa del aumento en la demanda eléctrica y por ende en la circulación de energía entre las líneas de transmisión y distribución.

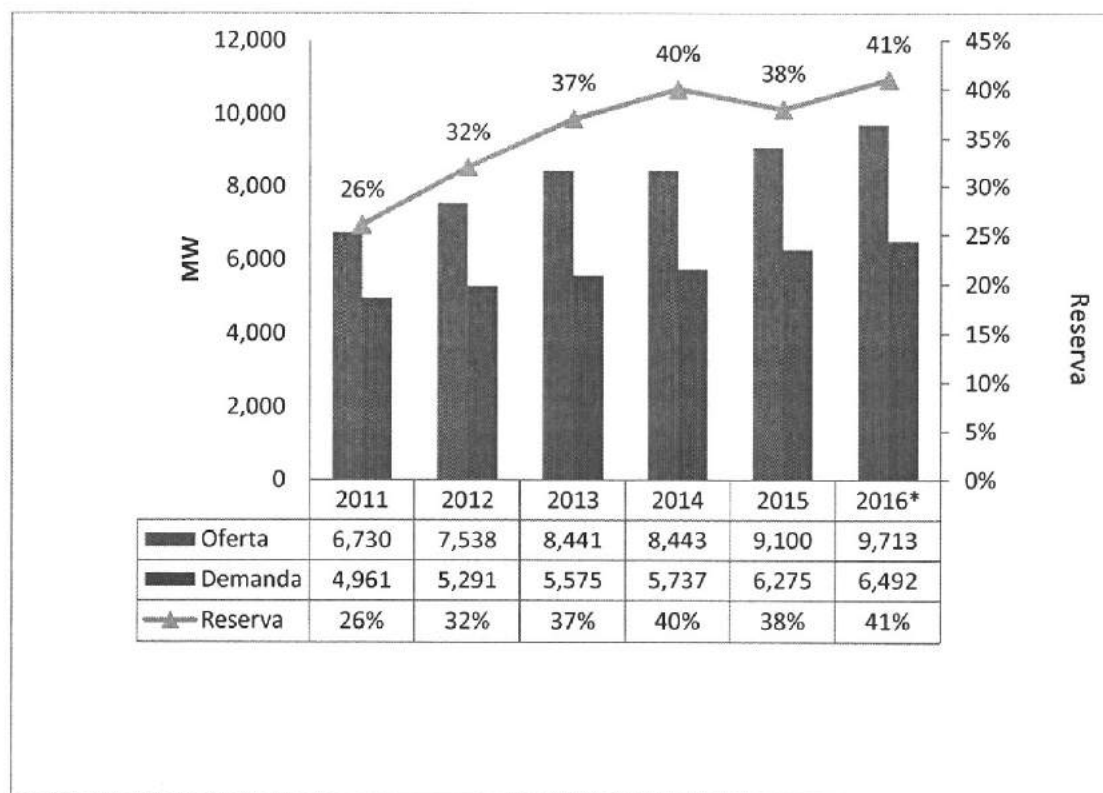
#### 4.1.3 Balance Oferta - Demanda

La existencia de reserva de generación en los sistemas eléctricos (exceso de oferta) es una condición necesaria para garantizar suministro eléctrico irrestricto ante contingencias climatológicas o técnicas. En el Perú se considera un margen de reserva de potencia efectiva no menor al 25% de la máxima demanda como un nivel que otorga seguridad energética en caso ocurran problemas que reduzcan la oferta disponible.

Como observamos en el siguiente gráfico, la oferta y demanda de electricidad han crecido de manera sostenida durante los últimos años; mientras que la oferta creció en 7.7% anual en promedio, la demanda lo hizo en 6.8%. Se observa que el crecimiento de la demanda no ha

acompañado al de la oferta, sobre todo en el último año donde la demanda solo creció 3.5% mientras que la oferta lo hizo en 6.7%. Que el incremento de la oferta sea mayor se debe principalmente al subsector de generación, ya que en el 2015 y el 2016 entraron a operar nuevos proyectos que incrementaron significativamente la oferta.

Gráfico N° 18: Balance Oferta - Demanda

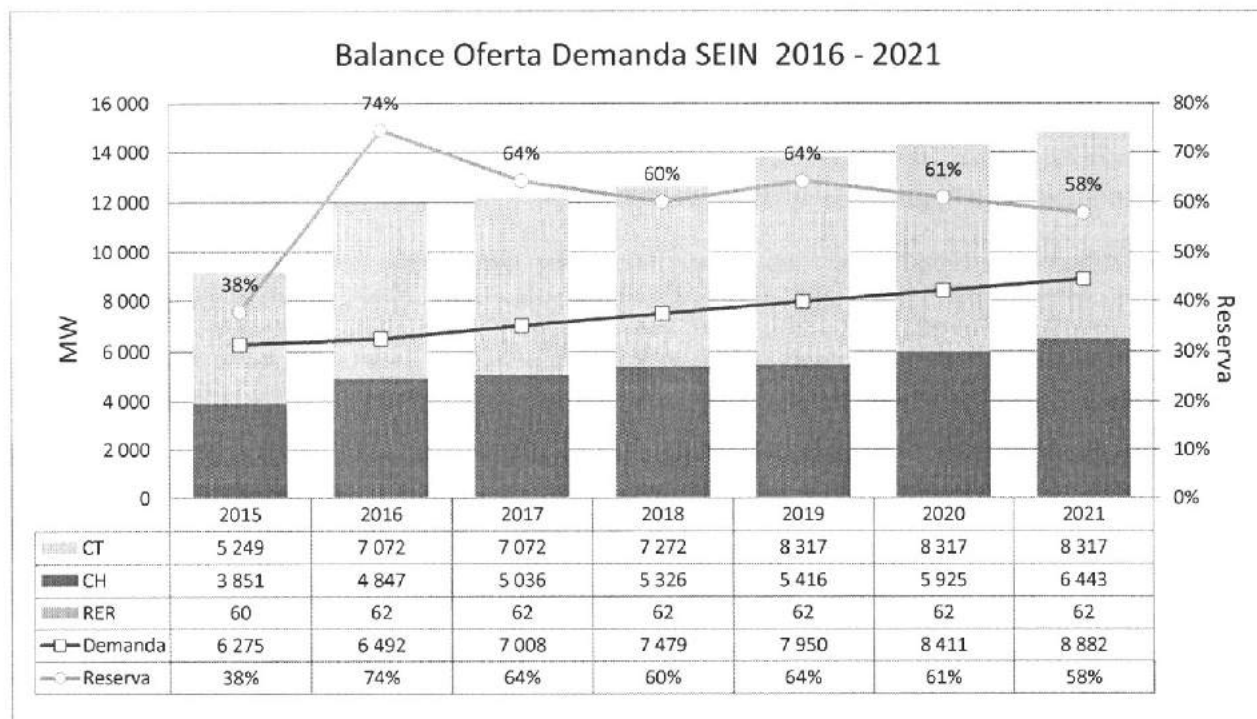


Fuente y Elaboración propia

En el caso de las reservas, se observa que estas han incrementado en 58% en el periodo 2011 a 2016. Las reservas en el último año ascienden a 41% lo que nos permite cubrir holgadamente cualquier incremento en la demanda de energía eléctrica, e incluso, exportar. Actualmente se considera que la oferta eléctrica está sobredimensionada, lo que puede estar ocasionando sobrecostos que son cubiertos por los usuarios finales. El problema de exceso de oferta es resultado de la promoción e incentivo que se le está otorgando a las empresas de generación.

Con los datos disponibles a la fecha se estima que en los próximos cinco años la reserva del SEIN disminuirá hasta llegar a su punto mínimo de 58% en el 2021. Esto debido a que el crecimiento de la demanda eléctrica será mayor al crecimiento de la generación (oferta).

Gráfico N° 19: Balance Oferta – Demanda SEIN 2016 - 2021



Fuente y Elaboración propia

Como observamos en el gráfico anterior, la generación en centrales hidroeléctricas crecerá en tasas superiores en comparación a las centrales térmicas; mientras que la generación de electricidad con recursos renovables se mantendrá constante durante los siguientes cinco años.

En conclusión, las proyecciones de oferta y demanda muestran que será necesario incrementar la producción eléctrica actual para cumplir con los objetivos planteados. Además, será necesario seguir trabajando en el subsector transmisión para asegurar la llegada de energía eléctrica a las regiones (en especial a las zonas rurales)





## V. Indicadores de desempeño del sector

El sector energía y minas tiene indicadores establecidos para monitorear y vigilar el correcto desempeño del mismo. A continuación, se muestran esos indicadores con sus respectivos valores bases al año 2016 (marzo), los valores para el año 2017 aún no están disponibles. Para el caso de los indicadores del subsector hidrocarburos, estos vienen establecidos por el Ministerio de Energía y Minas mientras que los indicadores del subsector electricidad se muestran aquellos establecidos por OSINERGMIN.

### 5.1 Subsector Hidrocarburos

En el caso del subsector hidrocarburos 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 líquidos: diésel y GLP.

Tabla 12: Combustibles líquidos: Indicadores de Desempeño

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

Fuente y elaboración propia

**PERÚ**Ministerio  
de Energía y Minas**Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 13: Combustibles líquidos: 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

Por su parte, para el caso de GNV se han establecido cuatro indicadores de desempeño para monitorear y tomar medidas preventivas, las cuales se observan en la siguiente tabla:

**Tabla 14: GNV: 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

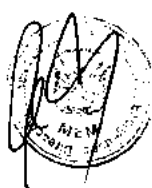
Fuente y elaboración propia.

\*Si es mayor al 90% no se garantiza los excesos de almacenamiento por periodicidad indicada.

**Tabla 15: GNV: 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





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 5.2 Subsector Electricidad

En el caso del subsector Electricidad se presentan cuatro indicadores de desempeño.

Tabla 16: Electricidad: Indicadores de Desempeño

Nombre Indicador	Fórmula Indicador	Unidad de Medida	Atributo	Segmentación	Frecuencia de Medición
Calidad de Suministro energético	$\sum \left( \frac{\text{Ponderación de interrupciones} *}{\text{Tiempo de interrupción}} \right)$	4 horas 7 horas 10 horas	Calidad	Nacional	Semestral
Indicador de generador pivotal	$\text{Capacidad Disponible Neta} = \text{Capacidad Disponible total} - \text{Demanda Máxima}$	1 0	Capacidad	Regional	Anual
Seguridad de Suministro	$\frac{\text{Potencia Instalada} - \text{Máxima Demanda}}{\text{Potencia Instalada}}$	> 33.33%	Capacidad y Crecimiento	Nacional	Anual
Capacidad del canal de transmisión (con ruidos)	$\log_2 \left( 1 + \frac{\text{Ancho de la banda del canal (Hz)} * \text{Potencia de señal útil}}{\text{Potencia del ruido presente en el canal}} \right)$	*	Capacidad y Calidad	Nacional	Anual

Fuente: OSINERGMIN

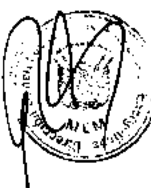
Elaboración propia

\*La unidad de medida de dicho indicador va a depender del tamaño y voltaje de la línea de transmisión que se analice.

## VI. Priorización de Proyectos: Criterios de evaluación

En el sector energía y minas, los criterios técnicos que demuestran brechas para atender las demandas energéticas, actualmente o con proyecciones de demandas futuras, son los criterios que definen la realización de proyectos. Sin embargo, como muchos de esos proyectos para atender demanda son autosostenibles, el Ministerio de Energía y Minas transfiere a Proinversión todos los proyectos que tengan esa característica de sostenibilidad para la búsqueda de socios para el desarrollo de los mismos.

En el caso de Proinversión, la entidad puede demorar hasta un año en hacer estudios para validar la sostenibilidad de los proyectos, sin embargo, la naturaleza de autosostenibles es manifestada en los contratos que hace la institución para que las instituciones que decidan participar tengan las reglas claras desde el inicio.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 17: 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

Los proyectos del sector hidrocarburos son trabajados según el orden de identificación de los posibles problemas para atender demanda. Esos proyectos reciben una evaluación rápida por el Ministerio de Energía y Minas y, comprobada su autosostenibilidad por parte de la institución, son transferidos a Proinversión para que sean trabajados.

En el caso de los proyectos de electricidad. Se realizan los planes de transmisión y, allí se establecen todos los proyectos necesarios de desarrollar durante el período de validez del plan. Todos los proyectos son pasados inmediatamente a Proinversión.

A su vez, es necesario mencionar que un primer criterio que se coteja en todos los casos es que el proyecto analizado debe estar alineado con los planes estratégicos y objetivos del sector, mencionados en el capítulo 2.

## 6.1 Subsector Hidrocarburos

### 6.1.1 Hidrocarburos: Criterios de Cualitativos

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.

Tabla 18: Hidrocarburos: Criterios Cualitativos

#### Criterios cualitativos

Proyecto alineado con planes estratégicos del sector  
Proyecto atiende a beneficiarios locales y contribuyen al desarrollo de la región

Sí – No  
Impacto Alto  
Impacto Medio  
Impacto Bajo  
Impacto Nulo





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

**Criterios cualitativos**

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.

## 6.1.2 Hidrocarburos: Criterios de Cuantitativos

Tabla 19: Hidrocarburos: Criterios Cuantitativos

**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

## 6.2 Subsector Electricidad

El Sub Sector Electricidad dispone de un conjunto de criterios cualitativos y cuantitativos para la evaluación de los proyectos. Los cuantitativos están ligados a la evaluación de proyectos para el plan de transmisión y para el plan de inversiones; mientras que los cualitativos son más generales.

- 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





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

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.

## 6.2.1 Electricidad: Criterios Cualitativos

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

Tabla 20: Electricidad: Criterios Cualitativos

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

Fuente y Elaboración propia

## 6.2.2 Electricidad: Criterios Cuantitativos

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





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 21: Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
ECONÓMICO	Coeficiente de Electrificación	Se otorga mayor prioridad a los proyectos ubicados en zonas que cuenta con menor electrificación	INEI, Data generada por los gobiernos	0.1% - 20%	
				20.1% - 40%	
				40.1% - 60%	
				60.1% - 80%	
				80.1% - 100%	
	Proporción de subsidio requerido	Se califica el nivel de subsidio a la inversión requerida	Proyecto	Más del 80% del monto de la inversión privada	Aplica a proyectos que logren que un tercero subsidie un porcentaje de la inversión.
				Más del 60% y menos del 80% de la inversión privada	
				Más del 40% y menos del 60% de la inversión privada	
				Más del 200% y menos del 40% de la inversión privada	
				Menos del 20% del monto de la inversión privada	
	N - 1	Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación W/US\$ sea más alta	Proyecto	> 3W/US\$	Se entiende por W a la cantidad de potencia, debe considerar tanto la generación como la demanda y no debe considerar la potencia que ya cuenta con redundancia de conexión. Se entiende por US\$ al costo total de inversión del proyecto evaluado.
				< 3W/US\$	
	Horas de despacho no económico	Se otorga prioridad a los proyectos en los que HDN / Millón US\$ sea mayor al criterio establecido	Proyecto	> 100 Horas / Millón US\$	HDN es el número de horas de despacho no económico que permite disminuir el plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
				< 100 Horas / Millón US\$	
	MWh de flujos Interrumpidos	Se consideran los proyectos en los que kWh / US\$ supera el rango establecido	Proyecto	> 15 kWh/US\$	Se entiende por MFI a la energía de despacho no económico que permite disminuir la opción o plan evaluado y se calcula mediante la resta de los FMI que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
				< 15 kWh/US\$	
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos si su VPCT es menor	Proyecto	El menor posible	Incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la opción, más el costo unitario de la energía no servida. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.
	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos cuyo VPPD es menor	Proyecto	El menor posible	Se evalúa por cada zona. Resulta de las valorizaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada zona, como resultado de la operación con la presencia del Plan. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

Fuente y Elaboración propia

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



## VII. Proyectos Potenciales como APP

### 7.1 Subsector Hidrocarburos

Tabla 22: 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. Genera estabilidad en el mercado de combustibles y confiabilidad en los consumidores al garantizar el suministro
Proyecto atiende a beneficiarios locales y contribuyen al desarrollo de la región	Impacto Alto	
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

Tabla 23: 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.

Tabla 24: Electricidad: Criterios Cuantitativos Cuadro N° 28. Aplicación de Criterios Cualitativos en Proyecto 2: Gasoductos Regionales

Criterios cualitativos		
Proyecto alineado con planes estratégicos del sector	Si	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	Si	Sector privado ofrece gas a empresas y familias
Proyecto permite la transferencia de los riesgos asociados al negocio al operador privado	Si	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	Si	Construcción de ductos de transporte a escala regional
Proyecto requiere involucrar a gran cantidad de actores, incluyendo de diferentes niveles de gobierno	Si	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	Si	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	Si	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

Tabla 25: Electricidad: 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 ésta información.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 26: Aplicación de Criterios Cualitativos en Proyecto 3: Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú

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	Transportar el gas a las regiones para facilitar su disponibilidad
Proyecto permite la participación de privados en un problema público	Sí	Sector privado ofrece gas a empresas y familias
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 en el sur del Perú
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

Tabla 27: Aplicación de Criterios Cuantitativos en Proyecto 3: Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú

Criterios cuantitativos		
Proyecto con análisis de rentabilidad favorable	No disponible	El proyecto tiene Lineamientos Generales. Está en inicio del proceso para ser encargado a PROINVERSIÓN.

**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017**

## 7.2 Subsector Electricidad

El Plan de Transmisión 2017 – 2026 contiene distintos proyectos y de este conjunto se ha encargado a Proinversión la licitación de los proyectos indicados en la siguiente tabla. Los proyectos no incluidos se consideran como refuerzos y de acuerdo con lo establecido en el marco normativo vigente serán ejecutadas por las respectivas Empresas Concesionarias.

*Tabla 28: Lista de Proyectos del Sector Electricidad*

Nº	Nombre	Inversión Millones de USD	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	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
2	Proy. 6: Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. 500 kV Carabayillo - Chimbote - Trujillo 500	32.6	2021	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	2021	Encargado a Proinversión para licitación	La Libertad
4	Proy. 14: L.T. 138 kV Aguaytía - Pucallpa (segundo circuito)	20.3	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Ucayali
5	Proy. 9: L.T. 220 kV Tintaya - Azángaro 220 kV	58.9	2020	Encargado a Proinversión para licitación	Cusco
6	Proy. 16: S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV	9.5	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Cajamarca
7	Proy. 4: Nueva S.E. La Planicie 500/220 kV	20.1	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
8	Proy. 1: Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y S.E. asociadas	276.5	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Junín
9	Proy. 2: Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y S.E. asociadas	232.6	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco

Fuente y Elaboración propia

Los 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.

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los componentes de inversión operación y mantenimientos 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 operación comercial de las instalaciones.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

## VIII. Programación

Los proyectos del sector energía y minas con potencial de Asociaciones Público Privadas – APP son autofinanciados y cumplen 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 muestra el inventario de proyectos de APP del sector Energía y Minas con una pequeña descripción de cada proyecto.

### 8.1 Inventario de proyectos APP del sector energía y minas

#### Hidrocarburos

- **Proyectos Potenciales**
  - Instalación de Infraestructura de Almacenamiento GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética
  - Gaseoductos Regionales.
- **Proyectos por iniciar**
  - Sistema Integrado de Transporte de Gas - Zona Sur del Perú
- **Proyectos en Licitación de Hidrocarburos Líquidos**
  - Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao
- **Proyectos en operación de Gas Natural**
  - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.
  - Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica
  - Transporte de Gas Natural de Camisea a Lurín
  - Transporte de Líquido de Gas Natural de Camisea Costa
- **Proyectos en ejecución de Gas Natural**
  - Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste
  - Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte
- **Proyectos de Licitación de Gas Natural**
  - 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



#### Electricidad

- **Proyectos encargados a Proinversión: Plan de Transmisión 2015 - 2024**





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- Proyecto 500kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y subestaciones asociadas
- Proyecto Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones asociadas
- Proyecto Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV
- Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kv
- Proyecto Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo - Chimbote - Trujillo 500 kV
- Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
- Proyecto L.T. Tintaya - Azángaro 220 kV
- Proyecto L.T. Aguaytía - Pucallpa 138 kV
- Proyecto S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV
- **Proyectos por encargar a Proinversión: Plan de Transmisión 2017-2026**
  - Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas
  - Proyecto Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas
  - Proyecto Enlace 220 kV Paríñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas
- **Proyectos por encargar a Proinversión: Plan de Inversiones en Transmisión 2013-2017**
  - Proyecto Subestación Chíncha Nueva - 220/60 kV
  - Proyecto Subestación Nazca Nueva -220/60 kV
- **Proyectos por encargar a Proinversión: Plan de Inversiones en Transmisión 2017-2021**
  - Proyecto L.T. 138 kV Puerto Maldonado - Iberia
  - Proyecto L.T. 220 kV Runatullo - Satipo y Nueva Subestación Satipo 220/60/22.9 kV
  - Proyecto Subestación Chira
- **Proyectos potenciales**
  - Proyecto Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca
  - Proyecto Esquema Especial de Protección (EPP) del Área Norte del SEIN
  - Proyecto Esquema Especial de Protección (EPP) del Área Centro – Oriente
  - Proyecto Subestación Nueva Viru

Los proyectos EPP del Área Norte del SEIN y EPP del Área Centro – Oriente comprenden la intervención de instalaciones existentes por lo que, de acuerdo con la información disponible y tomando en cuenta la definición 26 de la Ley N° 28832, deberían considerarse como instalaciones de refuerzo y, por lo tanto, deberían ser ejecutadas por los concesionarios de dichas instalaciones; sin





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

embargo de no concretarse esta forma de ejecución se tendría que evaluar otras posibles alternativas para su implementación, entre ellas una eventual licitación de las mismas.

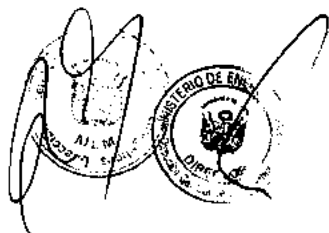
## 8.2 Resumen de proyectos

A continuación, se muestran resumidos los proyectos potenciales de ambos sectores, así como los proyectos actuales que se manejan para tener un mejor monitoreo de ellos.

### 8.2.1 Subsector Hidrocarburos

En el subsector Hidrocarburos, se muestran proyectos potenciales, así como los que ya se están ejecutando.

#### 8.2.1.1 Proyectos Potenciales





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 29: Proyecto Instalación de Infraestructura de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética

Proyecto de Instalación de Infraestructuras de Almacenamiento de GLP y Diesel B5 como Seguridad Energética	
<b>Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)</b>	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.  Para el caso del almacenamiento de GLP se ha considerado las Zonas Norte, Centro y Sur, debido a que la Zona de Lima se encuentra en el alcance del Proyecto de Concesión de un sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao.
<b>Concesionario</b>	No aplica
<b>Zona</b>	Norte: Amazonas, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque, Loreto, Piura, San Martín y Tumbes. Centro: Ancash, Huánuco, Junín, Pasco y Ucayali. Sur: Arequipa, Apurímac, Ayacucho, Cusco, Huancavelica, Ica, Madre de Dios, Moquegua, Puno y Tacna. Lima: Lima y Callao.
Aspectos Técnicos	
El diseño de las infraestructuras deben responder a un análisis del funcionamiento de los mercados, de los incentivos y de las fallas de mercado asociadas. En este caso se trata de una "facilidad esencial" clave para la competencia en el mercado de hidrocarburos. El Proyecto debe tener en cuenta las siguientes consideraciones básicas de diseño:	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Ubicación segura.</li> <li>- Reservas de combustibles deben encontrarse a la entera disposición en caso de que surjan dificultades para la obtención de suministros.</li> <li>- Tanques de almacenamiento y facilidades de despacho en concordancia con los estándares de diseño y construcción.</li> <li>- Para el caso del Diesel, debe permitir el movimiento comercial del producto, evitándose la degradación del mismo (formación de gomas y parafinas, oxidación, estratificación, sedimentos, etc).</li> <li>- Facilidades de despacho para el 10% de la capacidad total de almacenamiento, por día.</li> <li>- Es factible solicitar como parte de los requerimientos áreas de terreno adicionales a los estrictamente necesarios para los siguientes fines que se implementarían en el futuro: i) Ampliaciones de capacidad y facilidades de despacho de GLP y Diesel, ii) Plantas Envasadoras de GLP y iii) Plantas de Generación Eléctrica.</li> </ul>	
<b>Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)</b>	A determinarse con el estudio de prefactibilidad
Información económica	
<b>monto estimado de inversión</b>	Preliminar 637 MMUS\$
<b>plazo de ejecución</b>	3 años
<b>costos (de instalación, operación, mantenimiento)</b>	de 5 a 6% de la inversión

Fuente y Elaboración Propia



Tabla 30: Proyecto Gaseoductos Regionales



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Ficha Proyecto: Gasoductos Regionales																				
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	<p>El Proyecto "Gasoductos Regionales", involucra el desarrollo de los Sistemas de Transporte para el suministro de Gas Natural que partirán desde una derivación del Tramo A o de un gasoducto secundario del Proyecto "Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano", hacia las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna según el siguiente detalle:</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Gasoducto Regional</th> <th>Puntos de Entrega</th> <th>Región</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>Abancay</td> <td>Apurímac</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>Juliaca y Puno</td> <td>Puno</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>Arequipa, Matarani y Mollendo</td> <td>Arequipa</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>Moquegua</td> <td>Moquegua</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>Tacna</td> <td>Tacna</td> </tr> </tbody> </table>		Gasoducto Regional	Puntos de Entrega	Región	1	Abancay	Apurímac	2	Juliaca y Puno	Puno	3	Arequipa, Matarani y Mollendo	Arequipa	4	Moquegua	Moquegua	5	Tacna	Tacna
Gasoducto Regional	Puntos de Entrega	Región																		
1	Abancay	Apurímac																		
2	Juliaca y Puno	Puno																		
3	Arequipa, Matarani y Mollendo	Arequipa																		
4	Moquegua	Moquegua																		
5	Tacna	Tacna																		
Concesionario	A determinarse																			
Zona	Regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna																			
Aspectos Técnicos																				
<p>- La empresa Gasoducto Sur Peruano S.A. determinará la ubicación del punto final, presión de entrega, capacidad, longitud, diámetro, entre otras características técnicas de los gasoductos regionales considerando 5 puntos de entrega (Abancay, Juliaca, Arequipa, Moquegua y Tacna) 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".</p> <p>- 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 a fin de que dichos documentos técnicos sean incluidos en el proceso de licitación que posteriormente realizaría PROINVERSIÓN.</p> <p>- Respecto a los 3 puntos de entrega adicionales como son Puno, Matarani y Mollendo será necesario que el futuro concesionario desarrolle los Estudios del caso para complementar el Proyecto Gasoducto Regionales.</p> <p>- PROINVERSIÓN viene coordinando la asistencia técnica al Proyecto "Gasoductos Regionales" en el marco del Decreto Legislativo 1224, para que se obtenga el informe de evaluación y el MINEM pueda realizar el posterior encargo al proceso de promoción de la inversión privada.</p>																				
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	La población de las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna la cual se definirá en detalle en el Informe de Evaluación.																			
Información económica																				
monto estimado de inversión	Preliminar 350 MMUS\$																			
plazo de ejecución	Estimado de 3 años																			
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse																			

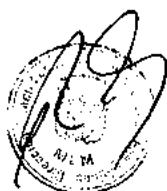
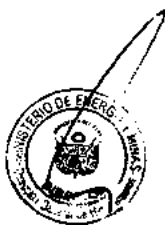
Fuente y Elaboración Propia



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****8.2.1.2 Proyectos por iniciar****Tabla 31: Proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas - Zona Sur del Perú**

<b>Ficha Proyecto: "Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú"</b>	
<b>Descripción general del proyecto</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollo de una infraestructura de ductos de transporte para gas natural y líquidos de gas natural, dicho ducto tendrá como punto de inicio Cusco (Malvinas), y pasará por las regiones de Arequipa y Moquegua principalmente.</li> <li>- El Sistema Integrado de Transporte se dará en un contexto de operación, mantenimiento, seguridad, confiabilidad entre otros, exigidas por las normas internacionales y las normas de exigencia según el Contrato de Concesión.</li> </ul>
<b>Concesionario</b>	A determinarse luego de la Licitación.
<b>Zona</b>	Zona sur del Perú (Cusco, Arequipa y Moquegua).
<b>Aspectos técnicos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollo de una infraestructura de ductos de transporte para gas natural y líquidos de gas natural.</li> <li>- Aplicación de las normas internacionales y las normas de exigencia según el Contrato de Concesión a la operación al Sistema Integrado de Transporte, mantenimiento, seguridad, confiabilidad entre otros.</li> <li>- Cabe precisar que se cuenta con el Estudio de Factibilidad del proyecto "Mejoras a la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano".</li> </ul>	
<b>Beneficiarios</b>	Zona sur del Perú (Cusco, Arequipa y Moquegua).
<b>Información Económica</b>	
<b>Monto estimado de inversión</b>	A determinarse con el Estudio de Factibilidad
<b>Plazo de ejecución</b>	Estimado de 3 años
<b>Costos (de instalación, O&amp;M)</b>	Estos serán determinados en el Informe de Evaluación.

Fuente y Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 8.2.1.3 Proyectos en Licitación de Hidrocarburos Líquidos

Tabla 32: Proyecto Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao

Nombre Proyecto: Sistema de Abastecimiento de GLP para Lima y Callao	
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	<p>El Proyecto consiste en que el inversionista prestará, en el marco del contrato de concesión que se suscriba, el servicio de transporte, almacenamiento y despacho de GLP para los diversos usuarios de Lima y Callao, para lo cual deberá implementar la infraestructura indispensable para prestar dicho servicio; siempre que se preserve el objetivo estratégico de brindar seguridad energética al suministro de GLP a Lima y Callao.</p> <p>La infraestructura mínima que deberá implementar, como parte de la concesión, en cada ciudad será:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema de transporte de GLP desde Pisco hasta Lima.</li> <li>• Planta de Almacenamiento de GLP en la zona sur de Lima.</li> <li>• Sistema de despacho de GLP en la zona sur de Lima.</li> </ul> <p>El almacenamiento de GLP será una reserva estratégica para abastecer el mercado de Lima y Callao en caso de alguna contingencia.</p>
Concesionario	No aplica
Zona	Departamentos de Lima e Ica (Pisco)
Aspectos Técnicos	
<p>Los aspectos técnicos del proyecto están relacionados a tres componentes: El GLP, el Sistema de Transporte de GLP y la Planta de Almacenamiento y Despacho de GLP.</p> <p>La Sociedad Concesionaria deberá tener en cuenta para el diseño y construcción del Sistema de Abastecimiento de GLP, las características técnicas y propiedades del GLP establecidas en la Norma Técnica Peruana 321.007:2002, o la que la sustituya. Asimismo, la Sociedad Concesionaria despachará o entregará el GLP a los Usuarios, en las condiciones, composición y propiedades que deberán ser especificadas en los respectivos contratos de Servicio de Transporte de GLP y/o Servicio de Almacenamiento y Despacho.</p> <p>El Sistema de Transporte de GLP consistirá de manera referencial en un ducto, estación(es) de bombeo y facilidades necesarias para transportar GLP desde la Planta de Fraccionamiento de Pisco hasta la Planta de Almacenamiento y Despacho de GLP. Asimismo deberá tener las siguientes características:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Deberá ser diseñado, construido, mantenido y operado para restringir paros no programados y proporcionar una disponibilidad de 99% para un año continuo.</li> <li>-Deberá contar con una Capacidad Mínima de cincuenta mil (50,000) barriles por día.</li> <li>-El diámetro mínimo deberá ser ocho pulgadas (8").</li> <li>-El espesor deberá ser el suficiente para soportar la presión interna, las cargas externas, corrosión interna y externa a las cuales se prevé que estará expuesto durante y después de su instalación.</li> </ul> <p>Por último, la Planta de Almacenamiento y Despacho consistirá en una zona de almacenamiento, una zona de despacho a camiones cisterna y facilidades necesarias para recibir, almacenar y despachar GLP a los usuarios. Desde la Puesta en Operación Comercial, esta planta deberá satisfacer las siguientes capacidades mínimas:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-La Infraestructura del Inventario de Seguridad deberá contar con una Capacidad Mínima de noventa mil (90,000) barriles.</li> <li>-El Sistema de Almacenamiento y Despacho deberá contar con una Capacidad Mínima de cincuenta mil (50,000) barriles por día.</li> </ul> <p>Para el diseño de las facilidades de almacenamiento, la Sociedad Concesionaria deberá:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-Considerar reconocidos códigos o normas, usando adecuados factores de seguridad.</li> <li>-Tener en cuenta las acciones de sismos o vientos, presiones internas, características del suelo y estabilidad del tanque.</li> <li>-Tomar en cuenta la compatibilidad de los materiales constituyentes del tanque con el líquido que está conteniendo.</li> </ul> <p>Asimismo, para la construcción deberá tener en cuenta la normativa técnica aplicable y la buena práctica de ingeniería.</p>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	A determinarse con el estudio de prefactibilidad
Información económica	
monto estimado de inversión	250 MMUS\$ aprox.
plazo de concesión	23 años
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse

Fuente: Proinversión  
Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 8.2.1.4 Proyectos en Operación de Gas Natural

Tabla 33: Proyecto Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao

Línea Proyecto: Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao							
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)		El proyecto comprende el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de distribución con redes de ductos de alta y baja presión para el suministro de gas natural en las regiones de Lima y Callao.					
Concesionario		Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda					
Zona		La concesión comprende el departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao					
Aspectos Técnicos							
El sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao está compuesto por un ducto principal y ductos secundarios.							
La tubería principal consiste en una tubería de acero de 62 km. de longitud y 20 pulgadas de diámetro la cual une Lurín con Ventanilla atravesando 14 distritos. Más, la ampliación de dicha Troncal que es de aproximadamente 42 Km, 36 Km de 30" de diámetro y 6 Km de 20" de diámetro. Tiene una cámara de válvulas ubicadas cada 7 kilómetros para facilitar el mantenimiento y solucionar problemas operativos.							
Los ductos secundarios o ramales están comprendidos por tuberías de acero de 10 pulgadas de diámetro y tuberías de polietileno las cuales hasta la fecha se vienen instalando de acuerdo al Plan de Expansión presentado por la empresa Concesionaria (hoy Gas Natural de Lima y Callao - GNLC - Cálidda) en cumplimiento de lo establecido en el Contrato BOOT "Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao".							
Periodo de supervisión de expansión del gas natural en Lima y Callao, de acuerdo al Plan Quinquenal de Inversiones 2014-2018 de Cálidda							
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)		La Cantidad total de clientes beneficiarios anuales del descuento de promoción en el período tarifarios son:					
		Clientes Beneficiarios	Año 1 2014	Año 2 2015	Año 3 2016	Año 4 2017	Total
		Clientes sobre nuevas redes de distribución de gas natural 2014-2015	57,260	60,411	74,806	85,579	278,136
		Clientes sobre redes existentes de distribución de gas natural hasta diciembre del 2013	23,341	34,415	15,412	20,085	93,253
		Total de clientes	80,601	94,826	90,298	105,664	371,389
Información económica							
monto estimado de inversión		USD\$ 247 Millones					
plazo de concesión		33 años					
costos (de instalación, operación, mantenimiento)		A determinarse					

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 34: Proyecto Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica

Tabla 34: Proyecto Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica																																																									
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	El proyecto comprende el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de distribución con redes de ductos de alta y baja presión para el suministro de gas natural en el departamento de Ica.																																																								
Concesionario	Contugas S.A.C.																																																								
Zona	El Plan de Cobertura incluye las ciudades de Ica, Chíncha, Pisco, Nazca y Marcona.																																																								
Aspectos Técnicos																																																									
<p>El sistema de Distribución en el departamento de Ica comprende la construcción, dentro de un plazo de 30 meses contados a partir de la firma del contrato BOOT, de un gasoducto de alta presión de 33 Km para abastecer Pisco y otro de 63 Km para abastecer Ica, con una prolongación de 180 km hasta Marcona, pasando por Nazca.</p> <p>La concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica fue otorgada a la empresa concesionaria Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C (Hoy Congas) mediante Resolución suprema N 046-2008-EM, el 22 de octubre de 2008, como parte de la política de masificación del gas natural del Gobierno peruano.</p> <p>De acuerdo a la normativa vigente, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural, dentro el marco del programa de supervisión de este proyecto, viene realizando la inspección de los trabajos de construcción e instalación del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la provincia de Pisco. Actualmente, en la zona de Pisco se vienen tendiendo las tuberías de polietileno y se vienen realizando las instalaciones de conexiones domiciliarias.</p>																																																									
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	<p>Conforme a lo dispuesto en el Contrato de Concesión, la empresa debe cumplir con un Plan de Cobertura a partir de la fecha de inicio de operación según el siguiente detalle:</p> <p><b>Plan mínimo de cobertura del Contrato de Concesión</b></p> <table><tr><th>Localidades</th><th>Año 2015 (1)</th><th>Año 2016 (1)</th><th>Año 2017 (1)</th><th>Año 2018 (1)</th><th>Año 2019 (1)</th><th>Año 2020 (1)</th><th>Total</th></tr><tr><td>Pisco</td><td>6 483</td><td>862</td><td>862</td><td>862</td><td>862</td><td>324</td><td>10.255</td></tr><tr><td>Ica</td><td>14 202</td><td>1 979</td><td>1 979</td><td>1 979</td><td>1 979</td><td>740</td><td>23.558</td></tr><tr><td>Nazca</td><td>1 057</td><td>140</td><td>140</td><td>140</td><td>140</td><td>53</td><td>1.670</td></tr><tr><td>Marcona</td><td>1.506</td><td>212</td><td>212</td><td>212</td><td>212</td><td>80</td><td>2.624</td></tr><tr><td>Chíncha</td><td>7 577</td><td>1.007</td><td>1.007</td><td>1.007</td><td>1.007</td><td>378</td><td>11.938</td></tr><tr><td>Total</td><td>31 825</td><td>4 200</td><td>4 200</td><td>4 200</td><td>4 200</td><td>1.575</td><td>50.000</td></tr></table> <p>(1) Cobertura mínima de usuarios conectados a cumplir por el Concesionario al 30 de abril de cada año. Al 31/08/2015 se han conectado 35,559 consumidores: en Ica y Nazca superan el 100%, en Pisco el 90.46%, en San Juan de Marcona 95.30% y en Chíncha el 93.38% del compromiso contractual. Información a verificarse mediante la supervisión.</p>	Localidades	Año 2015 (1)	Año 2016 (1)	Año 2017 (1)	Año 2018 (1)	Año 2019 (1)	Año 2020 (1)	Total	Pisco	6 483	862	862	862	862	324	10.255	Ica	14 202	1 979	1 979	1 979	1 979	740	23.558	Nazca	1 057	140	140	140	140	53	1.670	Marcona	1.506	212	212	212	212	80	2.624	Chíncha	7 577	1.007	1.007	1.007	1.007	378	11.938	Total	31 825	4 200	4 200	4 200	4 200	1.575	50.000
Localidades	Año 2015 (1)	Año 2016 (1)	Año 2017 (1)	Año 2018 (1)	Año 2019 (1)	Año 2020 (1)	Total																																																		
Pisco	6 483	862	862	862	862	324	10.255																																																		
Ica	14 202	1 979	1 979	1 979	1 979	740	23.558																																																		
Nazca	1 057	140	140	140	140	53	1.670																																																		
Marcona	1.506	212	212	212	212	80	2.624																																																		
Chíncha	7 577	1.007	1.007	1.007	1.007	378	11.938																																																		
Total	31 825	4 200	4 200	4 200	4 200	1.575	50.000																																																		
Información económica																																																									
monto estimado de inversión	US\$ 325.5 Millones.																																																								
plazo de concesión	30 años																																																								
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse																																																								

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 35: Proyecto Transporte de Gas Natural de Camisea a Surin

Forma Inversión: Transporte de Gas Natural de Camisea a Surin																									
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	El proyecto consiste en el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y operación del Sistema de Transporte de Gas, incluyendo su mantenimiento y reparación, y por la prestación del Servicio de Transporte de Gas desde Camisea hasta el City Gate ubicado en Surin de conformidad con las Leyes Aplicables y los aspectos técnicos establecidos en el Contrato de Concesión.																								
Concesionario	Transportadora de Gas del Perú S.A.																								
Zona	Ducto comprende desde la zona denominada Las Malvinas, Cusco hasta la entrada del City Gate ubicado en Pampa Río Seco, a la altura de Santa María del Mar, en la Provincia de Lima.																								
Ver Anexo 1, Cuadro 1.1																									
<p>El Sistema de transporte de GN inicia en la planta de Malvinas, atraviesa la cordillera de los Andes y llega a la costa, hasta el punto de entrega ubicado en Surin, donde el gas se filtra y se mide.</p> <p>Tiene una longitud de 730 kms y cuenta con dos estaciones de compresión ubicadas en los departamentos de Ayacucho y Cusco.</p> <p>Tiene 2 estaciones reguladoras de presión y 29 válvulas de bloqueo de línea principal que permiten el flujo a lo largo de su recorrido y que tienen implementados dispositivos de seguridad por rotura de línea y de muy baja presión, los cuales accionan un cierre automático en caso ocurra una rotura, con la finalidad de aislar la sección afectada.</p> <p>Cuenta con 8 instalaciones para lanzamiento y recepción de herramientas de inspección interna, las cuales realizan el monitoreo de la integridad de la tubería. Por otro lado, la capacidad mínima del ducto se visualizan en el siguiente cuadro, de acuerdo al año de operación:</p>																									
<table><tr><th rowspan="2">Año de Operación</th><th colspan="2">Capacidad Mínima</th></tr><tr><th>Punto de Distribución</th><th>City Gate</th></tr><tr><td>1 al 11</td><td>La mayor de: (i) 305 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 430 MMPCD</td><td>La mayor de: (i) 133 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 400 MMPCD</td></tr><tr><td>12 y siguientes</td><td>430 MMPCD</td><td>400 MMPCD</td></tr></table>		Año de Operación	Capacidad Mínima		Punto de Distribución	City Gate	1 al 11	La mayor de: (i) 305 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 430 MMPCD	La mayor de: (i) 133 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 400 MMPCD	12 y siguientes	430 MMPCD	400 MMPCD													
Año de Operación	Capacidad Mínima																								
	Punto de Distribución	City Gate																							
1 al 11	La mayor de: (i) 305 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 430 MMPCD	La mayor de: (i) 133 MMPCD o (ii) la requerida para atender la demanda en el Servicio de Transporte de Gas, hasta 400 MMPCD																							
12 y siguientes	430 MMPCD	400 MMPCD																							
<p>Asimismo, de acuerdo con las prácticas de diseño en la industria, la velocidad del gas natural en el ducto no será mayor a 20 m/s en las diferentes secciones del Sistema de Transporte de Gas. Las Condiciones de operación referenciales son las siguientes:</p> <p>En el punto inicial del ducto:</p> <p>entrega por productor: 37.5 bar absoluto</p> <p>máxima de entrega: 45°C</p> <p>ducto:</p> <p>absoluto</p> <p>En el punto final del</p> <p>-Presión mínima de entrega: 40 bar</p> <p>Por último, el Sistema de Transporte de Gas estará en condiciones de transportar gas con los siguientes niveles máximos de contaminantes:</p>																									
<table><tr><td>Azúfre total</td><td>: 13 mg/m<sup>3</sup></td></tr><tr><td>H<sub>2</sub>S</td><td>: 3 mg/m<sup>3</sup></td></tr><tr><td>CO<sub>2</sub></td><td>: 2% en volumen</td></tr><tr><td>Impurezas totales</td><td>: 4% en volumen</td></tr><tr><td>Agua libre</td><td>: 8 mg/m<sup>3</sup></td></tr><tr><td>Vapor de agua</td><td>: 45 mg/m<sup>3</sup></td></tr><tr><td>Punto de Rocío para hidrocarburos</td><td>: -60°C a 10 bar</td></tr><tr><td>Partículas sólidas</td><td>: 5 ppm para partículas mayores a 10 micras</td></tr></table>		Azúfre total	: 13 mg/m <sup>3</sup>	H <sub>2</sub> S	: 3 mg/m <sup>3</sup>	CO <sub>2</sub>	: 2% en volumen	Impurezas totales	: 4% en volumen	Agua libre	: 8 mg/m <sup>3</sup>	Vapor de agua	: 45 mg/m <sup>3</sup>	Punto de Rocío para hidrocarburos	: -60°C a 10 bar	Partículas sólidas	: 5 ppm para partículas mayores a 10 micras								
Azúfre total	: 13 mg/m <sup>3</sup>																								
H <sub>2</sub> S	: 3 mg/m <sup>3</sup>																								
CO <sub>2</sub>	: 2% en volumen																								
Impurezas totales	: 4% en volumen																								
Agua libre	: 8 mg/m <sup>3</sup>																								
Vapor de agua	: 45 mg/m <sup>3</sup>																								
Punto de Rocío para hidrocarburos	: -60°C a 10 bar																								
Partículas sólidas	: 5 ppm para partículas mayores a 10 micras																								
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	<p>Los beneficiarios finales son los usuarios de Gas Natural del Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao que a la fecha son abastecidos por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálida. El detalle del abastecimiento es el siguiente:</p> <table><tr><th>Categoría Beneficiarios</th><th>Año 1: 2014</th><th>Año 2: 2015</th><th>Año 3: 2016</th><th>Año 4: 2017</th><th>Total</th></tr><tr><td>Clientes sobre nuevas redes de distribución de gas natural 2014-2015</td><td>57,280</td><td>66,411</td><td>74,886</td><td>85,379</td><td>279,136</td></tr><tr><td>Clientes sobre redes existentes de distribución de gas natural hasta diciembre del 2013</td><td>23,341</td><td>34,415</td><td>15,412</td><td>20,065</td><td>93,253</td></tr><tr><td>Total de clientes</td><td>80,621</td><td>100,826</td><td>90,298</td><td>105,444</td><td>371,389</td></tr></table>	Categoría Beneficiarios	Año 1: 2014	Año 2: 2015	Año 3: 2016	Año 4: 2017	Total	Clientes sobre nuevas redes de distribución de gas natural 2014-2015	57,280	66,411	74,886	85,379	279,136	Clientes sobre redes existentes de distribución de gas natural hasta diciembre del 2013	23,341	34,415	15,412	20,065	93,253	Total de clientes	80,621	100,826	90,298	105,444	371,389
Categoría Beneficiarios	Año 1: 2014	Año 2: 2015	Año 3: 2016	Año 4: 2017	Total																				
Clientes sobre nuevas redes de distribución de gas natural 2014-2015	57,280	66,411	74,886	85,379	279,136																				
Clientes sobre redes existentes de distribución de gas natural hasta diciembre del 2013	23,341	34,415	15,412	20,065	93,253																				
Total de clientes	80,621	100,826	90,298	105,444	371,389																				
Ver Anexo 1, Cuadro 1.2																									
monto estimado de inversión	Aproximadamente US\$ 967 millones.																								
plazo de concesión	33 años																								
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse																								

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia



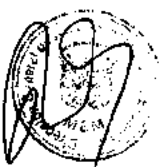
PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 36: Proyecto Transporte de Líquido de Gas Natural de Camisea a Costa

Ficha Proyecto: Transporte de Líquido de Gas Natural de Camisea a Costa	
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	El proyecto consiste en el diseño, suministro de bienes y servicios, construcción y operación del Sistema de Transporte de Líquidos, incluyendo su mantenimiento y reparación, y por la prestación del Servicio de Transporte de Líquidos desde Camisea al departamento de Lima de conformidad con las Leyes Aplicables y los aspectos técnicos establecidos en el Contrato de Concesión.
Concesionario	Transportadora de Gas del Perú S.A.
Zona	Ducto comprende desde la zona denominada Las Malvinas, Cusco hasta la zona denominada Pampa de Clarita, en la Provincia de Cañete, Departamento de Lima,
Aspectos Técnicos	
<p>El sistema de transporte de LGN transporta los líquidos de gas natural separados en la planta criogénica desde el punto de recepción en la localidad de Malvinas hasta la planta de fraccionamiento ubicada en la provincia de Pisco (Ica).</p> <p>Tiene una longitud de 560 kms y en su recorrido cruza más de 35 ríos principales, 2 túneles en la zona de sierra (de 251 y 365 metros de largo) y un puente soporte de tuberías sobre el Río Comercialto.</p> <p>Posee 4 estaciones de bombeo y 3 estaciones reductoras de presión que controlan el flujo del LGN a lo largo de todo su recorrido. Además, el sistema cuenta con 19 válvulas de bloqueo de línea principal, con accionamiento remoto, instaladas a lo largo del ducto para aislar el Sistema en caso de daño o detección de fuga.</p> <p>En los cruces de ríos principales, además de contar con válvulas de bloqueo de línea principal ubicadas aguas arriba, también se cuenta con válvulas check aguas abajo.</p> <p>El STD cuenta con 7 instalaciones para lanzamiento y recepción de herramientas de inspección interna, las cuales realizan el monitoreo de la integridad de la tubería.</p> <p>Además se cuenta con sistemas de Inyección de DRA (Drag Reducer Agent) el cual permite incrementar la capacidad de transporte de LGN. En sus inicios, las instalaciones fueron diseñadas para transportar diariamente 70,000 BPD* de LGN. Sin embargo, acompañando el crecimiento de la demanda de NG, se aceleró la necesidad de invertir en planes de expansión.</p> <p>Las obras del sistema de LGN se completaron con trabajos correspondientes a la instalación de los sistemas de inyección de Drag Reducer - el cual permite reducir la fricción en la tubería con la finalidad aumentar la capacidad de transporte de LGN y al mismo tiempo con la instalación e interconexión de la cuarta bomba y obras complementarias en las estaciones de bombeo; logrando expandir significativamente nuestra capacidad de transporte.</p> <p>A la fecha, cuenta con una capacidad de transporte de 130,000 BPD.</p>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Dados los diversos derivados del líquido de gas natural que tienen lugar en su refinación, los beneficiados son todos aquellos consumidores a nivel nacional de GLP, nafta, gas propano, gas butano y diesel.
Información económica	
monto estimado de inversión	Aproximadamente US\$ 402 millones.
plazo de concesión	33 años
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 8.2.1.5 Proyectos en Ejecución de Gas Natural

Tabla 37: Proyecto Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste

Nombre Proyecto: Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste									
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	El proyecto consiste en brindar el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en las áreas de concesión las cuales comprenden los departamentos de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.								
Concesionario	Gas Natural Fenosa Perú S.A. (GNF)								
Zona	Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.								
Aspectos técnicos									
Los componentes del proyecto incluyen :									
<ul style="list-style-type: none"><li>-Transporte terrestre de Gas Natural Licuado (GNL) desde el Punto de Suministro.(Estación de carga Perú LNG).</li><li>-Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, y las estaciones de regulación, medición y odorización, a ubicarse en las ciudades por abastecer.</li><li>-Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos para suministrar a los usuarios finales.</li></ul>									
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	El Concesionario se comprometió a conectar a 64,000 clientes residenciales en un plazo de siete años, de acuerdo al Primer Plan de Conexiones, que se encuentra contenido en el Anexo N° 05 del Contrato de Concesión.								
	<u>Primer plan de conexiones del contrato de concesión Suroeste</u>								
	Localidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total por localidad
	Arequipa	1.404	4.664	12.081	6.473	9.874	3.467	2.199	40.162
	Moquegua	114	392	999	823	838	291	186	3.443
	Tacna	557	1.856	4.773	2.585	3.905	1.371	870	15.917
	Ilo	155	521	1.346	726	1.100	385	245	4.478
Total por año	2.230	7.433	19.199	10.407	15.717	5.514	3500	64.000	
Nota: GNF debe contar con un mínimo de (04) estaciones de gas natural vehicular instaladas y operativas antes de concluir el plazo del Primer Plan de Conexiones.									
Información económica									
monto estimado de inversión	US\$ 60 Millones								
plazo de concesión	21 años (incluye 24 meses de Construcción)								
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse								

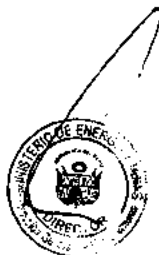
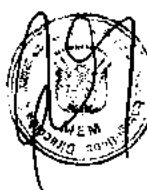
Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia



Tabla 38: Proyecto Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte

Fecha Proyecto: Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte																																																																					
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	El proyecto consiste en brindar el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en las áreas de concesión las cuales comprenden los departamentos de Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque, Pacasmayo.																																																																				
Concesionario	Gases del Pacífico S.A.C. (GDP)																																																																				
Zona	Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque, Pacasmayo.																																																																				
Aspectos Técnicos																																																																					
Componentes del proyecto:																																																																					
-Transporte terrestre de Gas Natural Licuado (GNL) desde el punto de Suministro (Estación carga Perú LNG).																																																																					
-Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, y las estaciones de regulación, medición y odorización, a ubicarse en las ciudades por abastecer.																																																																					
-Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos para suministrar a los usuarios finales.																																																																					
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	El Concesionario se comprometió a conectar a 150,137 clientes residenciales en un plazo de cinco años, de acuerdo al Primer Plan de Conexiones, que se encuentra contenido en el Anexo N° 05 del Contrato de Concesión.																																																																				
	Primer plan de conexiones del contrato de concesión norte																																																																				
	<table><tr><th>Localidad</th><th>2016</th><th>2017</th><th>2018</th><th>2019</th><th>2020</th><th>Total por periodo</th></tr><tr><td>Chimbote</td><td>5.044</td><td>7.399</td><td>6.390</td><td>6.110</td><td>360</td><td>25.323</td></tr><tr><td>Chiclayo</td><td>7.446</td><td>10.923</td><td>9.432</td><td>9.019</td><td>914</td><td>37.734</td></tr><tr><td>Trujillo</td><td>10.332</td><td>15.155</td><td>13.089</td><td>12.514</td><td>674</td><td>51.764</td></tr><tr><td>Huaraz</td><td>1.813</td><td>2.661</td><td>2.297</td><td>2.197</td><td>400</td><td>9.368</td></tr><tr><td>Cajamarca</td><td>3.420</td><td>5.016</td><td>4.332</td><td>4.142</td><td>590</td><td>17.500</td></tr><tr><td>Lambayeque</td><td>1.152</td><td>1.690</td><td>1.468</td><td>1.396</td><td>164</td><td>5.862</td></tr><tr><td>Pacasmayo</td><td>497</td><td>729</td><td>630</td><td>602</td><td>128</td><td>2.586</td></tr><tr><td>Total por año</td><td>29.704</td><td>43.573</td><td>37.630</td><td>35.960</td><td>3.250</td><td>150.137</td></tr></table>						Localidad	2016	2017	2018	2019	2020	Total por periodo	Chimbote	5.044	7.399	6.390	6.110	360	25.323	Chiclayo	7.446	10.923	9.432	9.019	914	37.734	Trujillo	10.332	15.155	13.089	12.514	674	51.764	Huaraz	1.813	2.661	2.297	2.197	400	9.368	Cajamarca	3.420	5.016	4.332	4.142	590	17.500	Lambayeque	1.152	1.690	1.468	1.396	164	5.862	Pacasmayo	497	729	630	602	128	2.586	Total por año	29.704	43.573	37.630	35.960	3.250	150.137
	Localidad	2016	2017	2018	2019	2020	Total por periodo																																																														
Chimbote	5.044	7.399	6.390	6.110	360	25.323																																																															
Chiclayo	7.446	10.923	9.432	9.019	914	37.734																																																															
Trujillo	10.332	15.155	13.089	12.514	674	51.764																																																															
Huaraz	1.813	2.661	2.297	2.197	400	9.368																																																															
Cajamarca	3.420	5.016	4.332	4.142	590	17.500																																																															
Lambayeque	1.152	1.690	1.468	1.396	164	5.862																																																															
Pacasmayo	497	729	630	602	128	2.586																																																															
Total por año	29.704	43.573	37.630	35.960	3.250	150.137																																																															
Nota: GDP debe contar con un mínimo de (09) estaciones de gas natural vehicular instaladas y operativas antes de concluir el plazo del Primer Plan de Conexiones.																																																																					
Información económica																																																																					
monto estimado de inversión	US\$ 145 Millones.																																																																				
plazo de concesión	21 años, incluye 24 meses de construcción																																																																				
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse																																																																				

Fuente: OSINERGMIN  
Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 8.2.1.6 Proyectos en Licitación de Gas Natural

Tabla 39: Proyecto 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

Ficha Proyecto: 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																																																																																																																																																	
Descripción general del proyecto (detallar de qué trata)	Proyecto autosostenible, cuyo objetivo es la entrega en concesión para el Diseño, Financiamiento, Construcción, Operación, Mantenimiento y Transferencia al Estado Peruano, de Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las ciudades de Andahuaylas, Abancay, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Quillabamba, Juliaca, Puno y Pucallpa, las mismas que se encuentran ubicadas en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali.																																																																																																																																																
Concesionario	No aplica																																																																																																																																																
Zona	Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali.																																																																																																																																																
Aspectos técnicos																																																																																																																																																	
<p>El proyecto considera los siguientes parámetros técnicos:</p> <p>-Debe establecerse un programa de Gestión de Calidad que cubra todas las fases del proyecto: ingeniería, diseño, adquisición y fabricación de materiales y equipos, construcción, instalación, prueba y arranque, operación y mantenimiento.</p> <p>-De acuerdo con las prácticas de diseño en la industria, la velocidad del Gas en las redes de acero no deberá ser mayor a 20m/s y en las redes de polietileno no deberá ser mayor a 40 m/s.</p> <p>-El Sistema de Distribución deberá ser diseñado, construido, mantenido y operado para restringir paros no programados y proporcionar una disponibilidad de 99% para un año continuo.</p> <p>-El Sistema de Distribución debe ser diseñado para una vida útil no menor al periodo de concesión.</p>																																																																																																																																																	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	<p>El Plan Mínimo de Conexiones para las categorías A1* y/o A2** por Año de Operación, es el que se indica a continuación:</p> <table><tr><th colspan="9">PLAN MÍNIMO DE CONEXIONES (ACUMULADO)</th></tr><tr><th></th><th>Año 1</th><th>Año 2</th><th>Año 3</th><th>Año 4</th><th>Año 5</th><th>Año 6</th><th>Año 7</th><th>Año 8</th></tr><tr><td>PUNO</td><td></td><td>1,300</td><td>2,300</td><td>3,600</td><td>4,700</td><td>5,300</td><td>6,100</td><td>6,800</td></tr><tr><td>JULIACA</td><td></td><td>2,800</td><td>5,300</td><td>8,200</td><td>10,700</td><td>12,200</td><td>13,900</td><td>14,900</td></tr><tr><td>CUSCO</td><td>1,300</td><td>4,300</td><td>8,000</td><td>12,400</td><td>15,100</td><td>18,400</td><td>20,500</td><td>22,000</td></tr><tr><td>QUILLABAMBA</td><td>100</td><td>300</td><td>500</td><td>800</td><td>1,000</td><td>1,100</td><td>1,300</td><td>1,400</td></tr><tr><td>HUANCAYO</td><td></td><td>3,200</td><td>5,100</td><td>9,400</td><td>12,300</td><td>14,000</td><td>16,000</td><td>17,000</td></tr><tr><td>JAUIJA</td><td></td><td>200</td><td>300</td><td>500</td><td>600</td><td>700</td><td>800</td><td>900</td></tr><tr><td>HUANCAMELICA</td><td></td><td>400</td><td>700</td><td>1,100</td><td>1,400</td><td>1,600</td><td>1,800</td><td>2,000</td></tr><tr><td>AYACUCHO</td><td>700</td><td>2,200</td><td>4,100</td><td>6,200</td><td>8,100</td><td>9,200</td><td>10,400</td><td>11,000</td></tr><tr><td>HUANTA</td><td>100</td><td>400</td><td>700</td><td>1,000</td><td>1,300</td><td>1,500</td><td>1,700</td><td>1,900</td></tr><tr><td>ANDAHUAYLAS</td><td></td><td>700</td><td>1,200</td><td>1,900</td><td>2,400</td><td>2,800</td><td>3,100</td><td>3,500</td></tr><tr><td>ABANCAY</td><td></td><td>400</td><td>600</td><td>1,000</td><td>1,200</td><td>1,400</td><td>1,600</td><td>1,800</td></tr><tr><td>PUCALLPA</td><td></td><td>2,700</td><td>5,100</td><td>7,800</td><td>10,100</td><td>11,700</td><td>13,200</td><td>14,200</td></tr><tr><td>PADRE ABAD</td><td></td><td>400</td><td>700</td><td>1,100</td><td>1,400</td><td>1,600</td><td>1,800</td><td>2,000</td></tr><tr><td>TOTAL</td><td>2,200</td><td>19,300</td><td>35,600</td><td>54,100</td><td>71,300</td><td>81,500</td><td>92,200</td><td>100,000</td></tr></table> <p>Los Consumidores Conectados en cada localidad podrán ser inferiores hasta en un veinte por ciento (20%) de lo indicado en la tabla, siempre que el total de Consumidores Conectados en todas las localidades, no sea inferior al indicado en la tabla para el año correspondiente.</p> <p>*Hasta 20 Sm3/mes **Más de 20 hasta 100 Sm3/mes</p>	PLAN MÍNIMO DE CONEXIONES (ACUMULADO)										Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	PUNO		1,300	2,300	3,600	4,700	5,300	6,100	6,800	JULIACA		2,800	5,300	8,200	10,700	12,200	13,900	14,900	CUSCO	1,300	4,300	8,000	12,400	15,100	18,400	20,500	22,000	QUILLABAMBA	100	300	500	800	1,000	1,100	1,300	1,400	HUANCAYO		3,200	5,100	9,400	12,300	14,000	16,000	17,000	JAUIJA		200	300	500	600	700	800	900	HUANCAMELICA		400	700	1,100	1,400	1,600	1,800	2,000	AYACUCHO	700	2,200	4,100	6,200	8,100	9,200	10,400	11,000	HUANTA	100	400	700	1,000	1,300	1,500	1,700	1,900	ANDAHUAYLAS		700	1,200	1,900	2,400	2,800	3,100	3,500	ABANCAY		400	600	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800	PUCALLPA		2,700	5,100	7,800	10,100	11,700	13,200	14,200	PADRE ABAD		400	700	1,100	1,400	1,600	1,800	2,000	TOTAL	2,200	19,300	35,600	54,100	71,300	81,500	92,200	100,000
	PLAN MÍNIMO DE CONEXIONES (ACUMULADO)																																																																																																																																																
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8																																																																																																																																									
PUNO		1,300	2,300	3,600	4,700	5,300	6,100	6,800																																																																																																																																									
JULIACA		2,800	5,300	8,200	10,700	12,200	13,900	14,900																																																																																																																																									
CUSCO	1,300	4,300	8,000	12,400	15,100	18,400	20,500	22,000																																																																																																																																									
QUILLABAMBA	100	300	500	800	1,000	1,100	1,300	1,400																																																																																																																																									
HUANCAYO		3,200	5,100	9,400	12,300	14,000	16,000	17,000																																																																																																																																									
JAUIJA		200	300	500	600	700	800	900																																																																																																																																									
HUANCAMELICA		400	700	1,100	1,400	1,600	1,800	2,000																																																																																																																																									
AYACUCHO	700	2,200	4,100	6,200	8,100	9,200	10,400	11,000																																																																																																																																									
HUANTA	100	400	700	1,000	1,300	1,500	1,700	1,900																																																																																																																																									
ANDAHUAYLAS		700	1,200	1,900	2,400	2,800	3,100	3,500																																																																																																																																									
ABANCAY		400	600	1,000	1,200	1,400	1,600	1,800																																																																																																																																									
PUCALLPA		2,700	5,100	7,800	10,100	11,700	13,200	14,200																																																																																																																																									
PADRE ABAD		400	700	1,100	1,400	1,600	1,800	2,000																																																																																																																																									
TOTAL	2,200	19,300	35,600	54,100	71,300	81,500	92,200	100,000																																																																																																																																									
Información económica																																																																																																																																																	
monto estimado de inversión	Aproximadamente US\$ 350 Millones ( sin IGV)																																																																																																																																																
plazo de concesión	32 años																																																																																																																																																
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	A determinarse																																																																																																																																																

Nota: El presente proyecto contempla la etapa inicial del proyecto de "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", el cual fue otorgado a Transportadora de Gas Comprimido S.A., el mismo que fue resuelto mediante Laudo Arbitral a fines del 2016.

Fuente: Proinversión

Elaboración Propia



## 8.2.2 Subsector Electricidad

A continuación se presenta el resumen de proyectos del Subsector Electricidad.

### 8.2.2.1 Proyectos Encargados a Proinversión

Los proyectos de Transmisión que fueron encargados a Proinversión para su licitación, pertenecientes al Plan de Transmisión 2015-2024 son los siguientes:

Tabla 40: Proyecto 500kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y subestaciones asociadas

Ficha Proyecto: 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y subestaciones asociadas	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de dos líneas de transmisión de 390 km de longitud total en 500 kV. Así mismo incluye la construcción de una línea de transmisión de 10,5 km de longitud en 220 kV. Se tiene prevista también la construcción de una nueva subestación de 500 kV, así como la ampliación de tres subestaciones, dos de 500 kV y otra de 220 kV.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Huancavelica, Junín, Lima
Aspectos Técnicos	
<b>Líneas de Transmisión:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Construcción de la Línea de Transmisión 500 kV Nueva Mantaro-Nueva Yanango, simple tema, de aproximadamente 179 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Huancavelica y Junín.</li><li>- Construcción de la Línea de Transmisión 500 kV Nueva Yanango -Carapongo, simple tema, de aproximadamente 211 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín y Lima</li><li>- Construcción del Enlace 220 kV Nueva Yanango-Yanango existente, simple tema, de aproximadamente 10,5 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende el departamento de Junín</li></ul>	
<b>Subestaciones:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- 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.</li><li>- 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.</li><li>- 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.</li><li>- Ampliación del patio 220 kV de la subestación Yanango, la cual consiste en instalar una celda de línea para conexión a configuración simple barra.</li></ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 276 516 798,94
Plazo de ejecución	33 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 41: Proyecto Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones asociadas

Ficha Proyecto: Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 184 km de longitud en 500 kV. Así mismo incluye la construcción de dos líneas transmisión de 137 km de longitud total en 220 kV y la construcción de una línea de transmisión de un (1) km de longitud en 138 kV. En el proyecto también se tiene previsto la construcción de dos (2) nuevas subestaciones, una de 500 kV y otra de 220 kV, así como la ampliación de 2 subestaciones, una de 500 kV y otra de 138 kV.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Junín, Pasco, Huánuco
Aspectos Técnicos	
<b>Líneas de Transmisión:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción de la Línea de Transmisión 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco, simple tema, de aproximadamente 184 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín, Pasco y Huánuco.</li> <li>- Construcción de la Línea de Transmisión 220 kV Nueva Huánuco-Yungas, simple tema, de aproximadamente 100 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín y Lima.</li> <li>- Construcción de la Línea de Transmisión 220 kV Tingo María-Chaglla, simple tema, de aproximadamente 37,4 km de longitud y capacidad para transmitir 450 MVA, su ubicación comprende el departamento de Huánuco</li> <li>- Construcción del enlace 138 kV Nueva Huánuco-Amarilis, simple tema de aproximadamente 1 km de longitud y capacidad para transmitir 100 MVA</li> <li>- Construcción de la Variante (seccionamiento de la Línea doble tema Chaglla-Paragsha 220 kV) a conectarse a la subestación Nueva Huánuco, la variante consistirá en dos tramos paralelos, cada tramo en doble tema, 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.</li> <li>- Construcción de la Variante (seccionamiento de la línea en simple tema Tingo María-Vizcarra) a conectarse a la subestación Nueva Huánuco, la variante consistirá en un tramo en doble tema, 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.</li> </ul>	
<b>Subestaciones:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- 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.</li> <li>- Construcción de la Subestación Yungas 220 kV, el patio 220 kV será de configuración doble barra más seccionador de transferencia.</li> <li>- 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.</li> <li>- 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 Huánuco.</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 232 551 794,77
Plazo de ejecución	35 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 42. Proyecto Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV

Ficha Proyecto: Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de un (1) patio de llaves de 500 kV, así como la instalación de un autotransformador de 500 / 200 kV y la construcción de un (1) enlace en 220 kV hacia el patio de llaves.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Lima
Aspectos Técnicos	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción del patio 500 kV de la subestación Planicie, el cual será de configuración interruptor y medio.</li> <li>- Instalación de un banco autotransformador 500/220 kV, 600 MVA.</li> <li>- Enlace con el patio 220 kV de la subestación La Planicie.</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 20 135 313,58
Plazo de ejecución	27 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 43: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kv

Ficha Proyecto: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kv	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la instalación un (1) equipo de compensación reactiva de 220 kV, + 400/- 100 MVAR, así como la instalación de una (1) celda para el equipo de compensación reactiva, además también de la instalación de los equipos secundarios. Se prevé la construcción del edificio de control respectivo.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Lima
Aspectos Técnicos	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación de una celda para el equipo automático de compensación reactiva.</li> <li>- 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.</li> <li>- Construcción de una edificio de control</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 24 838 717,70
Plazo de ejecución	24 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 44: Proyecto Repotenciación a 1000 MVA de la L. T. Carabayllo - Chimbote - Trujillo 500 kV

Ficha Proyecto: Repotenciación a 1000 MVA de la L. T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la instalación de un (1) banco capacitor en el tramo Chimbote-Trujillo (50%), así como la instalación de un (1) banco de compensación de 500 kV en el tramo de Chimbote hacia la futura Subestación Paramonga. En el proyecto se prevé la instalación de un (1) reactor de barra en la subestación Chimbote; del mismo modo en la Subestación Carabayllo se instalará un (1) banco de compensación de 500 kV en el tramo Carabayllo hacia la futura subestación Paramonga.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Lima, Ancash, La Libertad
Aspectos Técnicos	
<b>Ampliación de la subestación Chimbote 500 kV</b> - Instalación de un banco de compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Chimbote - Trujillo. - Instalación de un compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Chimbote a la futura subestación Paramonga. - Instalación de 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.	
<b>Ampliación de la Subestación Carabayllo 500 kV</b> - Instalación de un banco de un banco de compensación serie de 500 kV, grado de compensación al 50% para el tramo Carabayllo a la futura subestación Paramonga	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 32 569 648,64
Plazo de ejecución	31 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 45: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV

Ficha Proyecto: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la instalación de un (1) equipo automático de compensación reactiva de 500 kV, así como la instalación de una (1) celda de equipo automático de compensación reactiva en la subestación Trujillo.
Concesionario	Aún por definir
Zona	La libertad
Aspectos Técnicos	
- Instalación de un equipo automático de compensación reactiva (EACR) de 500 kV y rango de regulación -150 MVAR (inductivo) y +400 MVAR (capacitivo). - Instalación de una celda de equipo automático de compensación reactiva, equivalente a 2/3 del diámetro	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 31 765 593,99
Plazo de ejecución	28 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 46: Proyecto L. T. Tintaya - Azángaro 220 kV

Ficha Proyecto: L. T. Tintaya - Azángaro 220 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 128 km de longitud en 220 kV, así como la ampliación de la subestación Azángaro y la ampliación de la subestación Tintaya.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Cuzco - Puno
Aspectos Técnicos	
<b>Línea de Transmisión</b> - Construcción de una línea de transmisión de 128 Km en 220 kV, con simple terna y capacidad de 450 MVA.	
<b>Subestaciones</b> - Ampliación de la SE Azángaro <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modificación a un sistema doble barra en 220 kV con seccionador de transferencia.</li> <li>- Instalación de celda de acoplamiento</li> <li>- Instalación de una celda de salida a la línea hacia SE Tintaya.</li> <li>- Equipamiento complementario para la celda de línea y transformador existente.</li> </ul> - Ampliación de la SE Tintaya <ul style="list-style-type: none"> <li>- Instalación de una celda de línea para la llegada de la Línea proyectada.</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 58 886 162,44
Plazo de ejecución	33 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 47: Proyecto L. T. Aguaytia - Pucallpa 138 kV

Ficha Proyecto: L. T. Aguaytia - Pucallpa 138 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 132 km de longitud en 138 kV, así como la instalación de celdas de enlace en las subestaciones de Aguaytia y Pucallpa.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Ucayali
Aspectos Técnicos	
- Construcción de una nueva línea de Transmisión de 132 km en 138 kV Aguaytia - Pucallpa. - Instalación de celdas de enlace en las subestaciones de Aguaytia y Pucallpa lado 138 kV, para conexión de la nueva línea de transmisión en 138 kV	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 20 274 408,53
Plazo de ejecución	33 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 48: Proyecto S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV

Ficha Proyecto: S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de la subestación Nueva Carhuaquero así como la instalación de seis (6) celdas incluidas en la subestación, así mismo se realizará el acondicionamiento para la instalación futura de ocho (8) celdas adicionales. En el proyecto se prevé el desmontaje de una línea de derivación de 3 km de longitud, así mismo la construcción de una línea de derivación de 5 km de longitud en 220 kV y la instalación de un enlace de fibra óptica de 2 km de longitud en el tramo Chiclayo - Nueva Carhuaquero - Carhuaquero.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Cajamarca
Aspectos Técnicos	
<b>Subestación</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Construcción de la subestación Nueva Carhuaquero de 220 kV</li><li>- Instalación de una celda hacia SE existente.</li><li>- Instalación de una Celda hacia la LT Chiclayo</li><li>- Instalación de una celda hacia la LT a Cajamarca Norte ( Cobra)</li><li>- Instalación de una celda hacia Rio Tinto</li><li>- Instalación de una celda de acoplamiento</li><li>- Acondicionamiento del espacio para ocho (8) celdas futuras.</li></ul> <b>Enlaces de Líneas de Transmisión</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Construcción de derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Chiclayo-Carhuaquero de 2 km de longitud.</li><li>- Construcción de derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Nueva Carhuaquero-Rio Tinto de 3 km de longitud.</li><li>- Construcción de derivación a SE Nueva Carhuaquero: LT Nueva Carhuaquero-Cajamarca Norte de 3 km de longitud.</li><li>- Desmontaje Líneas derivación a Nueva Carhuaquero de 2 km de longitud.</li><li>- Construcción de enlace de fibra óptica Chiclayo-Nueva Carhuaquero-Carhuaquero</li></ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 9 509 090,24
Plazo de ejecución	33 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

### 8.2.2.2 Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022

**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Tabla 49: Proyecto Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca (Proyecto Potencial)**

<b>Ficha Proyecto: Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca</b>	
<b>Descripción general del proyecto</b>	El proyecto comprende la repotenciación de una línea de transmisión de 137 km de longitud en 220 kV desde la subestación Trujillo Norte hasta la Subestación Cajamarca Norte la cual presenta una antigüedad de 11 años. El proyecto incrementará la capacidad de la Línea de 150 MVA a 250 MVA.
<b>Concesionario</b>	Conenhua
<b>Zona</b>	La Libertad, Cajamarca
<b>Aspectos Técnicos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- En donde estén ubicadas estructuras de suspensión, se propone elevar una distancia determinada en el sitio donde actualmente se ubica la cadena de suspensión, mediante la colocación del aislador Line post horizontal, de acuerdo a lo que permita el ángulo de apartamiento del cable de guarda y las limitaciones de espacio de la estructura.</li> <li>- En los casos que se presenten estructuras de anclaje sólo en uno de los lados del vano crítico, se optará por elevar los conductores mediante la colocación de aisladores Line post horizontal en la estructura de suspensión y en caso que no sea suficiente se combinará con la actividad adicional de remoción del terreno.</li> <li>- En caso de tener un vano crítico entre dos estructuras de anclaje la solución será la remoción del terreno.</li> <li>- En la presentación de las alternativas de solución se ha tomado en cuenta, que sólo se podrán efectuar las modificaciones durante el tiempo de parada de línea por mantenimiento.</li> <li>- Se ha estimado que existen 65 vanos críticos para el repotenciamiento de la línea para la potencia de 250MVA.</li> </ul>	
<b>Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)</b>	Usuarios del SEIN
<b>Información económica</b>	
<b>Monto estimado de inversión</b>	USD \$ 655 614,15
<b>Plazo de ejecución</b>	5 meses
<b>Costos (de instalación, operación, mantenimiento)</b>	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

### 8.2.2.3 Proyectos del Plan de Transmisión 2017-2026

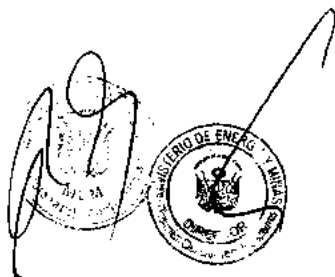
Los proyectos de Transmisión que serán encargados a Proinversión para su licitación, pertenecientes al Plan de Transmisión 2017-2026 son:

Tabla 50: Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas

Ficha Proyecto: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 87 km de longitud en 500 kV, así como la construcción de una línea de transmisión de 16 km de longitud en 220 kV. El proyecto también prevé la construcción de la subestación Piura Nueva de 500/220 kV, así como la ampliación de la subestación La Niña en 500 kV, además de la instalación de un Compensador Reactivo Variable en la subestación Piura Nueva y la ampliación de la subestación Piura Oeste.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Piura
Aspectos Técnicos	
<b>Líneas de Transmisión:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Construcción de una Línea de Transmisión de 87 km en 500 kV La Niña - Piura Nueva.</li><li>- Construcción de una Línea de Transmisión de 16 km en 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste.</li></ul> <b>Subestaciones:</b> <ul style="list-style-type: none"><li>- Construcción de la subestación Piura Nueva de 500/220 kV.</li><li>- Ampliación en 500 kV de la subestación La Niña</li><li>- Instalación de un Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) -150+300 MVAR en S.E. Piura Nueva 500 kV</li><li>- Ampliación de la subestación Piura Oeste</li></ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información Económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 132 106 399
Plazo de ejecución	40 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



  
Ministerio de Energía y Minas



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 51: Proyecto Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones

Ficha Proyecto: Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 73 km de longitud en 220 kV. Así mismo se prevé la construcción de la subestación Nueva Tingo María en donde se realizará el seccionamiento de la Línea de Transmisión Chaglla - Tingo María mediante una línea de 8,5 km. En el proyecto se incluye la ampliación de la subestación Aguaytía.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Huánuco, Ucayali
Aspectos Técnicos	
<b>Líneas de Transmisión:</b> - Construcción de una Línea de Transmisión de 73 km de Tingo María - Aguaytía en 220 kV con capacidad de 250 MVA.	
<b>Subestaciones:</b> - Construcción de la subestación Nueva Tingo María de 220 kV con tres (03) celdas de línea y una celda de acoplamiento de barras. - Seccionamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Chaglla - Tingo María en subestación Nueva Tingo María, para conectarse a la Nueva SE Tingo María, mediante una línea de derivación de aproximadamente 8,5 km con capacidad de 450 MVA. - Ampliación en 220 kV de la S.E. Aguaytía con una celda de línea.	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 22 445 252
Plazo de ejecución	40 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 52: Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas

Ficha Proyecto: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 158 km de longitud en 220 kV. Así mismo el proyecto incluye la construcción de la subestación Nueva Tumbes de 220 kV, en donde se tiene previsto realizar el seccionamiento de la Línea de Transmisión Zorritos - Machala. El proyecto tiene previsto realizar conexiones en 220 kV hacia la subestación Pariñas la cual será ampliada y posteriormente se realizará el seccionamiento de la línea de transmisión Piura Oeste - Talara y el seccionamiento de la línea de transmisión Talara - Zorritos.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Piura, Tumbes
Aspectos Técnicos	
<b>Líneas de Transmisión:</b> - Construcción de 158 km de Línea de Transmisión en 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes.	
<b>Subestaciones:</b> - Construcción de la subestación Nueva Tumbes de 220 kV - Ampliación en 220 kV de la S.E. Pariñas - Seccionamiento de la L.T. 220 kV Zorritos - Machala en la S.E. Nueva Tumbes.	
<b>Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, que comprende</b> - El seccionamiento de la L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara en la subestación Pariñas - El seccionamiento de la L.T. 220 kV Talara - Zorritos en S.E. Pariñas - Instalación de un Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) -150+/300 MVAR en S.E. Piura Nueva 500 kV	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 53 462 715
Plazo de ejecución	40 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla 53: Proyecto Esquema Especial de Protección (EPP) del área Norte del SEIN (Proyecto Potencial)

Ficha Proyecto: Esquema Especial de Protección (EEP) del área Norte del SEIN	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la instalación de ocho (8) unidades de Medición Fasorial en las barras de 500 kV de las subestaciones Carabayillo, Chimbote, Trujillo y La Niña, así como la instalación de cuatro (4) Concentradores de Datos Fasoriales en las subestaciones 220 kV de Chimbote, Trujillo Nueva, La Niña y Piura Oeste. Se prevé una segunda etapa en donde se ampliará a un mayor número de barras, incluyendo a las subestaciones de La Planicie y Carapongo en la zona central, y diversas subestaciones de 220 kV en la zona norte, a este EEP también se integrarán los PMUs existentes en Cerro Verde, lo que permitirá interconectar sistemas de protección basados en PMUs.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Piura, Tumbes
Aspectos Técnicos	
<b>Primera Etapa:</b> - Instalación de ocho (08) Unidades de Medición Fasorial (PMU) en las barras de 500 kV de las subestaciones Carabayillo, Chimbote, Trujillo y La Niña - Instalación de cuatro (04) Concentradores de Datos Fasoriales (PDC) en las subestaciones 220kV de Chimbote, Trujillo Nueva, La Niña y Piura Oeste.	
<b>Segunda Etapa (proyectado para el año 2022):</b> - Se ampliará a un mayor número de barras, incluyendo a las subestaciones de La Planicie y Carapongo en la zona central, y diversas subestaciones de 220 kV en la zona norte. A este EEP también se integrarán los PMUs existentes en Cerro Verde, lo que permitirá interconectar sistemas de protección basados en PMUs.	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 3 411 000
Plazo de ejecución	Fecha de Puesta en Operación prevista para la Primera Etapa: Año 2017 Fecha de Puesta en Operación prevista para la Segunda Etapa: Año 2022
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 54: Proyecto Esquema Especial de Protección (EPP) del Área Centro – Oriente (Proyecto Potencial)

Ficha Proyecto: Esquema Especial de Protección (EEP) del área Centro-Oriente	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la instalación de IEDs en la Subestación Tingo María, que ante fallas en la línea de transmisión "L-2252" estos IEDs enviarán Disparos Directos Transferidos (DDTs) hacia las subestaciones Pucallpa y Bellavista para desconectar carga, a través de un PDC que se instalará en la SE Tingo María, esto dependiendo de las condiciones de flujo y tensión por la línea de transmisión "L-2251".
Concesionario	Aún por definir
Zona	Huánuco
Aspectos Técnicos	
El proyecto está conformado, por IEDs que serán instalados en la Subestación Tingo María, los cuales monitorearán el estado de las líneas L-2252, L-2251, L-1142, y L-1122. Ante fallas en la línea L-2252, estos IEDs enviarán Disparos Directos Transferidos (DDTs) hacia las subestaciones Pucallpa y Bellavista para desconectar carga, a través de un PDC que se instalará en la SE Tingo María, esto dependiendo de las condiciones de flujo y tensión por la línea L-2251.	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 276 036
Plazo de ejecución	Fecha de Puesta en Operación prevista: Año 2017
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 8.2.2.4 Proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión

Por su parte, los siguientes son los proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión 2013-2017 que serán encargados a Proinversión para su licitación:

Tabla 55. Proyecto Subestación Chíncha Nueva - 220/60 kV

Ficha Proyecto: Subestación Chíncha Nueva - 220/60 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de la subestación Chíncha Nueva, se tiene previsto el montaje de 2 (dos) celdas de línea en 220 kV, 3 celdas de línea en 80 kV y cuatro (4) celdas de línea en 10 kV. Así mismo se incluye la instalación de un de transformación de potencia que comprende tres (3) transformadores monofásicos con una potencia de 3x25/25/10 MVA.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Plura
Aspectos Técnicos	
<b>Subestación:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción de la subestación Chíncha Nueva tipo AIS, de configuración doble barra en 220 kV y 60 kV, y barra simple en 10 kV.</li> <li>- En 220 kV se montará 2 celdas de línea, una celda de transformación, una celda de acople, y 2 espacios futuros para 2 celdas de línea.</li> <li>- En 60 kV se montará 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.</li> <li>- En 10 kV se montará 4 celdas en 10kV y se dejarán 2 celdas futuras.</li> <li>- Se instalará un banco de transformación de potencia que comprende tres (3) transformadores monofásicos con una potencia de 3x25/25/10 MVA.</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
monto estimado de inversión	USD \$ 20 119 254
plazo de ejecución	32 meses
costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 56. Proyecto Subestación Nazca Nueva -220/60 kV

Ficha Proyecto: Subestación Nazca Nueva - 220/60 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de la subestación Nazca Nueva, en donde se tiene previsto la instalación de un sistema de barras colectoras del tipo simple barra. Así mismo en el proyecto se prevé el acondicionamiento de espacios para la ampliación futura a un sistema de doble barra en 220 kV.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Plura
Aspectos Técnicos	
<b>Subestación:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Construcción de la subestación Nazca Nueva tipo AIS, con niveles de tensión nominal de 220 kV y 60 kV, con disponibilidad de salidas en 10 kV.</li> <li>- En 220 kV y 60 kV se instalará un sistema de barras colectoras del tipo simple barra.</li> <li>- Se prevé espacios para la ampliación futura de un sistema de doble barra en 220 kV.</li> </ul>	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios del SEIN
Información económica	
Monto estimado de inversión	USD \$ 17 671 102
Plazo de ejecución	30 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

**PERÚ**Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Por su parte, los siguientes proyectos pertenecen al Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021:

Tabla 57: Proyecto L.T. 138 kV Puerto Maldonado - Iberia

Ficha Proyecto: L.T. 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 161 km de longitud en 138 kV desde Puerto Maldonado hasta Iberia. Asimismo, el proyecto contempla la construcción de una (1) subestación eléctrica en Iberia de 138/22.9/10 kV, cuyo transformador a implementarse sería de 16/5/14 MVA, recientemente desinstalado de la subestación Puerto Maldonado.
Concesionario	Aún por definir
Zona	Madre de Dios
<b>Aspectos Técnicos</b>	
<b>Línea de Transmisión</b> - Construcción de una (1) línea de transmisión de 160,6 km en 138 kV  <b>Subestación</b> - Construcción de una subestación en Iberia de 138/22.9/10 kV - Instalación de una celda de Línea - Transformador de 138 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Transformador de 23 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Transformador de 10 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Medición de 23 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Medición de 10 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de dos celdas de Alimentación de 10 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Alimentación de 23 kV, en la Subestación Iberia. - Instalación de una celda de Línea de 138 kV, en la Subestación Puerto Maldonado	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios de la Región Madre de Dios
<b>Información económica</b>	
Monto estimado de inversión	USD \$ 20 411 835
Plazo de ejecución	Aprox. 26 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

Tabla 58: Proyecto L.T. 220 kV Runatullo - Satipo y Nueva Subestación Satipo 220/60/22.9 kV

Ficha Proyecto: L.T. 220 kV Runatullo - Satipo y Nueva Subestación Satipo 220/60/22.9 kV	
Descripción general del proyecto	El proyecto comprende la construcción de una Línea de Transmisión de 77 km de longitud aproximada en 220 kV desde la Central Hidroeléctrica Runatullo hasta la subestación Satipo, así mismo el proyecto contempla la construcción de la subestación Satipo y, así como la instalación de un (1) Autotransformador de 220/138/60 kV.
Concesionario	Aún por definir
Zona	
<b>Aspectos Técnicos</b>	
Construcción de la línea de transmisión de 76,5 km en 220 kV Runatullo - Satipo y celdas conexas Construcción de la subestación Satipo 220/138/60 kV con capacidad de 50 MVA y celdas conexas Transformador de 220/138/60 kV con capacidad 50 MVA y 83/24-30/40 con capacidad de 50 MVA.	
Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)	Usuarios de la Región de Junín.
<b>Información económica</b>	
Monto estimado de inversión	USD \$ 15 673 099
Plazo de ejecución	Aprox. 26 meses
Costos (de instalación, operación, mantenimiento)	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 59: Proyecto Subestación Chira**

<b>Ficha Proyecto Subestación Chira</b>	
<b>Descripción general del proyecto</b>	El proyecto comprende la construcción de la nueva subestación Chira de 220/60/23 kV y capacidad de 100 MVA, en donde se tiene previsto realizar el seccionamiento de la línea de transmisión en 220 kV Piura Oeste - Paríñas y se conectará a la línea de transmisión en 60 kV Sullana - La Huaca. Así mismo en el proyecto se incluye la instalación de un transformador de 1000 MVA, tres celdas de Transformador y la construcción de la sala de control respectiva.
<b>Concesionario</b>	Aún por definir
<b>Zona</b>	Piura (Área de Demanda N° 1)
<b>Aspectos Técnicos</b>	
. Patio de llaves con dos celdas de Línea en 220 kV de doble barra. . Instalación de dos celdas de línea en 60 kV en doble barra. . Instalación de un transformador de 100 MVA de Capacidad. . Instalación de 3 celdas de Transformador. . Construcción de una sala de control	
<b>Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)</b>	Con esta nueva subestación se beneficiarán los usuarios de Paita, Paita Industrial (proyectada), Tierra Colorada, Sullana, El Arenal y la Huaca
<b>Información económica</b>	
<b>Monto estimado de inversión</b>	USD \$ 5 477 166
<b>Plazo de ejecución</b>	30 meses
<b>Costos (de instalación, operación, mantenimiento)</b>	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia

**Tabla 60: Proyecto Subestación Nueva Viru (Proyecto Potencial)**

<b>Ficha Proyecto Subestación Nueva Viru</b>	
<b>Descripción general del proyecto</b>	El proyecto comprende la implementación de la nueva subestación Viru Nueva de 220/138/60 kV y capacidad de 120 MVA, esta subestación permitirá atender la demanda de Virú, Chao y Huaca del Sol; así como afianzar la subestación Trujillo Sur.
<b>Concesionario</b>	Aún por definir
<b>Zona</b>	Trujillo (Área de Demanda N° 3)
<b>Aspectos Técnicos</b>	
. Instalación de una celda de Línea de 220 kV hasta la subestación Trujillo Norte. . Instalación de una celda de Línea de 220 kV hasta la subestación Chimbote. . Instalación de una celda de Transformador de 220 kV . Instalación de una Transformador de 220/138/60 kV de capacidad 120 MVA . Instalación de una celda de Transformador de 60 kV	
<b>Beneficiarios (quiénes son y cómo los cuantifican?)</b>	Usuarios de la región de Trujillo
<b>Información económica</b>	
<b>Monto estimado de inversión</b>	USD \$ 4 186 387
<b>Plazo de ejecución</b>	30 meses
<b>Costos (de instalación, operación, mantenimiento)</b>	Aún por definir

Fuente y Elaboración Propia





## 8.3 Detalle de proyectos Subsector Hidrocarburos

**1. 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.

Tabla 61: Zonas de Abastecimiento de GLP y Diesel

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

Fuente y elaboración propia

Gráfico N° 20: 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 las Tablas N°62, 63, 64 y 65.

*Tabla 62: Costo de instalación almacenes de GLP*

Capacidad 10 días	Norte	Centro	Sur
SISE (MB)	163	83	126
Costo (US\$)			
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
<b>Total Inversión</b>	<b>80,338,353</b>	<b>40,908,487</b>	<b>62,102,040</b>

Fuente y elaboración propia

*Tabla 63: Costo de instalación de almacenes para Diesel*

Capacidad 10 días	Norte	Centro	Sur	Lima
SISE (MB)	366	242	591	547
Costo (US\$)				
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
<b>Total Inversión</b>	<b>60,390,000</b>	<b>39,930,000</b>	<b>97,515,000</b>	<b>90,255,000</b>

Fuente y elaboración propia



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla 64: Costo agregado de la instalación de almacenes para Diesel y GLP**

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

Fuente y elaboración propia

**Costos de operación y mantenimiento**

Los costos de operación y mantenimiento del proyecto se resumen en las Tablas N°65, 66 y 67.

**Tabla 65: Costo de operación y mantenimiento anual de almacenes de GLP**

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

Fuente: Petroperú – Proyecto Nueva Refinería Talara

**Tabla 66: Costo de operación y mantenimiento anual de almacenes de Diesel**

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

Fuente: Petroperú – Proyecto Nueva Refinería Talara

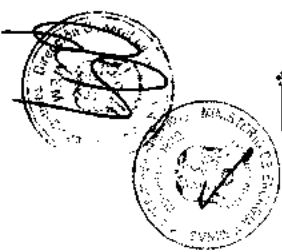


**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017***Tabla 67: Costo agregado dela mantenimiento de almacenes para Diesel y GLP*

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

Fuente: Petrop Perú – Proyecto Nueva Refinería Talara





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

## 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.

Tabla 68: Flujo de caja económico para infraestructura de almacén de Diesel

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
(+) Servicio de almacenamiento			93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82
(-) AOM			13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41
Utilidad Bruta			80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41
(-) Depreciación			7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20
(-) Utilidad de operarios (10%)			8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04
Utilidad Operacional			64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16
Utilidad Neta			48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19

	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23
(+) Servicio de almacenamiento	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82	93.547.82
(-) AOM	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41	13.287.41
Utilidad Bruta	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41	80.260.41
(-) Depreciación	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20	7.242.20
(-) Utilidad de operarios (10%)	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04	8.026.04
Utilidad Operacional	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16	64.992.16
Utilidad Neta	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19	48.094.19

**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****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.

*Tabla 69: Flujo de caja económico para infraestructura de almacén de GLP*

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11
(+) Servicio de almacenamiento			52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79
(-) AOM			11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04
Utilidad Bruta			40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75
(-) Depreciación			4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33
(-) Utilidad de operarios (10%)			4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37
Utilidad Operacional			31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04
Utilidad Neta			23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73

	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	Año 21	Año 22	Año 23
(+) Servicio de almacenamiento	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79	52.209.79
(-) AOM	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04	11.916.04
Utilidad Bruta	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75	40.293.75
(-) Depreciación	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33	4.809.33
(-) Utilidad de operarios (10%)	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37	4.029.37
Utilidad Operacional	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04	31.455.04
Utilidad Neta	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73	23.276.73

## 2. 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".

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 o de un gasoducto secundario hacia las regiones de Apurímac, Cuzco, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna según el siguiente detalle:

Tabla 70: Puntos de Entrega

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

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.

## 3. Proyecto Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del País

### Antecedentes

- Como parte del desarrollo del gas natural en el país a través del Proyecto Camisea, las empresas de generación eléctrica se han concentrado en la provincia de Cañete (Chilca), representando un 45% del total de energía térmica generada, conocido como el Nodo energético de Chilca. Al respecto, cabe mencionar que dicho Nodo Energético depende del único ducto de transporte de gas natural que actualmente tiene el país, el mismo que ha presentado algunos inconvenientes en el suministro de gas natural debido a roturas en el ducto, así como por actos de terceros.
- Es por ello que con fecha 23 de julio de 2014 se suscribió el Contrato para desarrollar el proyecto "Mejoras a la Seguridad Energética del País y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano" con el Consorcio Gasoducto Sur Peruano, proyecto que contemplaba el diseño, financiamiento, procura, construcción, puesta en operación, operación, mantenimiento, explotación de los Bienes de la Concesión y transferencia de los mismos, así como de las facilidades requeridas, para respaldar a los sistemas existentes de transporte y para transportar el gas necesario para las regiones de la zona sur del Perú.



- No obstante, cabe mencionar que el citado Contrato se dio por terminado debido a que el Consorcio Gasoducto Sur Peruano no pudo concretar el Cierre Financiero para el desarrollo del mencionado Proyecto.
- Debido a ello, el 30 de enero del 2017, la Dirección General de Hidrocarburos solicita a la Dirección General de Planeamiento y Presupuesto la modificación del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas – 2016, a fin de incluir el proyecto “Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú” en dicho Informe Multianual.
- Al respecto, se adjunta los Lineamientos Generales del proyecto “Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú”, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 14.3 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 410-2015-EF.
- Al respecto, si bien se vienen impulsando diferentes proyectos para la masificación de gas natural a través de gasoductos virtuales en el sur del país, subsiste la necesidad de asegurar el continuo abastecimiento de gas natural para que dichos proyectos sean sostenibles en el tiempo y no exista dependencia del actual ducto de transporte de gas natural.
- De lo expuesto se desprende que existe la necesidad de contar con una infraestructura de transporte de gas adicional que contribuya a brindar seguridad energética al país, razón por la cual, dada la magnitud de los trabajos que involucra un proyecto de tal envergadura y siendo necesario obtener la propuesta más ventajosa a fin de satisfacer el interés nacional, se ha considerado necesario licitar el proyecto, promoviendo así la búsqueda de competencia entre diversos postores, en virtud al Principio de Competencia que contempla el Decreto Legislativo N° 1224.

**Nombre del proyecto**

“Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú”.

**Objetivo**

Asegurar el continuo suministro de gas natural en el sur del país, para que los ciudadanos puedan tener acceso a una mejor calidad de vida a través del uso de un combustible menos contaminante, así como impulsar la masificación del gas natural, a través de la descentralización del nodo de generación eléctrica, el desarrollo de industrias y otros proyectos que promuevan el desarrollo del sur del país.

**Descripción**

El proyecto de “Sistema Integrado de Transporte de Gas – Zona Sur del Perú”, comprenderá, entre otros aspectos, lo siguiente:



- Desarrollo de una infraestructura de ductos de transporte para gas natural y líquidos de gas natural, teniendo como punto de inicio Cusco (Malvinas) y pasará por las regiones de Arequipa y Moquegua principalmente.
- El Sistema Integrado de Transporte se dará en un contexto de operación, mantenimiento, seguridad, confiabilidad entre otros, exigidas por las normas internacionales y las normas de exigencia según el Contrato de Concesión.

Gráfico N° 21: Esquema del Proyecto



#### 8.4 Detalle de proyectos Subsector Electricidad

En el presente acápite se presentarán los proyectos, que se encargaron a Proinversión para su respectiva Licitación, de manera más detallada. Estos pertenecen al Plan de Transmisión 2015 – 2024 y al Plan de Transmisión 2013 – 2022.

##### 8.4.1 Proyectos del Plan de Transmisión 2015-2024

**Proyecto: Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas.**

##### - 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



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

zona de Mantaro hacia Lima, prevista de los nuevos proyectos de generación que ingresarán a operar en dicha zona.

- Descripción General del Proyecto

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

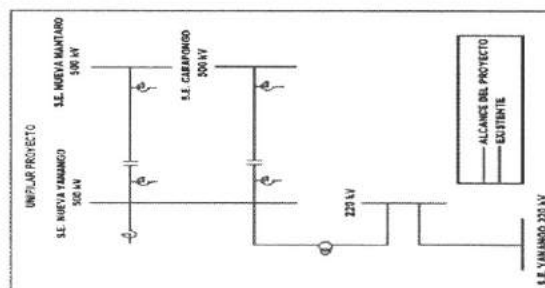
- i. Línea de Transmisión 500 kV Nueva Mantaro-Nueva Yanango, simple terna, de aproximadamente 179 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Huancavelica y Junín.
- ii. Línea de Transmisión 500 kV Nueva Yanango –Carapongo, simple terna, de aproximadamente 211 km de longitud y capacidad para transmitir 1400 MVA, su ubicación comprende los departamentos de Junín y Lima.
- iii. 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:

- i. 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.
- ii. 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.
- iii. 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.
- iv. 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.

Gráfico N° 22. Configuración del Proyecto



- Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- i. 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.
  - ii. 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.
  - iii. L.T. 220 kV Yanango-Nueva Yanango, simple terna, incluye la implementación de una celda de línea en la S.E. Yanango 220 kV.
  - iv. S.E. Nueva Yanango 500/220 kV
- Comentarios
- I. 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.
  - II. Otro punto a tomar en cuenta es que el patio 220 kV de la subestación Yanango no cuenta con espacio para su ampliación.
  - III. Actualmente se encuentra en etapa de Licitación
- Plazo de Ejecución  
El plazo estimado de ejecución es de 33 meses
- Montos de Inversión  
El presupuesto estimado es de USD \$ 276.516.798,94

**Proyecto: Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas.**

- 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).
- Descripción General del Proyecto  
El proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de transmisión:
- i. 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.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- ii. 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.
- iii. 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
- iv. Enlace 138 kV Nueva Huánuco-Amarilis, simple terna de aproximadamente 1 km de longitud y capacidad para transmitir 100 MVA
- v. 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.
- vi. 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.

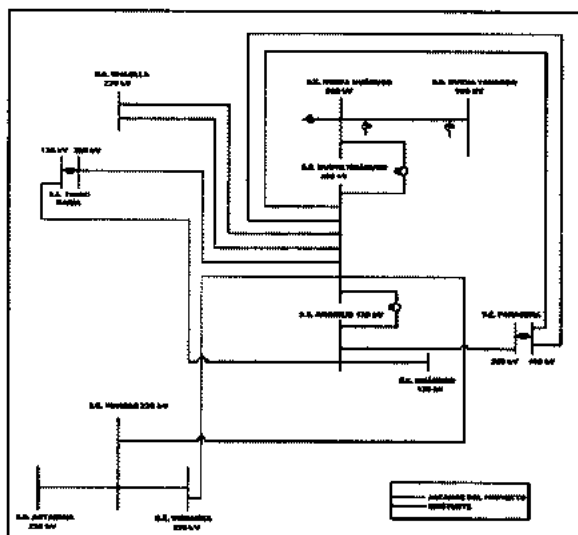
Para la implementación de estas líneas será necesario realizar la construcción y ampliación de las siguientes subestaciones:

- i. 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.
- ii. 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.
- iii. Construcción de la Subestación Yungas 220 kV, el patio 220 kV será de configuración doble barra más seccionador de transferencia.
- iv. 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 Huánuco.

El siguiente esquema muestra la configuración del proyecto.



**Gráfico N° 23: Configuración del Proyecto**



- Alcance General

**Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:**

- i. L.T. 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco, en simple terna
- ii. L.T. 220 kV Nueva Huánuco – Yungas, en simple tema
- iii. L.T. 220 kV Tingo María-Chaglla, en simple terna
- iv. Enlace 138 kV Nueva Huánuco-Amarilis, en simple terna
- v. S.E. Nueva Huánuco 500/220 kV
- vi. S.E. Yungas 220 kV
- vii. Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánuco
- viii. Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra en la SE Nueva Huánuco

## - Comentarios

- i. 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.
- ii. Actualmente se encuentra en etapa de Licitación.

**- Plazo de Ejecución**

**El plazo estimado de ejecución es de 35 meses**

- Montos de Inversión

**El presupuesto estimado es de USD \$ 232.551.794,77**



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

**Proyecto: Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV**

- **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.

- **Descripción General del Proyecto**

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

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

- **Alcance General**

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

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

- **Plazo de Ejecución**

El plazo estimado de ejecución es de 27 meses

- **Montos de Inversión**

El presupuesto estimado es de USD \$ 20.135.313,58

**Proyecto: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV**

- **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.

- **Descripción General del Proyecto**

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

- i. Una celda para el equipo automático de compensación reactiva.
- ii. Instalación de un equipo automático de compensación reactiva, 220 kV, +400/-100 MVAR, que comprende el montaje del equipamiento principal





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

(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 edificio de control.

- Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

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

- Comentarios

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

- Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 24 meses

- Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 24.838.717,70

**Proyecto: Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo – Chimbote – Trujillo 500 kV**

- 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.

- 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:

- i. 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.
- ii. 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



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

- Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

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

- Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 31 meses

- Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 32.569.648,64

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

- 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.

- 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:

- i. 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

- Alcance General

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes instalaciones:

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

- Plazo de Ejecución

El plazo estimado de ejecución es de 28 meses

- Montos de Inversión

El presupuesto estimado es de USD \$ 31.765.593,99





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

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

**- 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 Electrica internacional S.A.-AC Capitales SAFI (con Redesur como probable Concesionario), y está comprendida en el Proyecto Azángaro-Juliaca-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:

**i. 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.

**ii. SE Tintaya 220 kV**

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

**- Alcance General**

El proyecto comprende lo siguiente:

- i. 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).
- ii. Ampliación de la SE Azángaro
  - o Modificación a un sistema doble barra en 220 kV con seccionador de transferencia.
  - o Instalación de celda de acoplamiento
  - o Instalación de una celda de salida a la línea hacia SE Tintaya.
  - o Equipamiento complementario para la celda de línea y transformador existente.
- iii. Ampliación de la SE Tintaya



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

iv. Instalación de una celda de línea para la llegada de la Línea proyectada.

- Plazo de Ejecución  
El plazo estimado de ejecución es de 33 meses
- Montos de Inversión  
El presupuesto estimado es de USD \$ 58.886.162,44

**Proyecto: L.T. Aguaytía – Pucallpa 138 kV (segundo circuito)**

- 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.
- Alcance General  
El Proyecto comprende:
  - i. Una nueva línea de Transmisión 138 kV Aguaytía – Pucallpa.
  - ii. 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.
- Características Técnicas del Proyecto :
  - i. Características de la Línea:
    - o Tensión nominal : 138 kV
    - o Longitud : 132.2 Kms.
    - o Potencia de diseño : 150 MVA.
    - o N° de ternas : Simple terna
  - ii. Características de las Subestaciones
    - o 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.
    - o 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.
- Plazo de Ejecución  
El plazo estimado de ejecución es de 33 meses
- Montos de Inversión  
El presupuesto estimado es de USD \$ 20.274.408,53





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Informe Multianual de Inversiones - 2017

#### 8.4.2 Proyectos Plan de Transmisión 2013-2022

##### Proyecto: Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo – Cajamarca

- **Antecedentes:**

El proyecto está hecho con el fin de aliviar los problemas de congestión en la línea de transmisión existente en 220 kV, entre la SE Trujillo Norte y la SE Cajamarca Norte. Se requerirá incrementar el nivel actual de capacidad de 150 MVA a 250 MVA.

- **Características Técnicas del Proyecto:**

- En donde estén ubicadas estructuras de suspensión, se propone elevar una distancia determinada en el sitio donde actualmente se ubica la cadena de suspensión, mediante la colocación del aislador line post horizontal, de acuerdo a lo que permita el ángulo de apantallamiento del cable de guarda y las limitaciones de espacio de la estructura.
- En los casos que se presenten estructuras de anclaje sólo en uno de los lados del vano crítico, se optará por elevar los conductores mediante la colocación de aisladores Line post horizontal en la estructura de suspensión y en caso que no sea suficiente se combinará con la actividad adicional de remoción del terreno.
- En caso de tener un vano crítico entre dos estructuras de anclaje la solución será la remoción del terreno.
- En la presentación de las alternativas de solución se ha tomado en cuenta, que sólo se podrán efectuar las modificaciones durante el tiempo de parada de línea por mantenimiento.
- Se ha estimado que existen 65 vanos críticos para la repotenciación de la línea para la potencia de 250MVA.

- **Plazo de Ejecución**

El plazo estimado de ejecución es de 5 meses

- **Montos de Inversión**

El presupuesto estimado es de USD \$ 655.614,15

Comentarios: El proyecto está en concesión de la empresa Conenhua.



**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****IX. Anexos****Tabla N° A. 1: Variación mensual de precios (soles/galón) y cantidades demandadas de Diesel B5 (MBDC) por Departamento - %**

	Amazonas		Apurímac		Arequipa		Cusco		Huancavelica	
Mes	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda
ene-14										
feb-14	1%	16%	0%	20%	0%	1%	2%	6%	1%	-9%
mar-14	2%	-2%	2%	3%	2%	-3%	1%	4%	1%	3%
abr-14	0%	5%	0%	4%	0%	16%	1%	9%	0%	3%
may-14	-1%	-4%	-1%	1%	-2%	-2%	1%	5%	0%	-16%
jun-14	-1%	14%	0%	0%	0%	-6%	-1%	-8%	-1%	26%
jul-14	-2%	10%	-1%	-2%	-1%	3%	0%	4%	0%	9%
ago-14	2%	9%	1%	4%	0%	2%	0%	0%	1%	-5%
sep-14	0%	7%	0%	11%	-1%	6%	-3%	-6%	-1%	14%
oct-14	0%	-6%	-1%	-3%	0%	0%	-1%	5%	0%	28%
nov-14	-3%	-5%	-4%	0%	-3%	-2%	-2%	-13%	-2%	-4%
dic-14	-4%	-4%	-3%	0%	-3%	1%	-4%	3%	0%	-16%
ene-15	-9%	-4%	-9%	-11%	-10%	-2%	-9%	-9%	-5%	-7%
feb-15	-8%	0%	-9%	-2%	-8%	2%	-9%	7%	-5%	3%
mar-15	-4%	2%	-2%	30%	-2%	-1%	-3%	0%	-4%	5%
abr-15	2%	-2%	-2%	-9%	0%	5%	3%	24%	-2%	39%
may-15	1%	-2%	-1%	40%	0%	-3%	-2%	-4%	1%	-11%
jun-15	-1%	18%	0%	-6%	-2%	4%	-1%	5%	0%	18%
jul-15	-2%	2%	-1%	-23%	0%	1%	1%	7%	-5%	8%
ago-15	-2%	5%	0%	27%	0%	-3%	5%	3%	2%	-6%
sep-15	4%	9%	0%	-2%	-1%	7%	-4%	10%	-2%	26%
oct-15	-3%	-17%	1%	15%	1%	-2%	-2%	-10%	-1%	-16%
nov-15	-4%	-2%	0%	-13%	-1%	1%	0%	3%	1%	8%
dic-15	5%	9%	-1%	-15%	-1%	3%	-1%	-13%	1%	-33%
ene-16	-10%	-11%	-3%	-4%	-7%	18%	-8%	-7%	-7%	-15%
feb-16	-2%	5%	-6%	9%	-1%	3%	-1%	12%	-6%	-8%
mar-16	-2%	-5%	-2%	5%	0%	-18%	-1%	3%	-2%	0%
abr-16	0%	0%	-1%	11%	-1%	61%	-1%	2%	-2%	24%
may-16	3%	5%	1%	9%	4%	-30%	1%	4%	2%	-4%
jun-16	1%	0%	2%	-6%	1%	-11%	1%	-1%	0%	14%
jul-16	4%	2%	4%	-2%	5%	13%	5%	3%	1%	8%
ago-16	1%	10%	2%	3%	1%	-5%	1%	-2%	1%	4%
sep-16	1%	2%	0%	21%	0%	-1%	-2%	10%	1%	0%
oct-16	1%	5%	0%	-17%	0%	-3%	1%	-1%	0%	4%
nov-16	3%	6%	3%	17%	5%	12%	4%	-3%	4%	-17%
dic-16	0%	0%	1%	-5%	1%	4%	0%	5%	-2%	-23%

Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## Informe Multianual de Inversiones - 2017

Tabla N° A. 2: Variación mensual de precios (soles/galón) y cantidades demandadas de Diesel B5 (MBDC) por Departamento - %

Mes	Huanuco		Mazuega		Puno		San Martín		Tarma	
	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda
ene-14										
feb-14	0%	10%	0%	4%	1%	4%	0%	17%	-1%	16%
mar-14	0%	-17%	3%	15%	0%	-1%	3%	-16%	0%	-5%
abr-14	2%	6%	0%	38%	1%	21%	1%	3%	0%	5%
may-14	1%	7%	-4%	-21%	1%	5%	-2%	7%	-1%	-18%
jun-14	-3%	7%	1%	-22%	-1%	2%	0%	3%	0%	0%
jul-14	0%	4%	-1%	7%	-1%	0%	-2%	2%	0%	17%
ago-14	2%	9%	0%	-4%	-1%	6%	1%	2%	1%	19%
sep-14	-1%	9%	0%	7%	0%	2%	-1%	6%	-3%	-4%
oct-14	-1%	0%	1%	5%	0%	6%	-2%	-10%	0%	-17%
nov-14	-3%	-3%	-3%	6%	-2%	-7%	-2%	-3%	-4%	0%
dic-14	-4%	-9%	-4%	-18%	-4%	4%	-4%	4%	-5%	15%
ene-15	-6%	-1%	-11%	-18%	-8%	-2%	-9%	-3%	-12%	4%
feb-15	-10%	4%	-9%	5%	-8%	10%	-8%	21%	-8%	13%
mar-15	-4%	0%	-3%	50%	-4%	-2%	-1%	-16%	-1%	-19%
abr-15	0%	5%	0%	-19%	-1%	9%	-3%	-3%	-4%	18%
may-15	-4%	-9%	1%	27%	1%	-6%	0%	9%	9%	0%
jun-15	0%	7%	0%	27%	-2%	13%	-2%	11%	-6%	4%
jul-15	1%	-10%	-2%	-24%	0%	0%	-2%	2%	0%	-11%
ago-15	-1%	9%	0%	-5%	1%	15%	4%	10%	-1%	13%
sep-15	-1%	-2%	1%	-8%	0%	10%	-2%	14%	3%	-7%
oct-15	2%	-7%	0%	13%	-2%	10%	0%	-6%	2%	-4%
nov-15	3%	3%	0%	-4%	-2%	-9%	-3%	3%	0%	29%
dic-15	1%	-4%	-1%	-2%	0%	-1%	-2%	-8%	0%	-10%
ene-16	-7%	-3%	-4%	65%	-6%	-6%	-5%	2%	-9%	11%
feb-16	-4%	4%	2%	49%	-3%	-1%	-2%	9%	-3%	-6%
mar-16	-1%	4%	0%	-92%	-1%	-2%	-1%	-4%	2%	-10%
abr-16	-4%	-4%	-1%	22%	-1%	3%	-1%	3%	0%	-8%
may-16	-1%	0%	5%	14%	3%	4%	1%	2%	2%	-13%
jun-16	0%	8%	1%	13%	1%	8%	2%	-8%	0%	24%
jul-16	5%	0%	5%	-32%	4%	-2%	6%	11%	3%	-19%
ago-16	0%	10%	1%	16%	1%	-1%	1%	3%	1%	9%
sep-16	0%	2%	-1%	-12%	1%	13%	0%	6%	1%	4%
oct-16	2%	7%	1%	8%	1%	4%	1%	-10%	0%	-16%
nov-16	3%	10%	4%	4%	4%	-8%	2%	5%	4%	5%
dic-16	0%	-10%	0%	-8%	0%	13%	1%	5%	1%	18%

Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia

**PERÚ****Ministerio  
de Energía y Minas****Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla N° A. 3: Variación mensual de precios (soles/litro) y cantidades demandadas de GLP (barriles) por Departamento - %**

	AMAZONAS		AREQUIPA		AYACUCHO		CAJAMARCA		CUSCO	
Mes	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda
ene-14										
feb-14	0%	-11%	9%	-7%	4%	-4%	5%	11%	9%	5%
mar-14	0%	17%	3%	17%	-3%	17%	0%	11%	1%	12%
abr-14	0%	2%	-2%	-26%	0%	-56%	-4%	-2%	0%	3%
may-14	0%	0%	-2%	15%	6%	-26%	5%	7%	0%	22%
jun-14	0%	1%	-5%	-6%	-6%	-23%	-1%	-8%	0%	-4%
jul-14	0%	27%	0%	11%	0%	29%	0%	15%	0%	5%
ago-14	0%	-14%	-1%	2%	0%	26%	0%	-1%	0%	-6%
sep-14	0%	-29%	1%	2%	6%	6%	0%	0%	0%	-9%
oct-14	0%	40%	2%	11%	-6%	-11%	0%	8%	0%	-1%
nov-14	0%	-4%	-4%	-6%	0%	-6%	-1%	-8%	0%	2%
dic-14	0%	-19%	-8%	11%	-3%	8%	-7%	20%	0%	-2%
ene-15	-26%	32%	-10%	-7%	-2%	-20%	-4%	-5%	-4%	-1%
feb-15	-2%	-5%	-10%	-5%	-8%	-18%	-8%	-7%	0%	-1%
mar-15	-6%	-6%	2%	10%	4%	34%	-6%	11%	0%	3%
abr-15	11%	8%	1%	-1%	-2%	3%	-5%	10%	0%	-9%
may-15	2%	-16%	7%	0%	25%	-19%	15%	-14%	0%	-23%
jun-15	0%	58%	17%	13%	0%	103%	9%	30%	0%	14%
jul-15	-14%	-6%	-17%	-10%	-11%	59%	-9%	-4%	2%	10%
ago-15	2%	-2%	-6%	-4%	-9%	-14%	-2%	-1%	3%	-4%
sep-15	3%	-17%	-2%	5%	-2%	-4%	-5%	-4%	-1%	20%
oct-15	-1%	21%	2%	7%	1%	-24%	-3%	14%	0%	-1%
nov-15	0%	6%	0%	-7%	-2%	-47%	1%	-6%	-1%	3%
dic-15	0%	-10%	-2%	9%	1%	49%	-1%	1%	0%	33%
ene-16	14%	27%	-2%	-4%	0%	-65%	-1%	1%	-1%	-7%
feb-16	-1%	-21%	-2%	6%	-1%	-23%	-4%	-5%	0%	34%
mar-16	-2%	-2%	3%	9%	-6%	80%	-3%	10%	0%	-11%
abr-16	0%	15%	1%	-1%	0%	39%	2%	1%	0%	14%
may-16	0%	15%	5%	-1%	3%	52%	1%	3%	1%	-30%
jun-16	5%	-32%	6%	-1%	0%	-48%	1%	0%	0%	12%
jul-16	-2%	34%	1%	-8%	2%	17%	2%	-7%	0%	-12%
ago-16	-1%	26%	-3%	15%	2%	15%	7%	3%	0%	39%
sep-16	0%	-27%	1%	-8%	0%	-31%	-5%	2%	-4%	-14%
oct-16	0%	2%	2%	-2%	-3%	9%	2%	3%	-4%	2%
nov-16	3%	-18%	2%	-14%	0%	-16%	5%	-26%	12%	-10%
dic-16	-9%	49%	3%	-4%	-2%	-14%	0%	28%	0%	7%

Fuente: Osinergrm  
Elaboración propia

**PERÚ**Ministerio  
de Energía y Minas**Informe Multianual de Inversiones - 2017****Tabla N° A. 4: Variación mensual de precios (soles/litro) y cantidades demandadas de GLP (barriles) por Departamento - %**

	HUANUCO		ICA		JUNIN		PASCO		SAN MARTIN		TACNA	
Mes	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda	% Precios	% Demanda
ene-14												
feb-14	17%	-14%	4%	5%	12%	1%	-	-70%	0%	-15%	7%	-15%
mar-14	4%	20%	3%	14%	-2%	15%	-	-	-3%	23%	2%	-2%
abr-14	-6%	0%	-5%	4%	-7%	-2%	-5%	-	-7%	-9%	-3%	-21%
may-14	-3%	-5%	0%	4%	-5%	22%	-2%	-28%	-3%	5%	-1%	155%
jun-14	-2%	-1%	-2%	-4%	-2%	-4%	0%	77%	2%	3%	-3%	-18%
jul-14	-8%	9%	-6%	18%	-2%	2%	0%	37%	-7%	2%	-1%	22%
ago-14	-6%	3%	3%	17%	-1%	2%	-19%	9%	0%	5%	-2%	-10%
sep-14	2%	-3%	0%	2%	1%	2%	-4%	-5%	0%	3%	-1%	11%
oct-14	-1%	15%	-3%	8%	-1%	7%	0%	-17%	3%	8%	-1%	-1%
nov-14	-4%	-15%	3%	-22%	-1%	-8%	0%	1%	-2%	-10%	-2%	2%
dic-14	13%	32%	-2%	3%	-1%	9%	24%	20%	2%	10%	-6%	39%
ene-15	-16%	-20%	-3%	-4%	-5%	-1%	-6%	52%	-7%	-1%	-7%	-9%
feb-15	-14%	-3%	-4%	12%	-4%	-15%	-13%	0%	-4%	-13%	-5%	-8%
mar-15	2%	6%	-2%	14%	-2%	8%	-20%	-51%	1%	15%	1%	9%
abr-15	1%	21%	-3%	-2%	-2%	4%	0%	52%	3%	1%	0%	-7%
may-15	38%	-28%	3%	-17%	26%	-14%	52%	1%	23%	-15%	7%	-34%
jun-15	19%	40%	6%	12%	6%	27%	11%	69%	-2%	35%	2%	75%
jul-15	-35%	-6%	-15%	-3%	-20%	-7%	-5%	15%	-17%	-11%	-3%	0%
ago-15	8%	4%	0%	11%	-1%	4%	-19%	-25%	-2%	11%	-2%	-15%
sep-15	-4%	-5%	0%	14%	-4%	-2%	19%	18%	1%	-24%	-2%	-26%
oct-15	11%	18%	0%	15%	-1%	4%	0%	3%	7%	26%	1%	-23%
nov-15	0%	-64%	2%	26%	3%	-39%	-19%	-47%	-2%	-15%	1%	56%
dic-15	-2%	81%	-3%	-2%	-1%	54%	0%	39%	-1%	3%	-1%	27%
ene-16	-4%	27%	0%	-34%	-2%	-5%	5%	37%	-2%	19%	-1%	21%
feb-16	-8%	-34%	-1%	11%	-1%	-3%	2%	-49%	-1%	-13%	-1%	30%
mar-16	-5%	26%	-3%	-7%	2%	19%	0%	104%	-7%	13%	0%	-34%
abr-16	4%	9%	-2%	11%	-2%	-4%	-26%	-8%	-1%	-4%	-1%	29%
may-16	-1%	10%	2%	-14%	-1%	-8%	29%	-11%	1%	6%	1%	-13%
jun-16	2%	-1%	4%	-3%	1%	17%	-7%	18%	-1%	-24%	0%	-14%
jul-16	-6%	10%	4%	33%	2%	4%	10%	-38%	-9%	31%	1%	11%
ago-16	1%	-4%	-8%	15%	3%	-7%	0%	127%	0%	19%	-1%	33%
sep-16	-4%	-18%	-3%	0%	-1%	-5%	0%	-14%	2%	-10%	0%	-38%
oct-16	14%	15%	6%	-21%	0%	-2%	-1%	-31%	2%	-4%	-1%	40%
nov-16	11%	17%	1%	-7%	2%	-3%	-6%	18%	6%	-3%	-1%	-5%
dic-16	-4%	-2%	-1%	35%	3%	8%	5%	-38%	8%	7%	3%	-18%

Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia