



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad
Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad
Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008 – 2017

INDICE

PRESENTACIÓN

1. RESUMEN EJECUTIVO
2. SITUACIÓN AL AÑO 2008 Y EVOLUCIÓN DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD
3. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL / INTERCONEXIONES INTERNACIONALES
4. SISTEMAS AISLADOS MAYORES
 - 4.1. Sistema Aislado de Iquitos
 - 4.2. Sistema Aislado de Tarapoto-Moyobamba-Bellavista
5. ANEXOS
 - 5.1. Demanda : Metodología
 - 5.2. Centrales generadoras existentes del SEIN
 - 5.3. Líneas de transmisión existentes del SEIN
 - 5.4. Fichas de proyectos hidráulicos
 - 5.5. Fichas de proyectos térmicos
 - 5.6. Fichas de proyectos de líneas de transmisión
 - 5.7. Mapas del Plan de Expansión de la Transmisión Escenario de Oferta Base (Sin Gas Natural en el Sur)
 - 5.8. Cuencas hidrográficas del SEIN
 - 5.9. Marco Legal

PRESENTACIÓN

El Plan Referencial de Electricidad 2008-2017 es formulado por el Ministerio de Energía y Minas como documento promotor para brindar información prospectiva que sirva a los agentes del subsector electricidad o de nuevos agentes que tienen la intención de participar en este; también está dirigida a entidades o personas que se interesen en conocer el desarrollo de la industria eléctrica en el país. En este documento se presenta una visión de desarrollo del subsector electricidad peruano para un período de diez años y para el largo plazo, considerando un periodo prospectivo de hasta veinte años.

En la elaboración del plan se ha utilizado información estadística hasta el año 2008. El documento describe la situación actual de la oferta y la demanda eléctrica del subsector con relación a sus variables más relevantes, la dinámica de funcionamiento y las perspectivas del mismo. Presenta un plan de expansión de obras de generación y transmisión para los sistemas eléctricos compatible con los requerimientos de demanda de potencia y energía de acuerdo a los criterios de economía, seguridad y confiabilidad.

La Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas hace extensivo su reconocimiento a todas las entidades relacionadas y vinculadas a la actividad eléctrica por el apoyo brindado a través de la información alcanzada y las sugerencias efectuadas, que han enriquecido el presente documento, el cual es puesto a disposición de los agentes del mercado eléctrico.

1. RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento contiene el Plan Referencial de Electricidad formulado por el Ministerio de Energía y Minas para el período 2008 – 2017 (PRE-2008), sobre la base informativa que abarca hasta el año 2008.

El PRE-2008 contempla la expansión de la generación y la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados Mayores.

La formulación del PRE-2008 se basa en estudios de proyección de la demanda de electricidad, en la expansión de la generación y la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados Mayores del país; así como del análisis de las interconexiones internacionales.

1.1 ENFOQUE DEL PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD

La formulación del PRE-2008 ha sido realizada bajo un enfoque que considera los siguientes criterios básicos:

- a) Se formula bajo la perspectiva de la autoridad del sector, sobre la base de información especializada de acceso público, tomando en cuenta criterios racionales técnicos y económicos.
- b) En el mercado eléctrico peruano la generación es libre y por tanto tiende a ser un mercado de competencia, dentro de los lineamientos y políticas sectoriales; y, que en el largo plazo las decisiones de expansión de la generación tomadas por los agentes, bajo esos lineamientos y políticas, llevarán al logro de que el SEIN brinde un suministro eléctrico de “mínimo costo”, suficiente, de calidad adecuada y seguro.
- c) Los proyectos de generación y transmisión eléctrica son de larga maduración, por la magnitud de la inversión y el período de vida útil de sus instalaciones, por lo que las previsiones económicas y de financiamiento de los agentes económicos que participan en el mercado se deben proyectar en ese horizonte, o sea dentro de un plan de largo plazo.
- d) Dada la complejidad de las acciones, estrategias y decisiones de carácter privado de los agentes que compiten en el mercado, los planes de generación y transmisión expuestos en el PRE-2008 no representan ninguna recomendación para priorizar la ejecución de obras, sino la visión de las perspectivas del mercado bajo criterios de eficiencia económica del conjunto, y que sirven de base para la toma de decisiones de las entidades públicas y privadas.

En consecuencia, los resultados del PRE-2008 deben ser considerados solo como señales indicativas de carácter técnico y económico para la expansión de la generación y transmisión del SEIN y de los Sistemas Aislados Mayores, dado que la ejecución real dependerá del resultado de la competencia de los diferentes agentes del sector, siguiendo los lineamientos y políticas sectoriales, dentro del marco de regulación vigente.

1.2 ÁMBITO GEOGRÁFICO DEL PRE-2008 - ZONAS

Para fines de análisis técnico y económico de la expansión de la generación y la transmisión, el SEIN se disgrega en cuatro grandes zonas oferta/demanda, o áreas de sistemas eléctricos de potencia, interconectadas por enlaces de transmisión troncales del SEIN.

Las áreas geográficas de influencia de las zonas definidas del SEIN se presentan en el Cuadro N° RE-01 y el Gráfico N° RE-01.

Cuadro N° RE – 01
Áreas Geográficas de Influencia de las Zonas Del SEIN

Zona	Área Geográfica de Influencia
I – Norte	Tumbes
	Piura
II – Norte Medio	Lambayeque
	Cajamarca
	La Libertad
	Ancash (Excepto Antamina)
III – Centro	Ancash (Sólo Antamina)
	Huánuco
	Ucayali
	Lima
	Pasco
	Junín
	Ica
	Huancavelica
	Ayacucho
	IV – Sur
Cusco	
Arequipa	
Puno	
Moquegua	
Tacna	

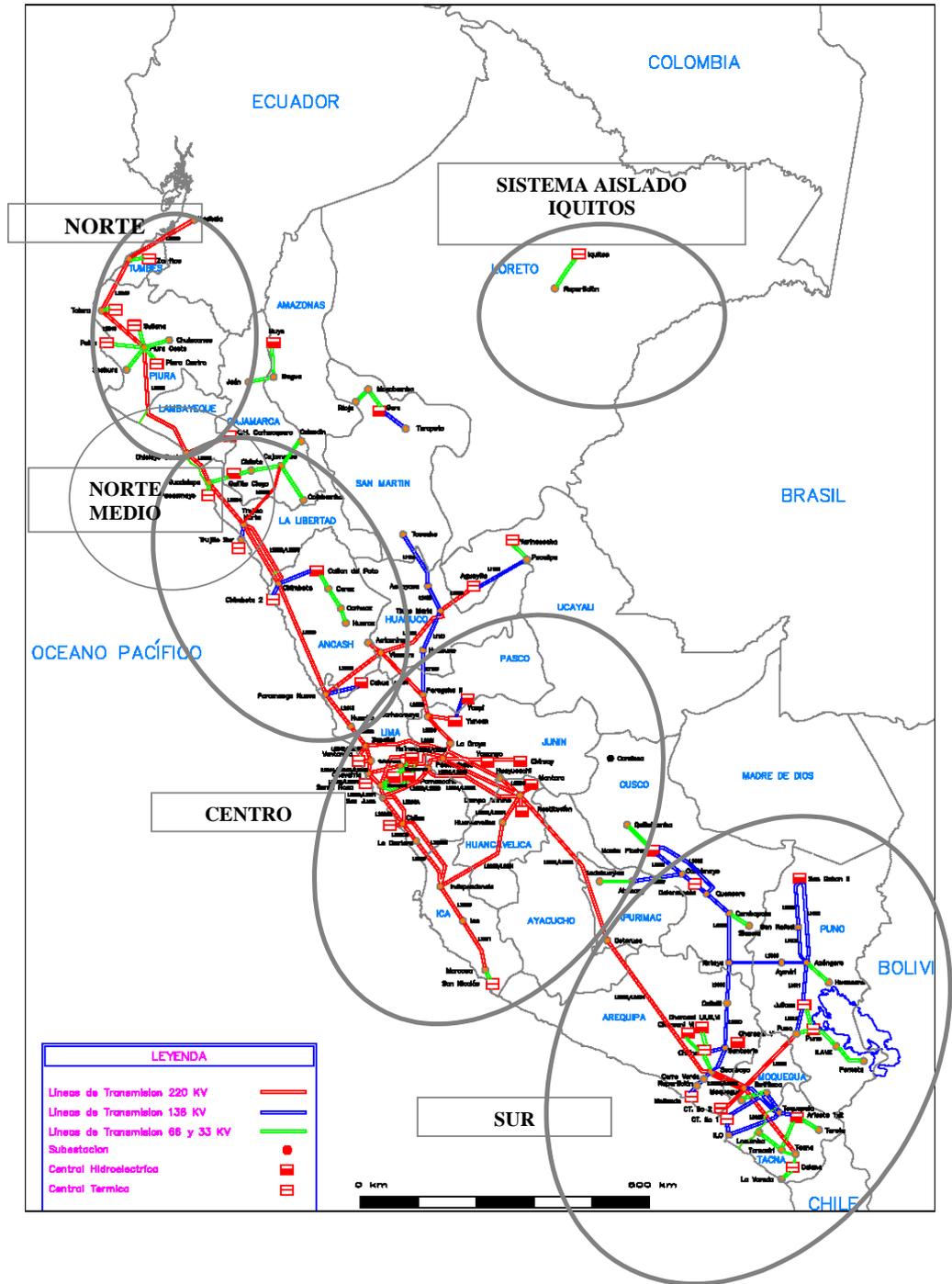
Además, el ámbito geográfico del PRE-2008 incluye los Sistemas Aislados Mayores:

- Sistema Aislado de Iquitos
- Sistema Aislado de Tarapoto – Moyabamba - Bellavista
- Sistema Aislado de Bagua - Jaén
- Sistema Aislado de Puerto Maldonado

Pero de los cuales, dado que se está culminando la implementación de los enlaces de conexión de los tres últimos sistemas aislados, al SEIN, quedará en el Corto Plazo solo el Sistema Aislado de Iquitos, desligado del SEIN.

Grafico N° RE – 01

Sistema Eléctrico Existente del SEIN – Zonas y Sistemas Aislados



1.3 VISIÓN DE PLANIFICACIÓN DEL SEIN HACIA EL LARGO PLAZO

A la luz del análisis de los requerimientos de demanda, de oferta de generación, de transmisión troncal del SEIN, y de gasoductos, se formula una visión de planificación del SEIN con perspectiva de largo plazo, esbozando la orientación de la expansión de la generación y transmisión troncal del SEIN, y de gasoductos para uso de generación eléctrica, en un horizonte de al menos 20 años.

Esta visión contempla la delineación del objetivo al que se pretende llegar en la expansión de la oferta de electricidad en el largo plazo, bajo los escenarios previsibles de evolución de la demanda en magnitud y distribución geográfica, y de la oferta, en los polos energéticos distribuidos geográficamente acorde a la ubicación de los recursos energéticos.

Se expone la visión de la expansión del SEIN en los segmentos de la generación, la transmisión troncal, y la red de gasoductos para uso eléctrico del SEIN.

La formulación de la visión de la generación y transmisión troncal del SEIN en el largo plazo, comprende tres aspectos:

- Diagnóstico: En el que se evalúan los recursos conocidos con perspectiva de largo plazo.
- Estrategia: En el que se formulan los objetivos estratégicos, así como los lineamientos para alcanzar estos objetivos, y
- Desarrollo Estratégico: En el que se presenta el desarrollo estratégico de la expansión

1.3.1 Generación

La Visión de Planificación del SEIN hacia el largo plazo, en lo que respecta a la Generación, se resume esquemáticamente en los Gráficos N° RE-02, RE-03 y RE-04, para el Diagnóstico, Estrategia y Desarrollo Estratégico respectivamente.

El Diagnóstico revisa la situación conocida “hoy” de los recursos energéticos para el corto, mediano y largo plazo.

La Estrategia plantea, la fijación del objetivo estratégico, la definición de la metodología de orientación hacia el objetivo estratégico, el criterio básico de planificación, y el criterio básico de asignación de proyectos en el mercado.

Se plantea el Desarrollo Estratégico de la generación en una perspectiva de largo plazo, por períodos de evolución posibles de expansión, considerando aspectos de certidumbre de tamaño y costos, tiempos de maduración, niveles de inversión y dificultad de financiamiento, complejidad en aprobación social y ambiental, participación de proyectos de energía renovable no convencional, y proyectos de implementación de corta duración.

Gráfico N° RE-02



Gráfico N° RE-03

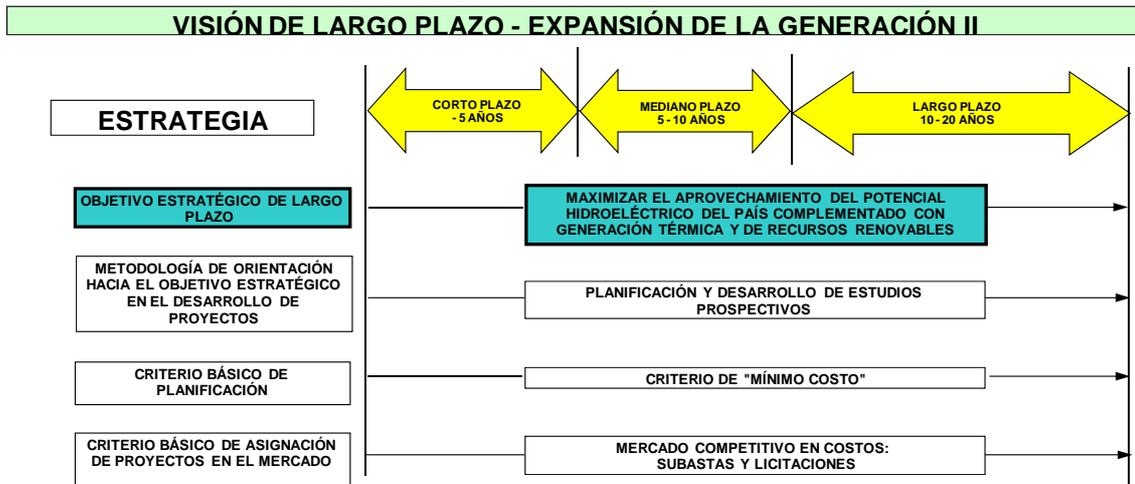
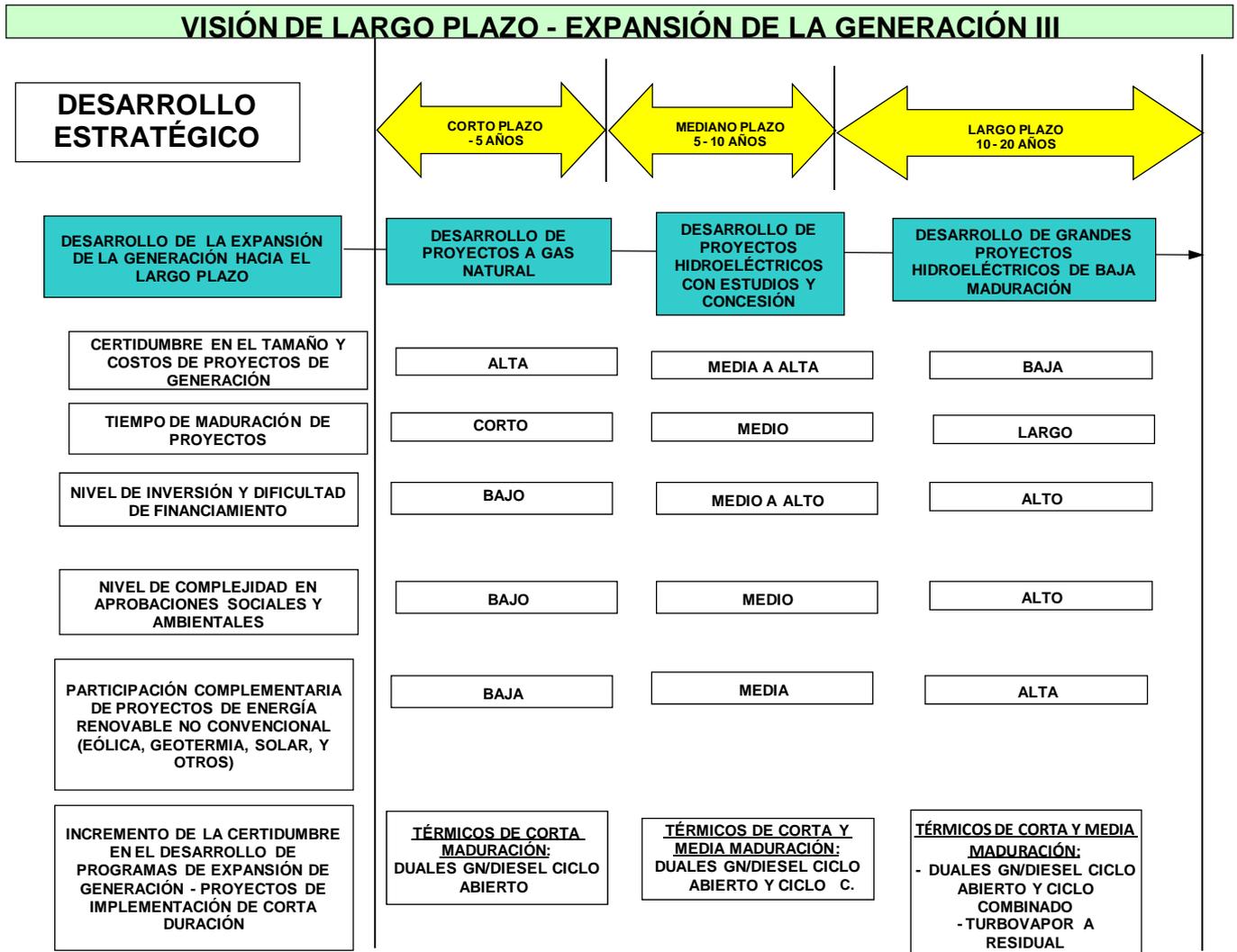


Gráfico N° RE-04



1.3.2 Transmisión Troncal

La Visión de Planificación del SEIN hacia el largo plazo, en lo que respecta a la transmisión troncal, se resume esquemáticamente en los Gráficos N° RE-05, y RE-06, para el diagnóstico y la estrategia, respectivamente.

El diagnóstico se realiza sobre la evolución de la red de transmisión troncal sobre tres atributos: capacidad de transmisión, confiabilidad, y capacidad para interconexiones internacionales.

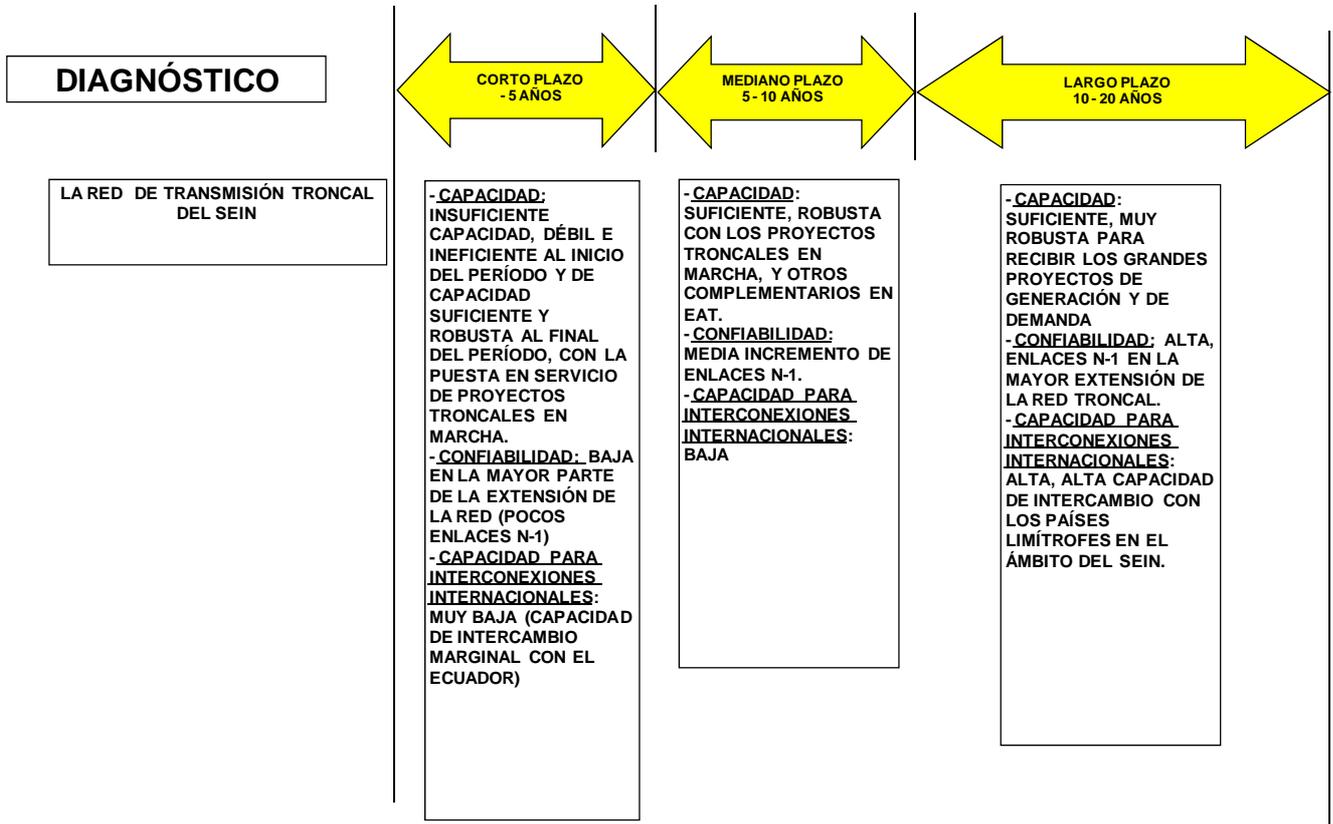
En la estrategia, al igual que para la generación, se contempla la definición de la metodología de orientación hacia el objetivo estratégico, el criterio básico de planificación, y el criterio básico de asignación de proyectos en el mercado

En lo que respecta al desarrollo estratégico, se plantea un proceso de la expansión de la transmisión troncal del SEIN hacia el largo plazo, a partir de la configuración actual mostrada esquemáticamente en el Gráfico N° RE-07, para el mediano y largo plazo, cuya evolución se muestran en los Gráficos N° RE-08 y N° RE-09, observándose que:

A partir de un sistema débil, limitado en capacidad y poco confiable (con pocos enlaces redundantes “N-1”¹), como el sistema actual, se logra alcanzar, en el largo plazo un sistema robusto, de óptima capacidad de transmisión entre zonas, y hacia otros países, y alta confiabilidad en la mayor extensión de la red de transmisión troncal.

Gráfico N° RE-05

VISIÓN DE LARGO PLAZO - EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN TRONCAL I



¹ El criterio de confiabilidad “N-1” contempla que se mantiene el servicio sin restricciones ante la pérdida de un enlace de transmisión.

Gráfico N° RE-06

VISIÓN DE LARGO PLAZO - EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN TRONCAL II

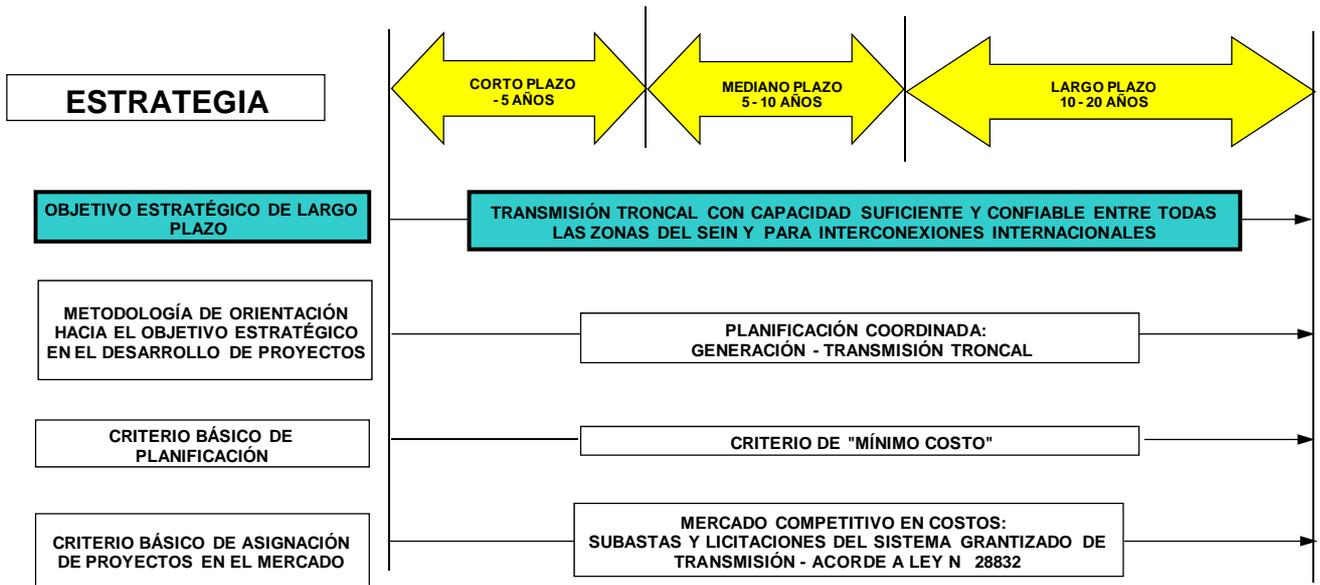


Gráfico N° RE-07

**Visión de Largo Plazo - Transmisión Troncal
Desarrollo de la Estrategia – Sistema Existente- Año 2008**

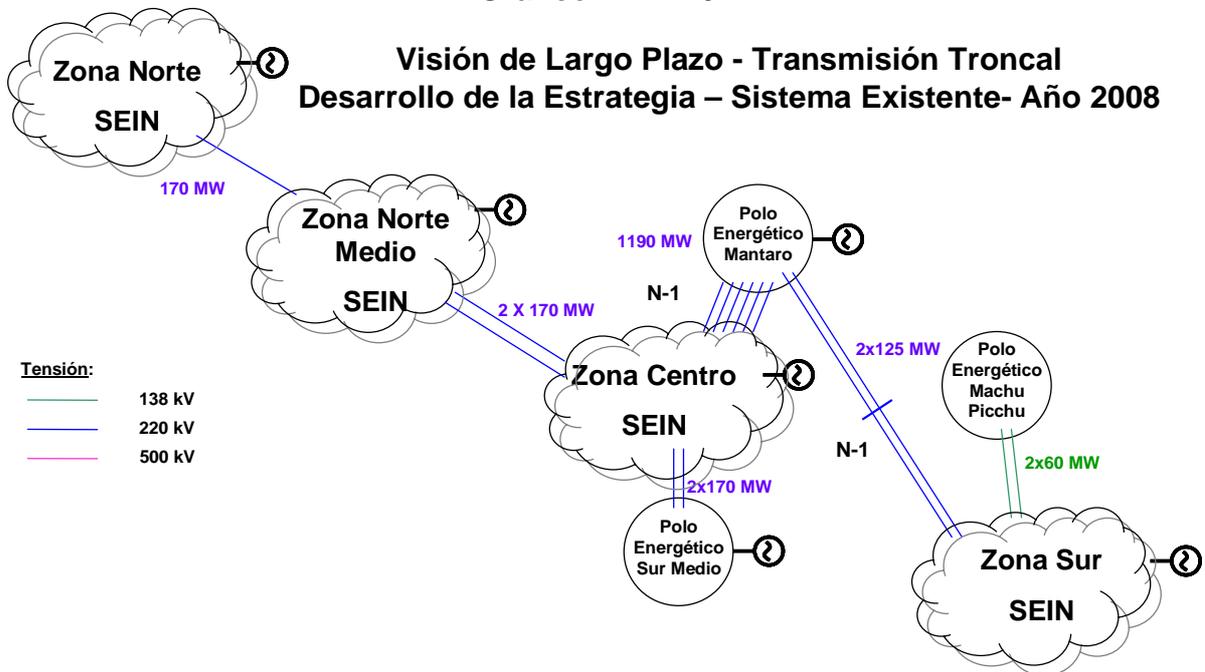


Gráfico N° RE-08

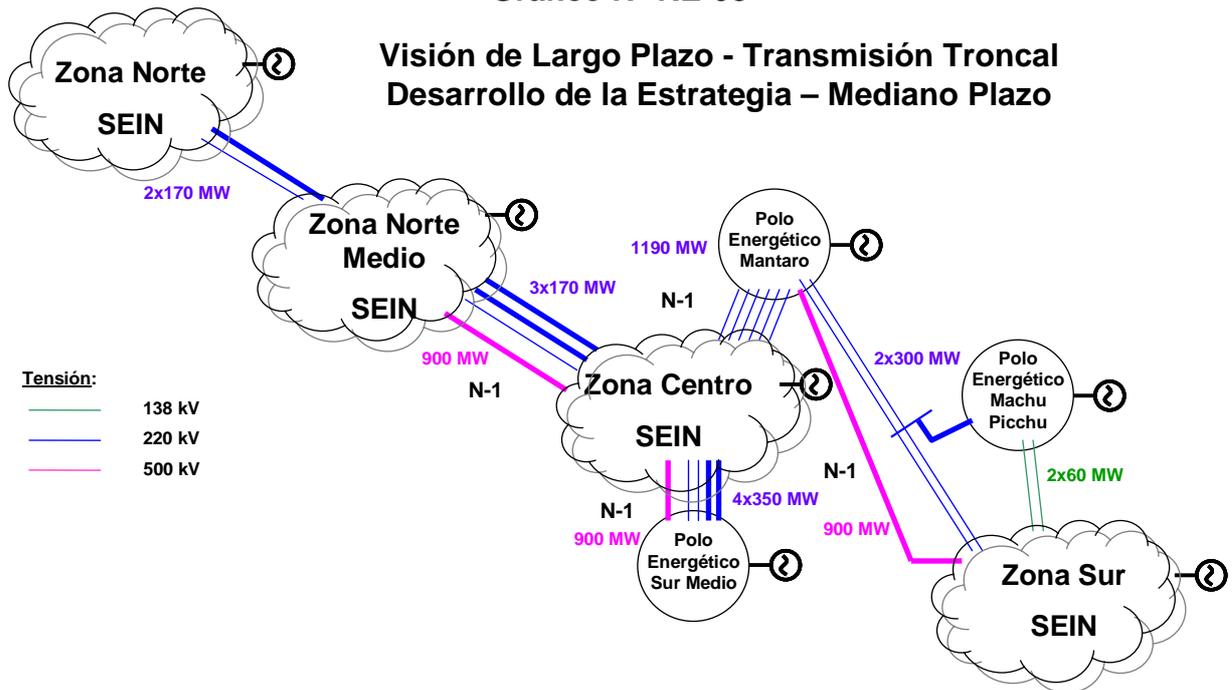
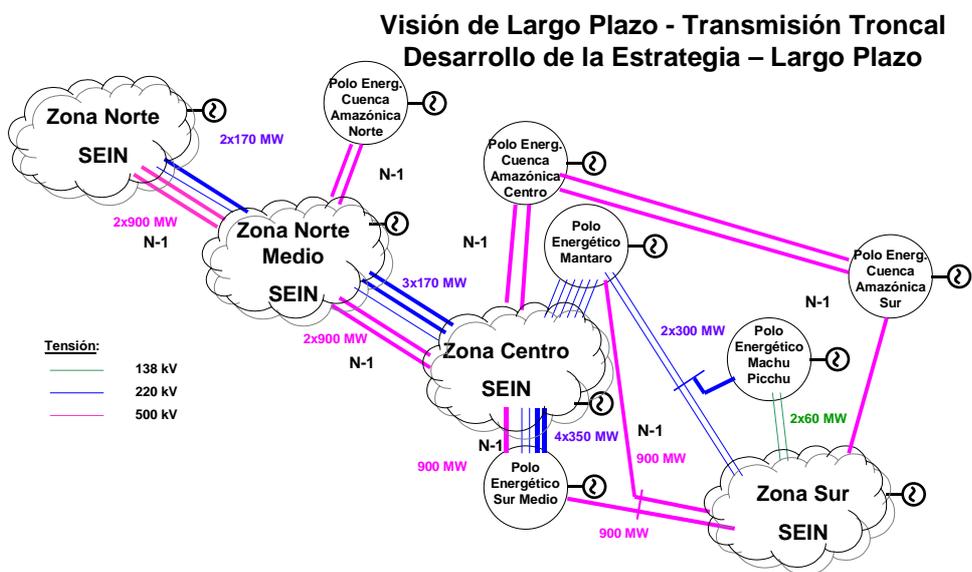


Gráfico N° RE-09



1.3.3 Gasoductos Troncales Usados por la Generación Eléctrica

La visión de planificación del SEIN hacia el largo plazo, en lo que respecta a gasoductos troncales usados por la generación eléctrica, se resume en lo siguiente:

Diagnóstico

La red de gasoductos troncales existente en el país, se limita al ducto de transporte del gas del yacimiento de Camisea a los centros de consumo de la Costa Central, tiene una configuración radial, no redundante, y que solo tiene un alcance de cobertura, la zona Central del SEIN, como se indica esquemáticamente en el Gráfico N° RE-10.



Fuente: DGH - MINEM

Es importante que como mínimo hacia el largo plazo, la red de gasoductos tenga un alcance a todas las zonas del SEIN.

Dado que el mercado de gas natural se encuentra en formación; hacia el largo plazo, la cobertura de ese servicio será amplia en magnitud y extensión geográfica en el país.

El consumo de gas natural en generación eléctrica, podrá ayudar a sustentar la extensión de las redes de gasoductos en zonas en donde sea competitiva con la transmisión eléctrica, pero no lo definirá, sino complementará los requerimientos de gas natural en esas zonas.

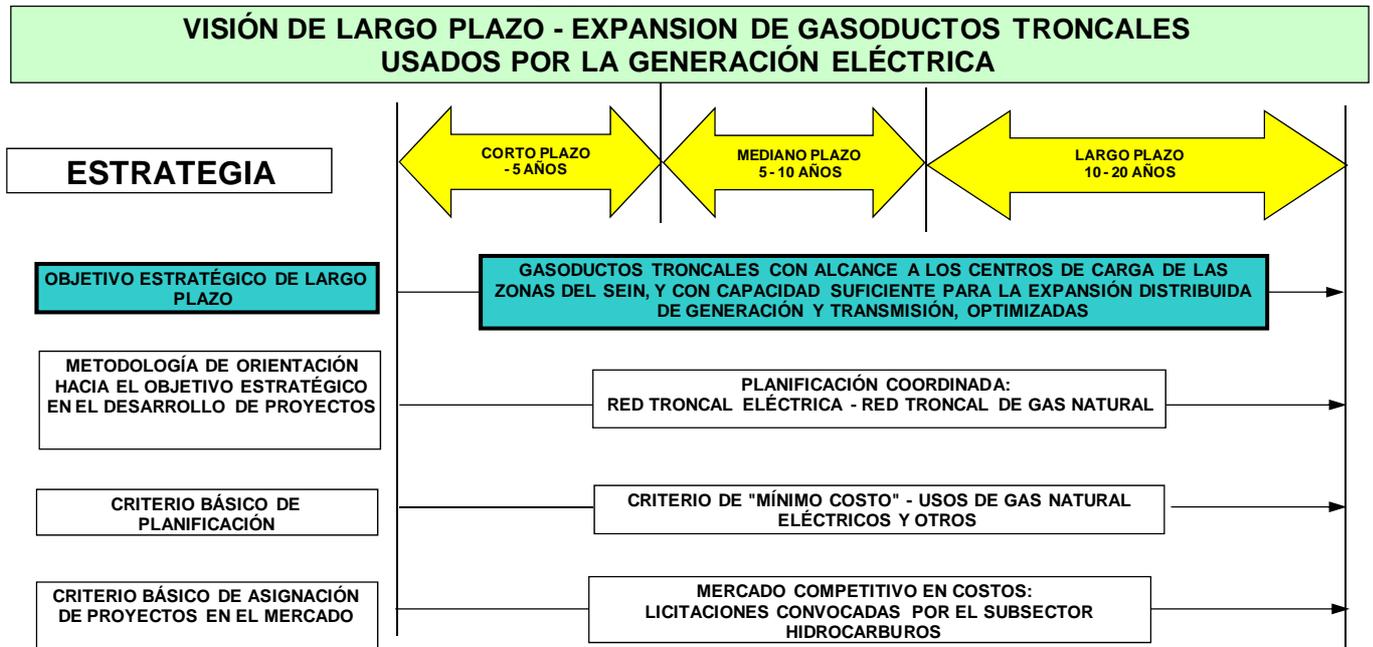
Estrategia

Se establece como objetivo estratégico del desarrollo hacia el largo plazo de los gasoductos troncales usados por la generación eléctrica:

Lograr un sistema de gasoductos troncales con alcance a los centros de carga de las zonas del SEIN, con capacidad suficiente para la expansión distribuida de generación y transmisión eléctricas, de manera optimizada.

Dado que el objetivo estratégico de la expansión de generación eléctrica contempla que la generación térmica a gas natural sea complementaria, se plantea que la estrategia de desarrollo de los gasoductos troncales hacia el largo plazo, esté comprendida dentro de los objetivos estratégicos del subsector hidrocarburos, pero que tomen en cuenta aspectos concernientes a la generación y transmisión troncal eléctricas, con objetivo, metodología, y criterios adoptados en el proceso, como los que se resume en el Gráfico N° RE-11.

Gráfico N° RE-11



Desarrollo Estratégico

Acorde al plan de expansión de gasoductos, desarrollado para el subsector hidrocarburos, en el mediano plazo se tendrá una expansión de gasoductos provenientes del yacimiento de Camisea que alcance las tres principales zonas del SEIN: Por el Norte, a Chimbote, por el Sur Hasta Moquegua-Tacna, y por el Sur Medio, hasta Marcona, como se muestra en el plano del Gráfico N° RE-12. Con este desarrollo se lograría satisfacer, hasta al menos el mediano, con la estrategia planteada.

Gráfico N° RE-12



Fuente: DGH - MINEM

1.4 ESCENARIOS DE ANÁLISIS PARA LA FORMULACIÓN DEL PRE-2008

El PRE-2008 se formula bajo los siguientes escenarios de demanda y oferta.

1.4.1 Escenarios de Crecimiento de la Demanda

- Escenario Base - “Crecimiento de la Demanda Medio”: Escenario de crecimiento de la demanda de mayor probabilidad de ocurrencia.
- “Crecimiento de la Demanda Optimista”: Escenario del mayor crecimiento de la demanda esperado.
- “Crecimiento de la Demanda Conservador”: Escenario de menor crecimiento de la demanda esperado.

1.4.2 Escenarios de Oferta

Para la formulación del plan no se consideraron escenarios de oferta, sin embargo se tomaron en cuenta casos de sensibilidad de la oferta, acorde a requerimientos de análisis.

1.5. SITUACIÓN ACTUAL DEL SEIN

1.5.1 Demanda del SEIN en el Año 2008

- a) La generación de energía eléctrica a nivel nacional en el 2008 fue de 32 443,36 GW.h, de los cuales 92,9% por ciento de la producción total de energía eléctrica del 2007 correspondió a la producción del SEIN y los 7,1 por ciento restantes a la producción de los Sistemas Aislados.
- b) La Máxima Demanda del SEIN en el 2008 alcanzó de 4 199 MW creciendo el 9,31 por ciento, respecto al año anterior, representando un incremento de 233 MW.
- c) En el 2008 las ventas de energía al mercado eléctrico fueron de 26 964 GW.h registrando un incremento de 9,1 por ciento con relación a las ventas del 2007, que fue de 24 717 GW.h.

Del total de ventas de energía eléctrica, el 54,0 por ciento se dirigió al mercado regulado y el 46,0 por ciento al mercado libre.

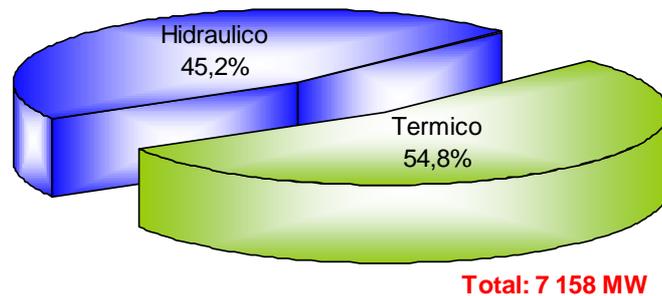
Las ventas de energía a clientes finales mostraron un crecimiento promedio anual de 6,87 por ciento para el período 2000 – 2007.

1.5.2 Oferta del SEIN en el Año 2008 - Capacidad instalada de Generación

Al 2008 la capacidad instalada a nivel nacional (SEIN y Sistemas Aislados) ha sido de 7 158 MW, registrando un incremento de 5,56 por ciento con relación a la capacidad instalada registrada en el 2007, que fue de 7 027MW.

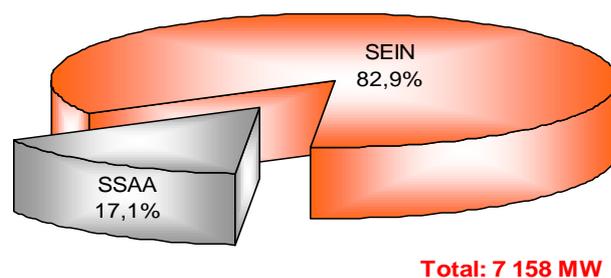
La estructura de la capacidad instalada según su origen está compuesto por 54,8 % de centrales térmicas y 45,2 %, por centrales hidráulicas, conforme se aprecia en el Gráfico N° RE-13

Gráfico N° RE-13
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Origen



La capacidad instalada del SEIN alcanzó los 5 941 MW y la capacidad instalada de los Sistemas Aislados fue de 1 216 MW. El Gráfico N° RE-14 muestra la distribución de la potencia instalada a nivel nacional según el sistema.

Gráfico N° RE-14
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Sistema



1.6. ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SEIN

La proyección de la demanda del SEIN se realizó disgregando en dos grandes tipos de carga: “Cargas Vegetativas” y “Cargas Mayores” (Especiales / Incorporadas).

Para la proyección de la demanda de cargas vegetativas se utilizaron dos metodologías, una para el corto plazo (período 2009 – 2010), y la otra para el largo plazo en el período restante 2008 – 2017, que en conjunto dan una mayor validez a la proyección.

Como resultado del análisis realizado se obtuvieron las proyecciones de demanda de energía y potencia para el SEIN bajo los escenarios (caso base) optimista, medio y conservador, que se muestran en el Gráfico N° RE-15 y Gráfico N° RE-16.

Para el Escenario Medio, las tasas promedio de crecimiento de la demanda en el horizonte de estudio son de 7.55% anual para la energía y 7.6% para la potencia, mientras que para el Escenario Optimista se tiene 8.71% anual para la energía y 8.73% anual para la potencia. Para el Escenario Conservador estas tasas son 6.36% para la energía y 6.515% para la potencia.

Gráfico N° RE-15
Proyección de Demanda Global de Energía del SEIN 2008-2017

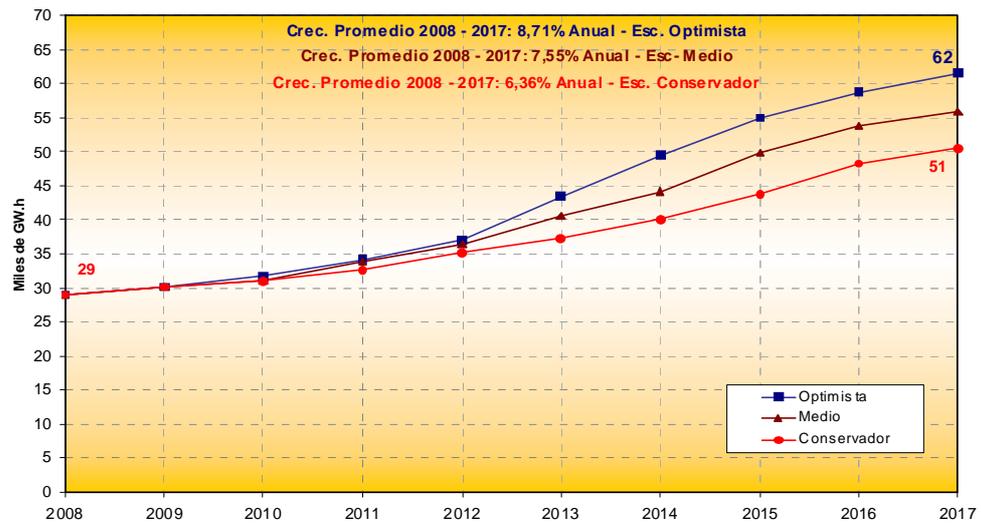
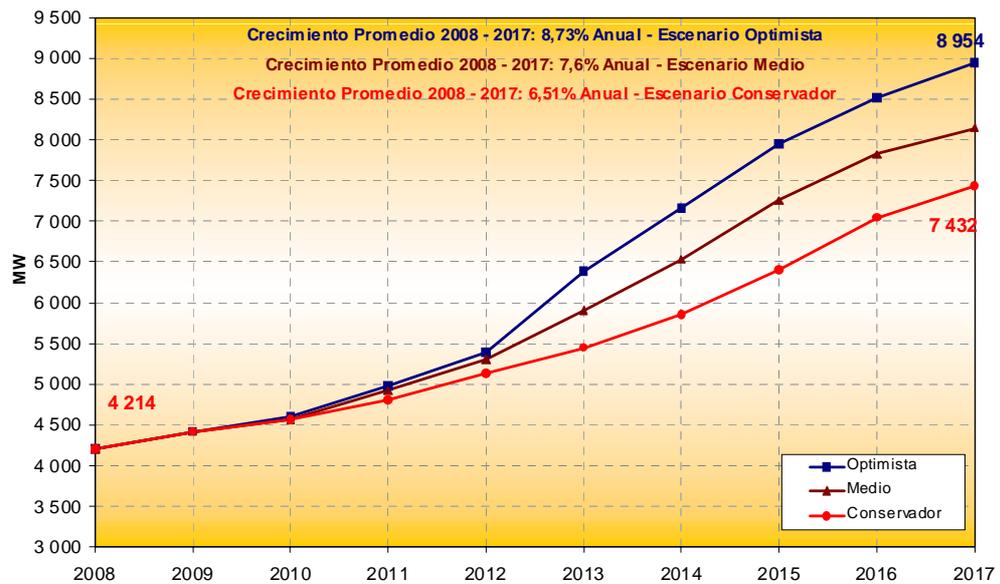


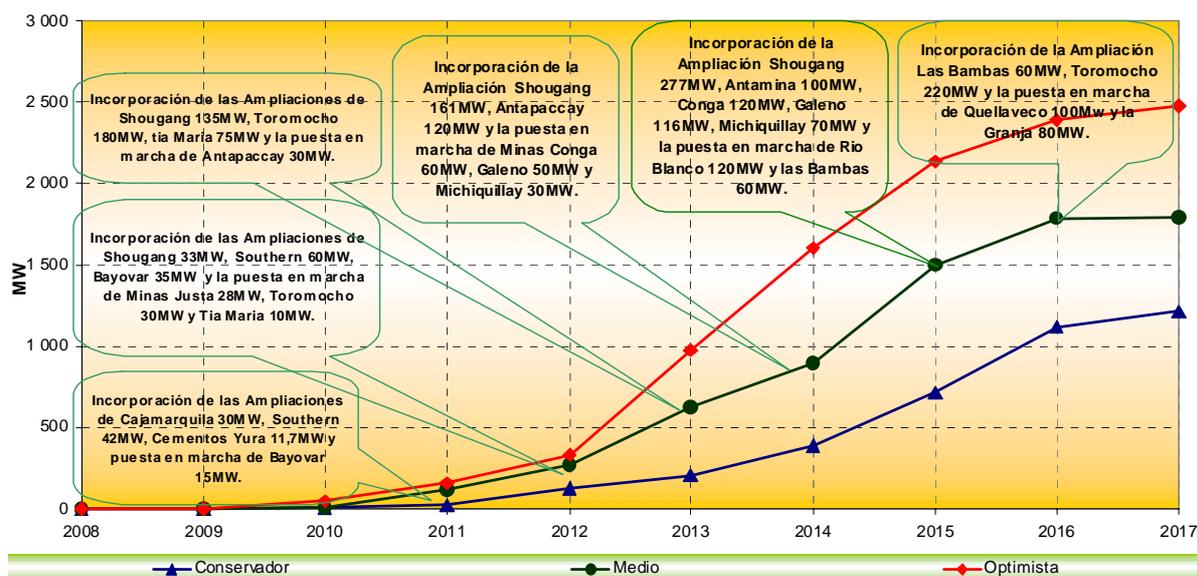
Gráfico N° RE-16
Proyección de Demanda Total de Potencia del SEIN 2008-2017



Una parte importante del crecimiento de la demanda se explica por los grandes proyectos mineros e industriales, cuya proyección de demanda de potencia se presenta en el Gráfico N° RE-17, y que va, al final del período, desde 1 200 MW, en el Escenario Conservador, a 2 500 MW en el Escenario Optimista.

Gráfico N° RE-17

Estimaciones de los Requerimientos de Potencia de los Grandes Proyectos 2008 – 2017



1.7. EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SEIN

1.7.1 Catálogos de Proyectos Candidatos

En el planeamiento de la expansión de la generación del SEIN realizado para la formulación del PRE-2008, se consideraron proyectos de generación candidatos hidráulicos, los indicados en el Cuadro N° RE-02, y térmicos, los indicados en el Cuadro N° RE-03.

Los proyectos indicados son los que por su tamaño, estado de maduración, y estudios con que cuentan, han sido considerados. Sin embargo, proyectos de menor magnitud podrían competir, aprovechando las ventajas comparativas propias que estos proyectos puedan ofrecer, tales como ubicación, facilidad y tiempo de construcción, y otras características relativas a la maduración del proyecto (financieras, estratégicas empresariales, de precios, etc.).

Los proyectos candidatos de transmisión troncal (enlaces de refuerzo entre zonas del SEIN), considerados son los siguientes:

- Enlace de Transmisión 220 kV Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha – Vizcarra – Huallanca – Cajamarca – Carhuaquero. En construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará la transmisión troncal Centro – Norte.
- Enlace de Transmisión 500 kV Mantaro – Caravelí – Montalvo. En construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará la transmisión Centro – Sur.
- Enlace de Transmisión 220/500 kV Chilca – Planicie – Zapallal, en construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará el enlace de evacuación de generación de la zona de Chilca.
- Enlace de Transmisión 500 kV Zapallal – Chimbote – Trujillo, cuya licitación aún no ha sido convocada, y se prevé su ingreso el 2013. Reforzará el enlace Centro – Norte.

Cuadro Nº RE-02
Proyecto de Generación Candidatos
Centrales Hidráulicas

A) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN DEFINITIVA

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Platanal	220	1 079	Ejecutado
Machu Picchu II	98	584	149 000
Tarucani	50	334	67 809
Cheves	168	837	192 026
Santa Rita	174	1 000	173 732
La Virgen	64	385	63 344
Pucará	130	900	224 066
Quitaracsa	112	720	96 979
San Gabán I	110	744	205 891
Huanza	79	338	76 349
Marañón	96	425	101 571

B) OTROS PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN TEMPORAL O CON ESTUDIOS

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Santa Teresa	98	821	89 892
Lluta	220	1 507	311 892
Olmos I	120	675	115 484
Olmos II	120	714	133 862
Alto Piura I	150	455	208 432
Alto Piura II	150	395	209 199
El Caño	83	726	119 125
Lluclla	382	2 132	355 318
La Guitarra	220	1 831	586 650
Uchuhuerta	30	235	53 550
Molloco I	200	1 014	503 150
Molloco II	110	558	188 710

C) GRANDES PROYECTOS

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	Millones US\$
Paquitzapango	838	5 691	1 310
Inambari	1 355	10 330	2 310
Urubamba	735	5 196	1 200
Sumabeini	1 199	8 550	2 100
Puerto Prado	1 163	7 720	2 020
Rentema	854	6 097	1 420
Manseriche	1 644	13 120	3 240

Cuadro Nº RE-03

Proyecto de Generación Candidatos
Centrales Térmicas

Item	Tipo de Central Térmica	Capacidad (MW)	Costo Total (Millones US\$)
1	Turbogas Solo GN	180	73,3
2	Turbogas Dual GN/Diesel	180	81,3
3	Turbogas Ciclo Combinado	540	340
4	Turbovapor Cierre de Ciclo Combinado	180	193
5	Carbón Turbovapor	500	900
6	Carbón Turbovapor	1000	1 400
7	Petróleo Residual Turbovapor	500	550

1.7.2 Planeamiento de la Expansión de la Generación y Transmisión

1.7.2.1 Criterios y Premisas Generales

Los planes de expansión de generación y transmisión del SEIN fueron formulados bajo los siguientes criterios y premisas generales:

- a) Criterio General de Planificación del Expansión de la Generación y Transmisión para cada escenario de crecimiento de demanda y oferta:

El criterio de planificación de la expansión de generación y transmisión a obtener será aquél que presente el “Mínimo Costo” total, tomando en cuenta costos de inversión y costos operativos, que los proyectos que los componen sean técnica y económicamente viables bajo las consideraciones de operación económica del mercado definidas por el marco regulatorio del subsector, y concordante con la estrategia de desarrollo eléctrico establecido para el sector.

Este plan considera únicamente los requerimientos nacionales. Los requerimientos de las interconexiones internacionales serán definidos de manera separada por estar sometida a instancias internacionales.

- b) Proyección de Precios de Energéticos en Términos Reales (en US\$ de 2008):

Se consideraron los promedios de la proyección del precio del petróleo crudo liviano de referencia en el mercado internacional, de la EIA².

Se consideró la proyección de precios del gas natural de Camisea, para generación eléctrica con peajes de gasoductos tipo “estampilla” (pagados por todos los usuarios eléctricos), a fin que las centrales a gas compitan en el despacho en igualdad de costos de gasoductos, y de enlaces troncales de transmisión.

Se consideró el precio del GN de Camisea proyectado, a US\$ del 2008, como se muestra en el Gráfico N° RE-18, en donde comparativamente se indican los precios internacionales proyectados (ref. precio “spot” Henry Hub), y éstos referidos a la Costa del Perú (“net-back”). Se observa que los precios del GN de Camisea proyectados, se encuentran en el orden de magnitud que la referencia internacional, por lo que se puede concluir que aproximadamente reflejaría los precios del mercado internacional.

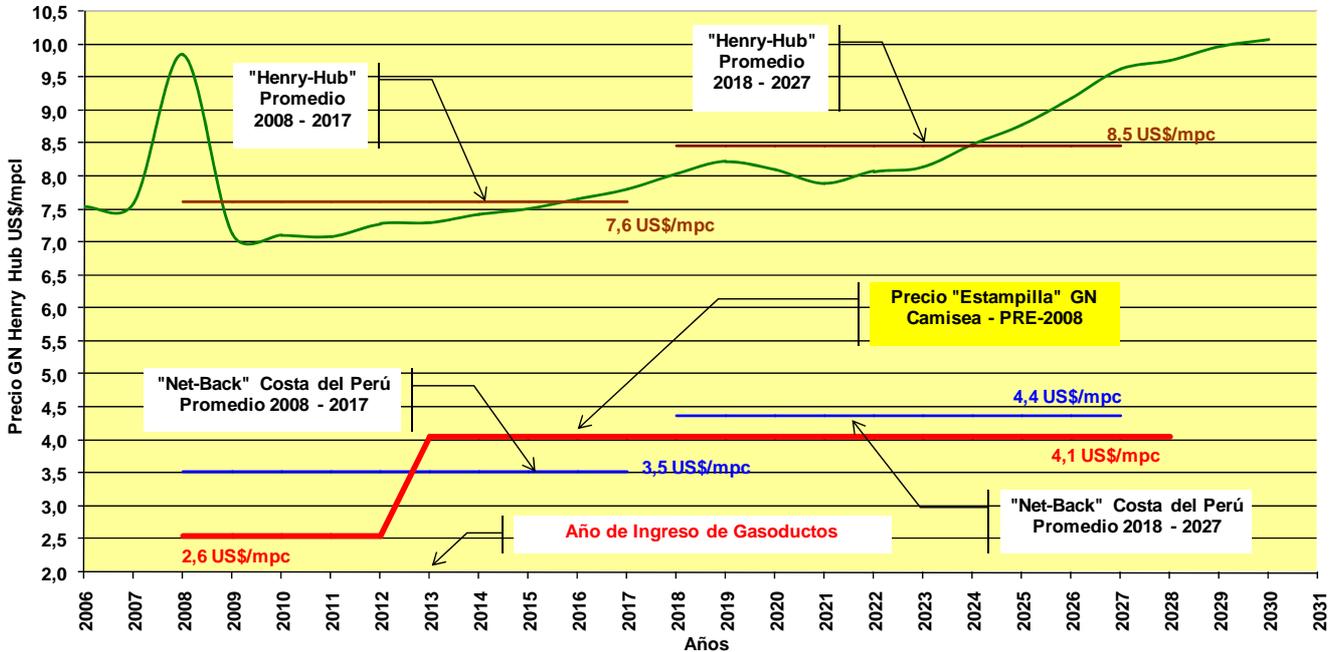
Se consideraron los precios de gas natural de otros yacimientos existentes, acorde al adoptado por OSINERGMIN, en la Fijación de Tarifas en Barra 2009.

Se consideró la proyección del precio del carbón, sobre la base de precios de exportación de Estados Unidos, de la EIA.

² Proyección de precios de exportación de Estados Unidos , de EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso de Referencia

Gráfico N° RE-18

Proyección de Precio del GN Camisea y Comparación con Referencia Internacional "Henry Hub"
 (Fuente: EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso Referencia y Cálculos Propios)
 Precios en US\$ del 2008



c) Oferta Disponible del Gas Natural de Camisea para Generación Eléctrica:

La proyección de oferta de gas natural de Camisea disponible, determinada a partir de las proyecciones, de demanda de gas para usos no eléctricos, y de la oferta garantizada³, de gas natural⁴, se indica en el Gráfico N° RE-19, donde se aprecia que la oferta garantizada de gas natural es limitada.

Se tomó como criterio de asignación del GN de Camisea, el Decreto de Urgencia N° 023-2009, que establece una Priorización Temporal de Asignación de Uso del GN hasta el año 2011, en el siguiente orden: Servicio Público, generación de electricidad dual GN/Diesel N°2, y otros usos. Bajo este dispositivo se consideró que las siguientes unidades a GN en actual ejecución y otros posibles con solicitud de autorización puedan implementarse hasta finales del 2011:

- Turbovapor TV1 de 180 MW comprendiendo el cierre de 2 turbogas existentes a ciclo combinado en el Centro.
- Turbovapor TV2 de 180 MW comprendiendo el cierre de 2 turbogas existentes a ciclo combinado en el Centro.
- Nueva Planta de Ciclo Combinado de 520 MW ubicada en el Centro
- Unidad Turbogás Dual GN/Diesel N°2, de 180 MW ubicada en el Centro

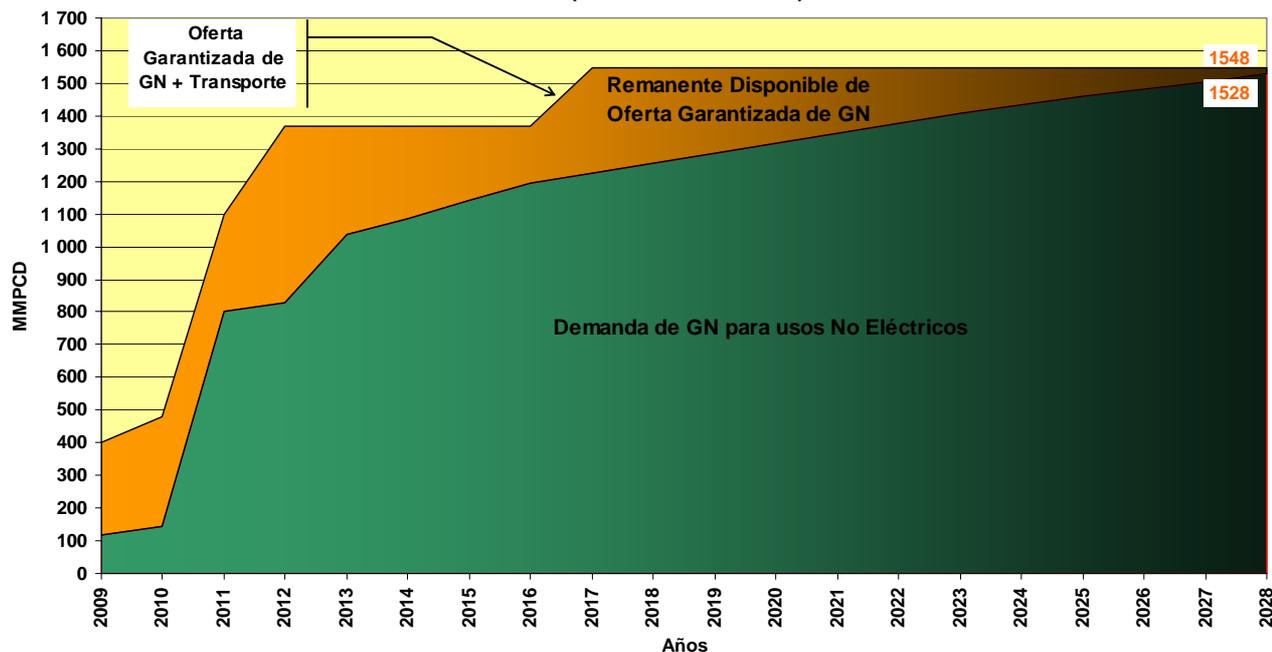
³ Oferta que solo considera la proyección de la producción de los lotes 56 y 88, del yacimiento de Camisea en actual explotación, sin incluir la producción futura de otros lotes aledaños, en exploración que aún no cuentan con certificación.

⁴ Proyecciones de la Dirección General de Hidrocarburos – MINEM, marzo 2009

Además para el 2013 se contempla la puesta en servicio los gasoductos regionales de GN al Norte (Chimbote) y al Sur (Ilo). Dada la gran importancia nacional de estos proyectos, se considera la asignación de GN para la implementación de dos centrales a GN de Ciclo Combinado de 520 MW cada una, una en cada extremo de esos gasoductos.

Gráfico N° RE-19

Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56) y Demanda de GN para Usos No Eléctricos
Capacidad de Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD
(Fuente: DGH-MINEM)



Considerando la asignación de contratos de gas acogiéndose al D.U. N° 023-2009 y a las centrales de los gasoductos regionales Norte y Sur, la disponibilidad de GN de Camisea para generación eléctrica se amplía a 360 MMPCD a fines del 2011 y a 500 MMPCD a partir del 2013, como se muestra en el Gráfico N° RE-20. En éste se observa que solo hay remanente de oferta de GN garantizado disponible, hasta el 2011, y que a partir de ese año la demanda de de GN para usos no eléctricos sería restringida.

Se tiene también una proyección de incremento de oferta adicional de GN de Camisea, posible, pero no garantizada, proveniente de lotes aledaños al de actual producción⁵. Con esta oferta adicional de oferta y la misma demanda de gas para uso eléctrico no eléctrico, la asignación de GN sería la mostrada en el Gráfico N° RE-21. En éste se observa que el remanente de oferta de GN garantizado se mantiene hasta el 2011, mientras que el remanente de GN posible, pero no garantizado, se tendría a partir del 2015, pero con márgenes relativamente pequeños acotados a: 160 MMPCD para el 2019, 215 MMPCD para el 2024 y a 320 MMPCD para el 2028.

⁵ Proyección de la Dirección General de Hidrocarburos – MINEM, marzo 2009

Gráfico N° RE-20

**Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56),
Demanda Máxima de GN para Uso Eléctrico Bajo el Amparo de Priorización del DU N° 023-2009 y
Proyectos Regionales
Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD**

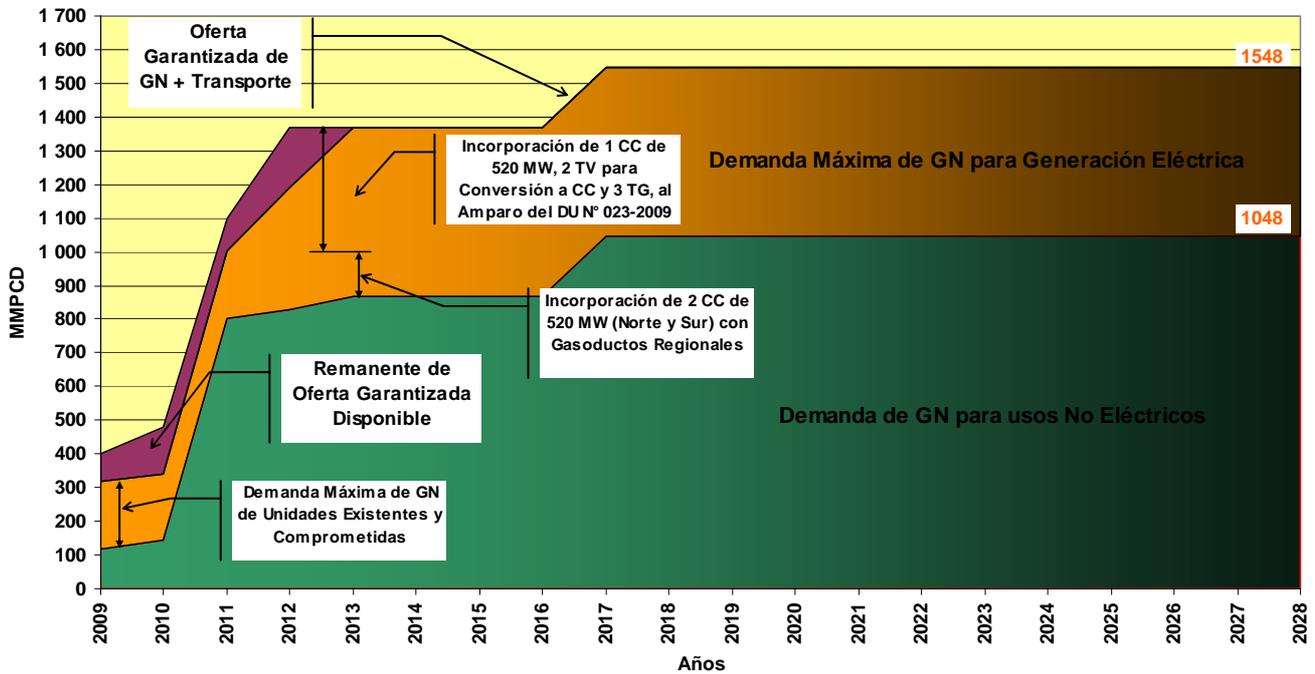
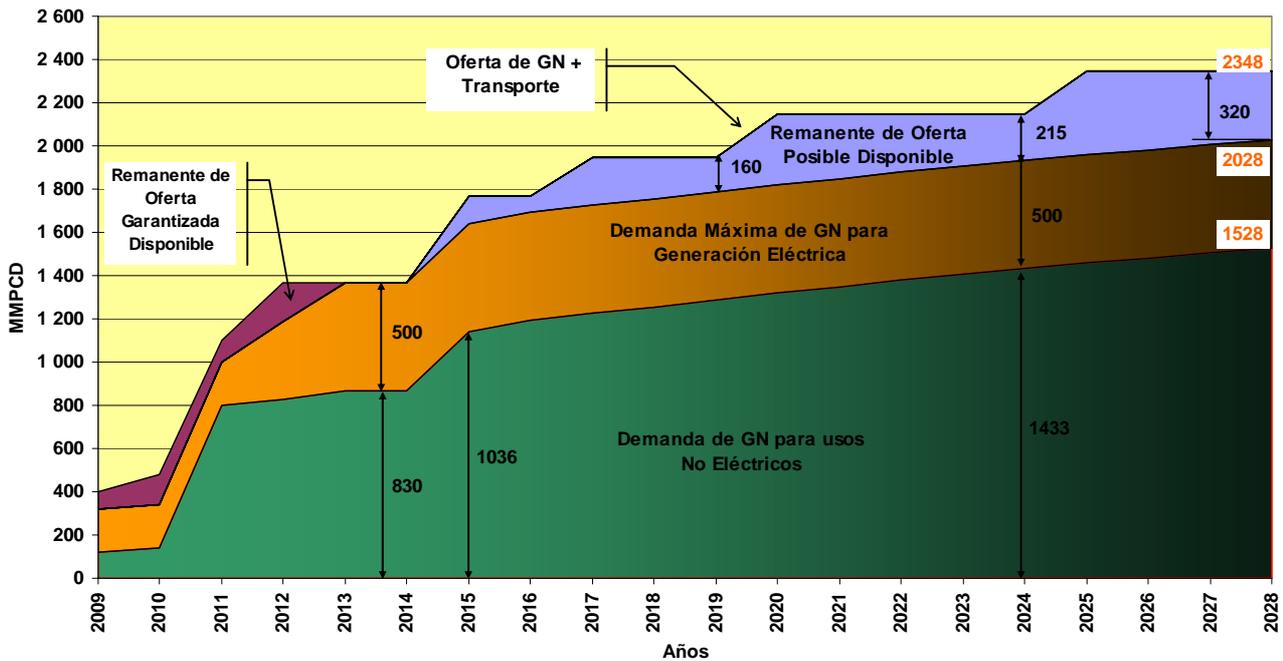


Gráfico N° RE-21

**Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Posible (Lotes 88 y 56, y Aledaños),
Demanda Máxima de GN para Uso Eléctrico Bajo el Amparo de Priorización del DU N° 023-2009 y
Proyectos Regionales
Producción Máxima Garantizada GN 2348 MMPCD**

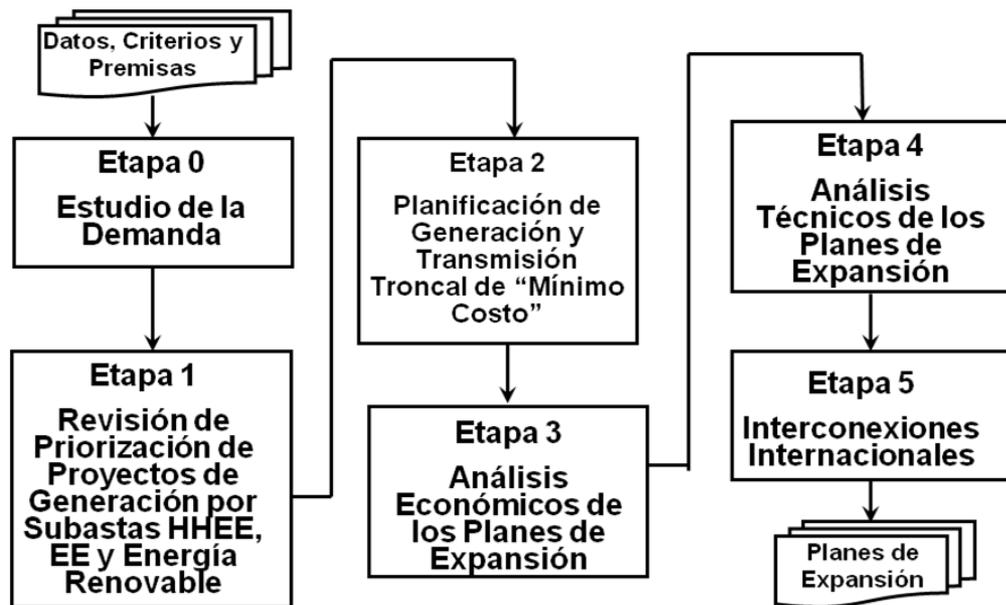


d) Metodología de Planificación

Los planes de expansión de la generación y transmisión del SEIN han sido formulados bajo una metodología de planificación que siguiendo el enfoque de la “Visión de Planificación de largo plazo” busca satisfacer del criterio general de planificación de expansión de la generación y transmisión troncal.

La metodología seguida se presenta esquemáticamente en el Gráfico N° RE-22.

Gráfico N° RE-22
Metodología para la Formulación de Planes de Expansión de la Generación y Transmisión



- En la Etapa 0 de la metodología se determina la proyección de la demanda por escenarios, en la Etapa 1 se realiza una revisión de la priorización de proyectos por subastas y licitaciones de contratos, Eficiencia Energética y Energía Renovable.
- En la Etapa 2 se define la optimización de planes de expansión de generación y transmisión troncal, considerando el criterio de “Mínimo Costo”.
- En la Etapa 3 se analiza económicamente el plan de expansión óptimo considerado.
- En la Etapa 4 se realiza el análisis técnico del sistema y finalmente,
- En la Etapa 5 se realiza el análisis de interconexiones internacionales.

Las herramientas de análisis utilizadas en las diferentes etapas fueron las siguientes:

- Etapa 2: Modelo de Planeamiento de Generación y Transmisión Super OLADE – BID.
- Etapa 2: Modelo de Operación Económica PERSEO, de OSINERGMIN, y modelos de análisis en hojas de cálculo.
- Etapas 3 al 5: Modelo de Análisis de Flujo de Carga WIN-FDC.

Con la metodología seguida se sustenta que, para cada escenario planteado, el PRE-2008 concluye en planes de expansión de la generación y la transmisión del SEIN de “Mínimo Costo”, que incluyen proyectos de generación y transmisión viables económicamente.

1.8 RESULTADOS DE LA PLANIFICACIÓN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN - ESCENARIO DE OFERTA BASE – PLAN DE OBRAS Y PROGRAMA DE INVERSIÓN

Los resultados del planeamiento de la expansión de la generación y transmisión del SEIN para los diversos Escenarios de Demanda concluyen en planes de expansión y programas de inversión de la generación y transmisión.

1.8.1 Oferta de Generación de Fuentes Renovables No Convencionales

Se incluye al plan de expansión de de la generación del SEIN, la oferta estimada de fuentes de Energía Renovables No Convencionales (ERNC), conformada por generación eólica, geotérmica, y pequeña generación hidráulica (PH<20MW), en aplicación de la normativa de promoción de ese tipo de proyectos. La proyección de la oferta de generación eléctrica basada en ERNC se presenta en el Cuadro N° RE-04, y alcanza a 718 MW para el año 2017.

Cuadro N° RE-04

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
EOLICA	-	0	0	50	50	50	50	50	100	100	450
GEOTERMICA	-	0	0	0	0	0	0	25	50	50	125
PH < 20 MW	-	0	0	0	0	10	15	25	40	53	143
TOTAL	-	0	0	50	50	60	65	100	190	203	718

1.8.2 Resultados del Planeamiento – Programas de Inversión - Escenario de Crecimiento de Demanda Medio:

El Plan de Expansión de la Generación y Transmisión para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Medio (Escenario Base), y su correspondiente programa de inversión, se presenta en los Cuadros N° RE-05 y N° RE-06

Cuadro Nº RE-05

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca Turbogas 3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa Turbogas 2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	580	617
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120	135
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 -2017				6.000	5.384

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los proceso de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Norte	180	81
2019	Paquizapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2023	Manseriche	Hidráulico	Norte	1.644	3.240
2025	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
TOTAL SEIN 2018 -2027				5.454	8.140
TOTAL SEIN 2008 -2027				11.454	13.524

Cuadro Nº RE-06
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 - 2017

Año	Descripción	Costo (Millones US\$)	Observaciones
I) Proyectos con Concesión (incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)			
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500 kV 94 km	52
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500 kV 761 km	146
	Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220 kV 697 km	106
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220 kV 204 km	35
Inversión Total (Millones US\$)			339
II) Proyectos por Concesionar (Incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)			
a) Líneas de Transmisión			
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220 kV 303 km	65
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220 kV 55 km	13
	Piura - Talara (2do Circuito)	220 kV 104 km	23
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500 kV 515 km	200
b) Compensación Reactiva			
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300 MVar	7
c) Transformación			
2011	Tintaya 220/138 kV	120 MVA	3
	Onocora 220/138 kV	120 MVA	3
2013	Chimbote 500/220 kV	620 MVA	13
	Trujillo - 500/220 kV	450 MVA	9
Inversión Total (Millones US\$)			336
III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema)			
a) Líneas de Transmisión			
2011	Chilca - Marcona	500 kV 380 km	143
	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220 kV 137 km	29

2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220	kV	240	km	52	
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	83	km	19	
	Trujillo - Guadalupe (2do Circuito)	220	kV	103	km	23	
	Chiclayo - Piura (2do Circuito)	220	kV	211	km	44	
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220	kV	11	km	4	
2015	Cajamarca – Cacic - Moyobamba	220	kV	251	km	30	
2017	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220	kV	137	km	29	
	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220	kV	9	km	4	
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220	kV	18	km	6	
b) Compensación Reactiva							
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100		MVA		5	
c) Transformación							
2011	Marcona 500/220 kV	300	MVA			6	
2014	Azángaro 220/138 kV	120	MVA			3	
Inversión Total (Millones US\$)						397	
Total 2008 - 2017 (Millones US\$)						1 072	

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción			Costo (Millones US\$)	
a) Líneas de Transmisión					
2019	Paquitzapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	170 km	139
2021	Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	590 km	443
2022	Trujillo Norte - Piura Oeste	500	kV	400 km	150
	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500	kV	324 km	247
	Campo Armiño - Chilca	500	kV	270 km	105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500	kV	48,5 km	54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500	kV	29 km	40
	Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito)	220	kV	35,1 km	11
	Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito)	220	kV	107 km	23
2023	Manseriche - Piura Oeste (Doble Circuito)	500	kV	430 km	321
2025	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500	kV	240 km	104
2027	Marcona - Caravelí	500	kV	220 km	87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500	kV	34,6 km	32
	Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito)	220	kV	106 km	23
	Onocora - Machupicchu	220	kV	211 km	44
b) Compensación Reactiva					
2019	Reactor de CH Paquitzapango en Sumabeni	1000	MVA		14
2021	Reactor de CH Inambari	1000	MVA		14
2022	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100	MVA		1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100	MVA		1
	Reactor en Marcona 500 kV	2x100	MVA		2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100	MVA		2
2023	Reactor de CH Manseriche	1000	MVA		14
c) Transformación					
2022	Piura Oeste 500/220 kV	1000	MVA		21
	Lima 1 500/220 kV	1500	MVA		31
	Lima 2 500/220 kV	550	MVA		12
	Lima 3 500/220 kV	2000	MVA		42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200	MVA		25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300	MVA		6

2027	Santa Rosa 500/220 kV	600	MVA	13
Inversión Total 2018 – 2027 (Millones US\$)				2 021
Inversión Total en Transmisión 2008 – 2027 (Millones US\$)				3 093

IV) Proyectos Asociados a Generación				
Líneas de Transmisión				
2009	Chilca - Platanal	220 kV	110 km	En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220 kV	50 km	Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho	220 kV	75 km	Conexión de C.H. Cheves
	Marañón - Vizcarra	220 kV	40 km	Conexión de C.H. Marañón
	Uchuhuerta - Carhuamayo	138 kV	46 km	Conexión de C.H. Uchuhuerta
2014	San Gabán - Azángaro	220 kV	159 km	Conexión de C.H. San Gabán I
2015	Olmos - Derivación Olmos	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura
	Majes - Socabaya	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138 kV	91 km	Conexión de C.H. Tarucani
2017	Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito)	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos II

Se determinaron los costos marginales de largo plazo (CMgLP) del Plan de Expansión de la Generación 2008-2027, bajo los criterios de considerar o no los proyectos de energía renovable no convencionales (ERNC) (Eólica, Geotérmica y Pequeñas Hidráulicas), los mismos que han sido definidos de manera separada acorde a las exigencias normativas de incorporación de esos proyectos en la expansión del parque generador.

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación para el Escenario de Demanda Medio, fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 44,3 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,7 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 7,7% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

1.8.3 Resultados del Planeamiento – Escenario de Crecimiento de Demanda Optimista

El Plan de Expansión de la Generación y Transmisión del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Optimista, y su correspondiente programa de inversiones, se presenta en los Cuadros N° RE-07 y RE-08.

Cuadro Nº RE-07

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	727	800
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	788	1.328
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120	134
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 - 2017				7.427	6.737

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los proceso de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2022	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2025	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
2026	Rentema	Hidráulico	Norte	854	1.416
	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
TOTAL SEIN 2018 -2027				5.384	6.641
TOTAL SEIN 2008 -2027				12.811	13.378

Cuadro Nº RE-08
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 - 2017

Año	Descripción				Costo (Millones US\$)	Observaciones	
I) Proyectos con Concesión (incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)							
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500	kV	94	km	52	El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble terna en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500	kV	761	km	146	
	Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220	kV	697	km	106	
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220	kV	204	km	35	
Inversión Total (Millones US\$)					339		
II) Proyectos por Concesionar (Incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)							
a) Líneas de Transmisión							
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220	kV	303	km	65	En Onocora se conectará la C.H. Pucará
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220	kV	55	km	13	
	Piura - Talara (2do Circuito)	220	kV	104	km	23	
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500	kV	515	km	200	
b) Compensación Reactiva							
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300	MVAr			7	
c) Transformación							
2011	Tintaya 220/138 kV	120	MVA			3	Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV
	Onocora 220/138 kV	120	MVA			3	
2013	Chimbote 500/220 kV	620	MVA			13	
	Trujillo - 500/220 kV	450	MVA			9	
Inversión Total (Millones US\$)					336		
III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema)							
a) Líneas de Transmisión							
2011	Chilca - Marcona	500	kV	380	km	143	Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ
	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220	kV	137	km	29	
2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220	kV	240	km	52	
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	83	km	19	
	Trujillo - Guadalupe (2do Circuito)	220	kV	103	km	23	
	Chiclayo - Piura (2do Circuito)	220	kV	211	km	44	
	Guadalupe - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	84	km	19	
	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220	kV	137	km	29	
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220	kV	11	km	4	

2015	Cajamarca - Cacic	220 kV	251 km	30	
2017	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220 kV	9 km	4	
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220 kV	18 km	6	
b) Compensación Reactiva					
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100 MVAr		5	
c) Transformación					
2011	Marcona 500/220 kV	300 MVA		6	
2014	Azángaro 220/138 kV	120 MVA		3	
Inversión Total (Millones US\$)				416	

Total 2008 - 2017 (Millones US\$)	1 091
--	--------------

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción			Costo (Millones US\$)
a) Líneas de Transmisión				
2019	Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500 kV	170 km	139
2022	Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500 kV	590 km	443
	Trujillo Norte - Piura Oeste	500 kV	400 km	150
	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500 kV	324 km	247
	Campo Armiño - Chilca	500 kV	270 km	105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500 kV	48,5 km	54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500 kV	29 km	40
	Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito)	220 kV	35,1 km	11
2027	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500 kV	240 km	104
	Rentema - Piura Oeste	500 kV	300 km	115
	Marcona - Caravelí	500 kV	220 km	87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500 kV	34,6 km	32
	Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito)	220 kV	106 km	23
	Onocora - Machupicchu	220 kV	211 km	44
b) Compensación Reactiva				
2019	Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni	1000 MVA		14
2022	Reactor de CH Inambari	1000 MVA		14
	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100 MVA		1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100 MVA		1
	Reactor en Marcona 500 kV	2x100 MVA		2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100 MVA		2
2027	Reactor de CH Rentema	2x300 MVA		8
c) Transformación				
2022	Piura Oeste 500/220 kV	1000 MVA		21
	San Juan 500/220 kV	1500 MVA		31
	Ventanilla 500/220 kV	550 MVA		12
	Chavarría 500/220 kV	2000 MVA		42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200 MVA		25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300 MVA		6
2027	Santa Rosa 500/220 kV	600 MVA		13
Inversión Total 2018 – 2027 (Millones US\$)				1 786
Inversión Total en Transmisión 2008 – 2027 (Millones US\$)				2 877

IV) Proyectos Asociados a Generación				
Líneas de Transmisión				
2009	Chilca - Platanal	220 kV	110 km	En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220 kV	50 km	Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho	220 kV	75 km	Conexión de C.H. Cheves
	Marañón - Vizcarra	220 kV	40 km	Conexión de C.H. Marañón
	Uchuhuerta - Carhuamayo	138 kV	46 km	Conexión de C.H. Uchuhuerta
	La Virgen - Caripa	138 kV	62 km	Conexión de C.H. La Virgen
2014	San Gabán - Azángaro	220 kV	159 km	Conexión de C.H. San Gabán I
2015	La Guitarra - Campo Armiño (Triple Circuito)	220 kV	20 km	Conexión de C.H. La Guitarra
	Olmos - Derivación Olmos	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura
	Majes - Socabaya	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138 kV	91 km	Conexión de C.H. Tarucani
2017	Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito)	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos II

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 44,8 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,7 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 6,5% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

1.8.4 Resultados del Planeamiento – Escenario de Crecimiento de Demanda Conservador

El Plan de Expansión de la Generación y Transmisión del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Conservador y su correspondiente programa de inversiones, se presenta en los Cuadros N° RE-09 y N° RE-10.

Cuadro N° RE-09
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado

	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	518	526
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	Centrales Eólicas	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 - 2017				5 638	5 077

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los proceso de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1 540	1 308
2023	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1 200

2024 Rentema	Hidráulico	Norte	854	1 416
2026 Sumabeini	Hidráulico	Centro	1 199	2 101
TOTAL SEIN 2018 -2027			4 328	6 025
TOTAL SEIN 2008 -2027			9 966	11 102

Cuadro Nº RE-10

**PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 -2017

Año	Descripción			Costo (Millones US\$)	Observaciones
I) Proyectos con Concesión (incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)					
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500	kV 94 km	52	El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble tema en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500	kV 761 km	146	
	Carhuamayo - Paragsha - Conocochoa - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220	kV 697 km	106	
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220	kV 204 km	35	Entregado al mismo concesionario de Mantaro - Caravelí - Montalvo
Inversión Total (Millones US\$)				339	
II) Proyectos por Concesionar (Incluidos en el Plan Transitorio de Transmisión)					
a) Líneas de Transmisión					
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220	kV 303 km	65	En Onocora se conectará la C.H. Pucará
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220	kV 55 km	13	
	Piura - Talara (2do Circuito)	220	kV 104 km	23	
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500	kV 515 km	200	
b) Compensación Reactiva					
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300	MVAR	7	
c) Transformación					
2011	Tintaya 220/138 kV	120	MVA	3	Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV
	Onocora 220/138 kV	120	MVA	3	
2013	Chimbote 500/220 kV	620	MVA	13	
	Trujillo - 500/220 kV	450	MVA	9	
Inversión Total (Millones US\$)				336	
III) Proyectos Nuevos (Refuerzos del Sistema)					
a) Líneas de Transmisión					
2011	Chilca - Marcona	500	kV 380 km	143	

	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220 kV	137 km	29	Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ
2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220 kV	240 km	52	
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220 kV	83 km	17	
2015	Cajamarca - Cacic	220 kV	251 km	30	
2017	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220 kV	137 km	29	
	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220 kV	9 km	4	
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220 kV	18 km	6	
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220 kV	11 km	4	
b) Compensación Reactiva					
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100 MVar		5	
c) Transformación					
2011	Marcona 500/220 kV	300 MVA		6	
2014	Azángaro 220/138 kV	120 MVA		3	
Inversión Total (Millones US\$)				328	

Total 2008 - 2017 (Millones US\$)	1003
--	-------------

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción	Costo (Millones US\$)
a) Líneas de Transmisión		
2019	Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500 kV 170 km 139
2022	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500 kV 324 km 247
	Campo Armiño - Chilca	500 kV 270 km 105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500 kV 48,5 km 54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500 kV 29 km 40
	Pomacocha - Pachachaca (Segundo Circuito)	220 kV 13,5 km 5
	Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito)	220 kV 107 km 23
2023	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500 kV 240 km 104
2024	Rentema - Piura Oeste	500 kV 300 km 115
	Trujillo Norte - Piura Oeste	500 kV 400 km 150
2026	Sumabeni - Campo Armiño	500 kV 80 km 38
2027	Marcona - Caravelí	500 kV 220 km 87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500 kV 34,6 km 32
	Onocora - Machupicchu	220 kV 211 km 44
b) Compensación Reactiva		
2019	Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni	1000 MVA 14
2022	Reactor en Marcona 500 kV	2x100 MVA 2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100 MVA 2
2024	Reactor de CH Rentema	2x300 MVA 8
	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100 MVA 1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100 MVA 1
c) Transformación		
2022	San Juan 500/220 kV	1500 MVA 31
	Ventanilla 500/220 kV	550 MVA 12
	Chavarría 500/220 kV	2000 MVA 42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200 MVA 25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300 MVA 6
2024	Piura Oeste 500/220 kV	1000 MVA 13

2027	Santa Rosa 500/220 kV	600 MVA	21
Inversión Total 2018 – 2027 (Millones US\$)			1 361
Inversión Total en Transmisión 2008 – 2027 (Millones US\$)			2 364

IV) Proyectos Asociados a Generación					
Líneas de Transmisión					
2009	Chilca - Platanal	220 kV	110 km		En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220 kV	50 km		Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho La Virgen - Caripa	220 kV 138 kV	75 km 62 km		Conexión de C.H. Cheves Conexión de C.H. La Virgen
2014 2015	San Gabán - Azángaro	220 kV	159 km		Conexión de C.H. San Gabán I
	Olmos - Derivación Olmos Majes - Socabaya	220 kV 220 kV	80 km 102 km		Conexión de C.H. Olmos en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220 kV	102 km		Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138 kV	91 km		Conexión de C.H. Tarucani

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 43,8 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,8 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 9,1% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

1.8.5 Potencial de Ahorro Por Uso Eficiente de la Energía (UEE)

El potencial de ahorro, por el uso eficiente de la energía en el SEIN, se expresa en reducción de la demanda eléctrica, y se ha estimado en un acumulado de 344 MW en el período 2009-2017.

Cuadro N° RE-11

RESUMEN TOTAL AHORRO POR USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA EN EL SEIN

Año	Total Sector Industrial		Total Sector Residencial		Total Sector Comercial		Total Ahorro por UEE del SEIN ⁽¹⁾	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
2009	7	51	0	9	3	14	5	75
2010	11	78	26	77	5	22	21	177
2011	17	120	49	126	8	31	37	277
2012	31	216	59	147	10	42	50	405
2013	42	288	56	126	13	54	56	468
2014	56	378	39	62	15	62	55	503
2015	64	432	0	19	17	68	40	519
2016	70	464	0	25	11	47	41	536
2017	66	433	0	24	12	49	39	506
Total	363		229		95		344	

Notas: (1) Supuesto de Simultaneidad del 50% de las Potencias Totales con la Máxima Demanda del SEIN

1.9. BALANCE DE OFERTA Y DEMANDA DE POTENCIA

Los balances oferta – demanda de los planes de expansión para el Escenario de Oferta Base y los Escenarios de Demanda Base, Optimista y Conservador, se presentan en los Gráficos N° RE-23, N° RE-24 y N° RE-25, respectivamente.

1.10 PRECIOS EN BARRA – ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

Los precios en barra para el Escenario de Demanda Medio, considera el progresivo cambio de fijación de precios basados en Costos Marginales de Corto Plazo, hacia la determinación de precios resultado de subastas y licitaciones de contratos de electricidad, conforme a lo establecido por la Ley N° 28832 (estimados que en promedio estarán cercanos a los Costos Marginales de Largo Plazo).

En los Cuadros N° RE-12 y N° RE-13, se presentan las proyecciones de precios en barra para el período 2009 – 2017, para los casos sin y con proyectos de energía renovable No Convencional (ERNC), respectivamente. Para el año final del período el precio en barra con ERNC resulta un 7,0% mayor que el precio sin ERNC.

Cuadro N° RE-12
Proyección del Precio en Barra 2009 - 2017
Sin Proyectos de Energía Renovable No Convencional

CMgLP - Generación y Transmisión Troncal	46,6 US\$/MWh
CMgLP - Generación	44,3 US\$/MWh

AÑO	Potencia	PCSPT	PCSGT	Energía	Precio Medio
	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	34,15	47,41
2011	71,24	20,21	19,83	34,15	50,01
2012	71,24	18,77	18,42	34,15	49,60
2013	71,24	16,86	22,53	34,15	49,91
2014	71,24	15,25	20,38	34,15	49,38
2015	71,24	13,71	18,32	34,15	48,86
2016	71,24	12,72	17,01	34,15	48,54
2017	71,24	12,21	16,32	34,15	48,37

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN
(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio sin Proyectos ERNC
(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

Cuadro N° RE-13**Proyección del Precio en Barra 2009 - 2017
Con Proyectos de Energía Renovable No Convencional**

CMgLP - Generación - Con Proyectos ERNC	47,7 US\$/MWh
---	---------------

AÑO	Potencia	PCSPT	PCSGT	Energía	Precio Medio
	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	37,54	50,80
2011	71,24	20,21	19,83	37,54	53,40
2012	71,24	18,77	18,42	37,54	53,00
2013	71,24	16,86	22,53	37,54	53,31
2014	71,24	15,25	20,38	37,54	52,77
2015	71,24	13,71	18,32	37,54	52,26
2016	71,24	12,72	17,01	37,54	51,93
2017	71,24	12,21	16,32	37,54	51,76

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN

(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio con Proyectos ERNC

(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

Gráfico N° RE-23
Escenario de Demanda Medio Base – Balance Oferta – Demanda SEIN

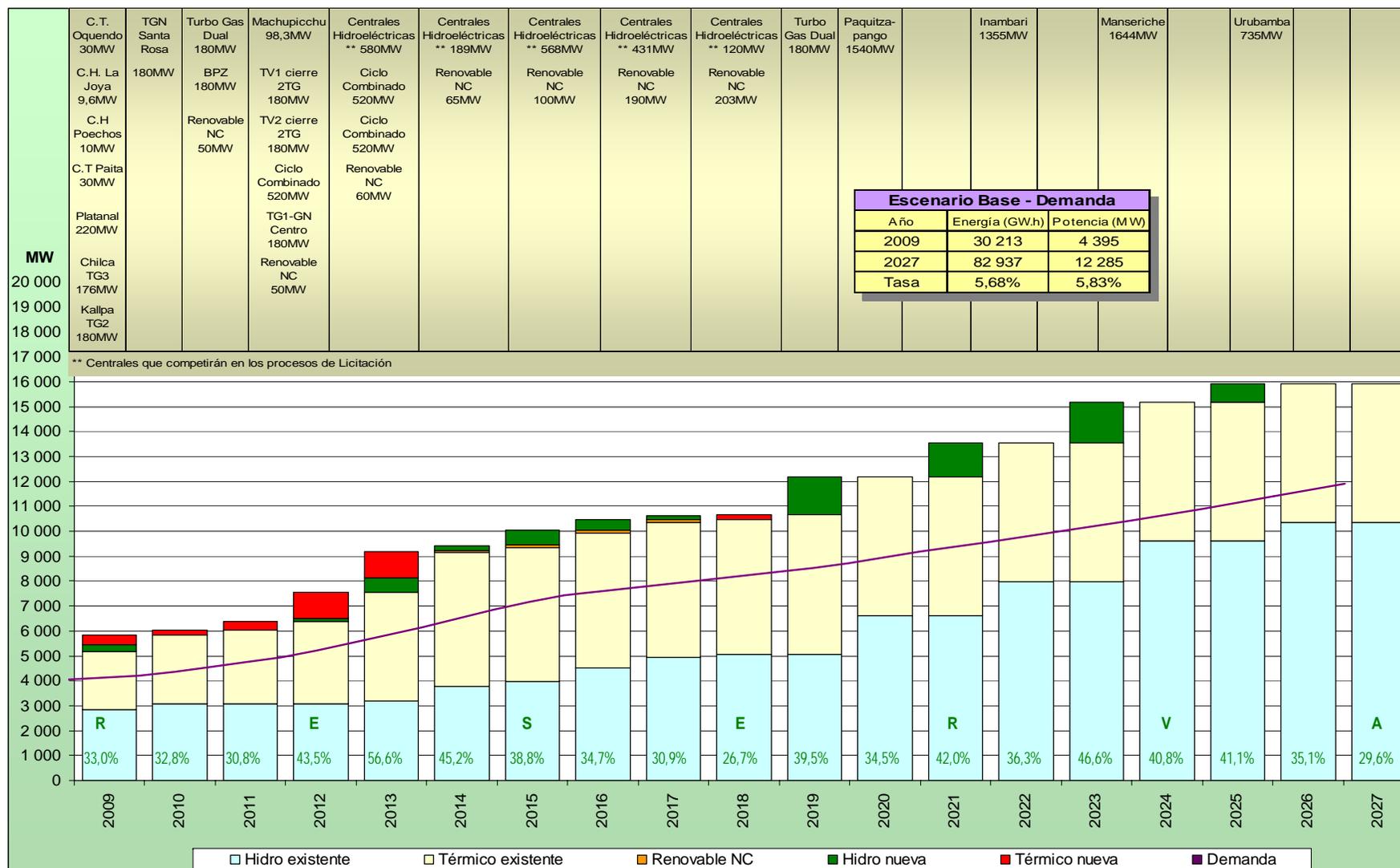


Gráfico N° RE-24 Escenario de Demanda Optimista – Balance Oferta – Demanda SEIN

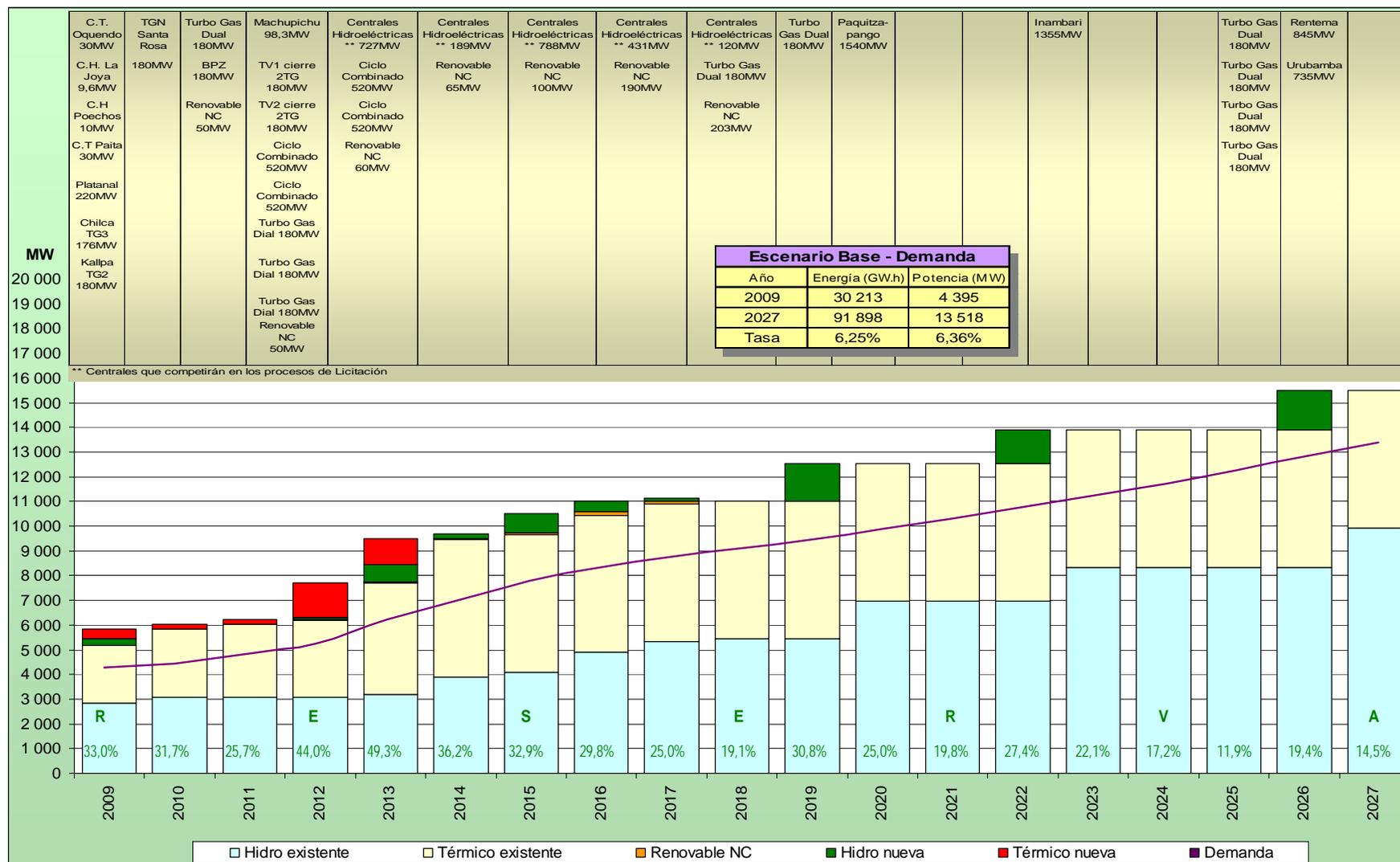
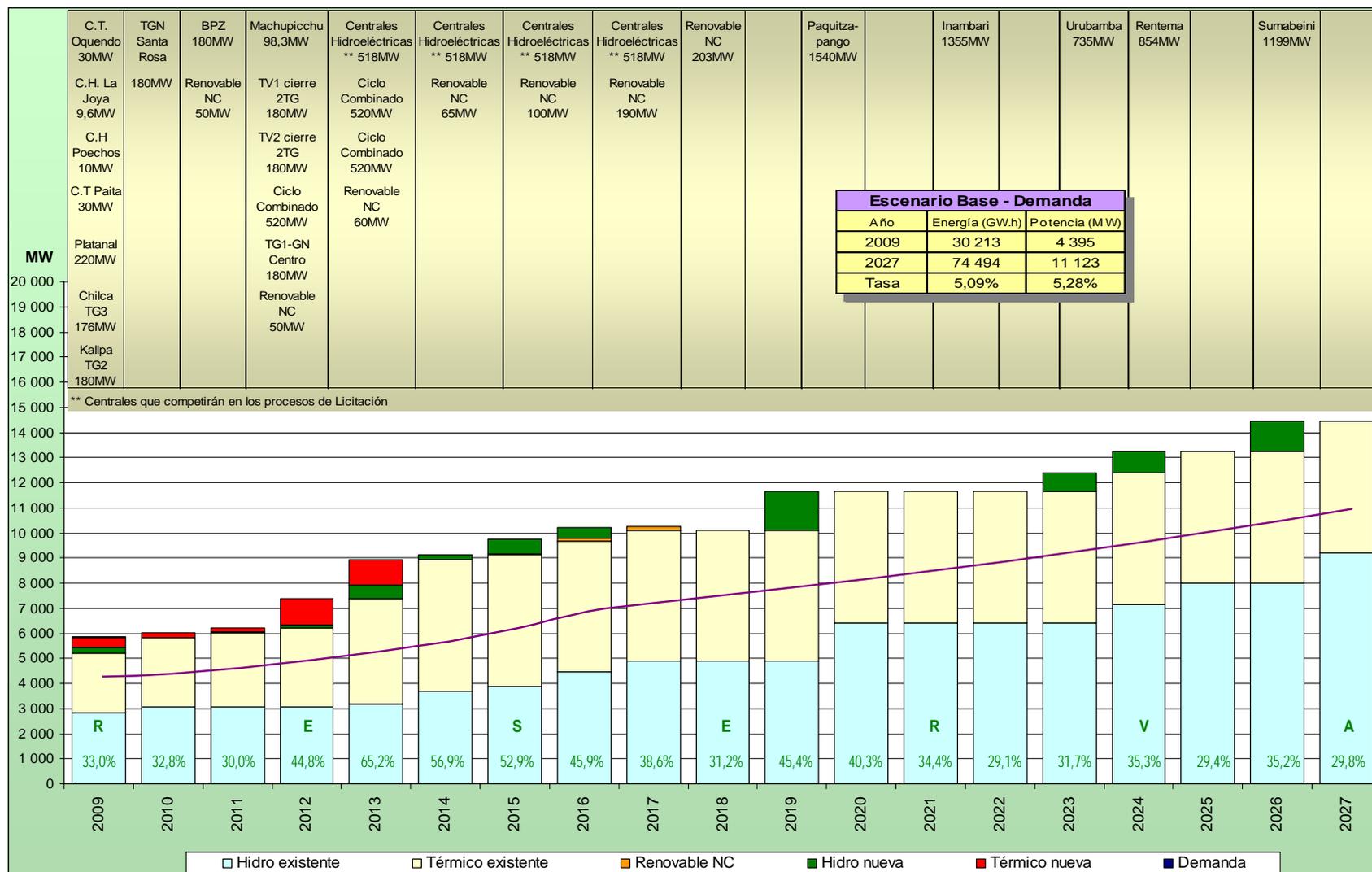


Gráfico N° RE-25
Escenario de Demanda Conservador Balance Oferta – Demanda SEIN



1.11 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS – ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

La evaluación económica de la expansión del parque generador y de la transmisión troncal resultado del plan de expansión de generación (sin incluir los proyectos de generación ERNC), arroja como resultado de indicadores de evaluación los valores nominales (Valor Presente: muy pequeño, cercano a 0, Tasa Interna de Retorno: 12%, y Relación Beneficio / Costo: 1), dado que es el resultado de una evaluación de mínimo costo optimizado. La evaluación representa el promedio del plan de expansión, y no de cada proyecto de manera específica. El análisis beneficio – costo de la evaluación se presenta en el Cuadro N° RE-14.

Cuadro N° RE-14

**Evaluación Económica de Proyectos de Generación y Transmisión Troncal
Escenario de Demanda Medio
(En Millones de US\$ del 2008)**

Año	Costos			Beneficios		Beneficio Neto
	Inversión Anualizada	O&M	Total	Ventas ⁽¹⁾	Total	
2008	5	177	182	0	0	-182
2009	16	194	210	56	56	-155
2010	54	153	208	93	93	-114
2011	155	209	363	225	225	-138
2012	296	213	509	341	341	-168
2013	380	286	665	536	536	-129
2014	447	394	840	722	722	-118
2015	512	426	938	971	971	33
2016	571	578	1 149	1 155	1 155	6
2017	654	574	1 228	1 252	1 252	24
2018	763	656	1 418	1 347	1 347	-71
2019	895	313	1 208	1 448	1 448	240
2020	1 038	354	1 392	1 555	1 555	163
2021	1 173	286	1 459	1 692	1 692	233
2022	1 289	277	1 566	1 815	1 815	249
2023	1 358	88	1 446	1 945	1 945	498
2024	1 392	78	1 470	2 082	2 082	613
2025	1 405	23	1 428	2 227	2 227	800
2026	1 405	57	1 462	2 362	2 362	900
2027	1 405	138	1 543	2 513	2 513	969
VP 2008-2027	3 828	2 321	6 149	6 155	6 155	
				Valor Presente Neto		5,6
				Relación B/C		1,0
				TIR%		12%

Nota: (1) Ventas a Costo Marginal de Largo Plazo de Generación y Transmisión Troncal de 46,6 US\$/MWh

1.12. PROYECCIONES DE ESTRUCTURA HIDRO-TÉRMICA DEL PARQUE GENERADOR, PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, CONSUMO DE GAS NATURAL, Y EMISIONES

1.12.1 Proyección de la Estructura Hidro – Térmica del Parque Generador – Potencia Efectiva del SEIN

La estructura porcentual Hidro – Térmica del parque generador del SEIN para el Escenario de Demanda Medio puede apreciarse en el Gráfico N° RE-26, y para los Escenarios de Demanda Optimista y Conservador en los Gráficos N° RE-27 y Gráfico N° RE-28, respectivamente, en los que se observa que el componente térmico de respaldo al componente hidráulico se encuentra presente, en todo el horizonte, de manera suficiente para afianzar la generación hidráulica ante variaciones estacionales hidrológicas.

Para el Escenario de Demanda Medio, el componente de equipamiento de generación hidráulica alcanza al 55% del parque generador, a inicio del período para descender al 41%, por el año 2013 y alcanzando a un 65% al final del período.

Para el Escenario de Demanda Optimista, al inicio del período el componente de equipamiento de generación hidráulica alcanza un 55% del parque generador, por el año 2012 un 38% y un 58% al final del período. De manera similar para el Escenario de Demanda Conservador los valores oscilan entre un 42% por el año 2013, y un 64%, al final del período.

Gráfico N° RE- 26

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO**

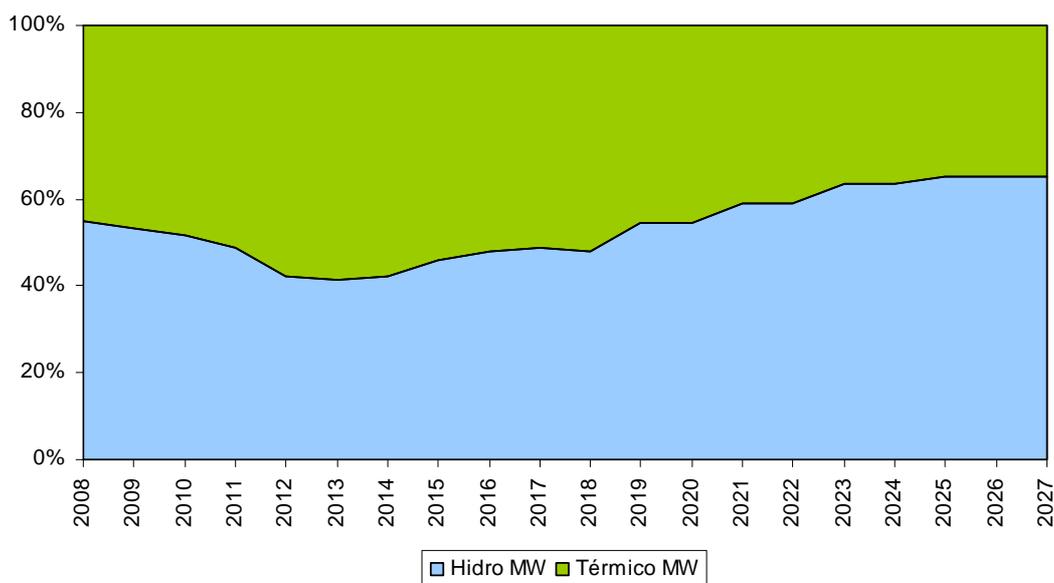


Gráfico N° RE- 27

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**

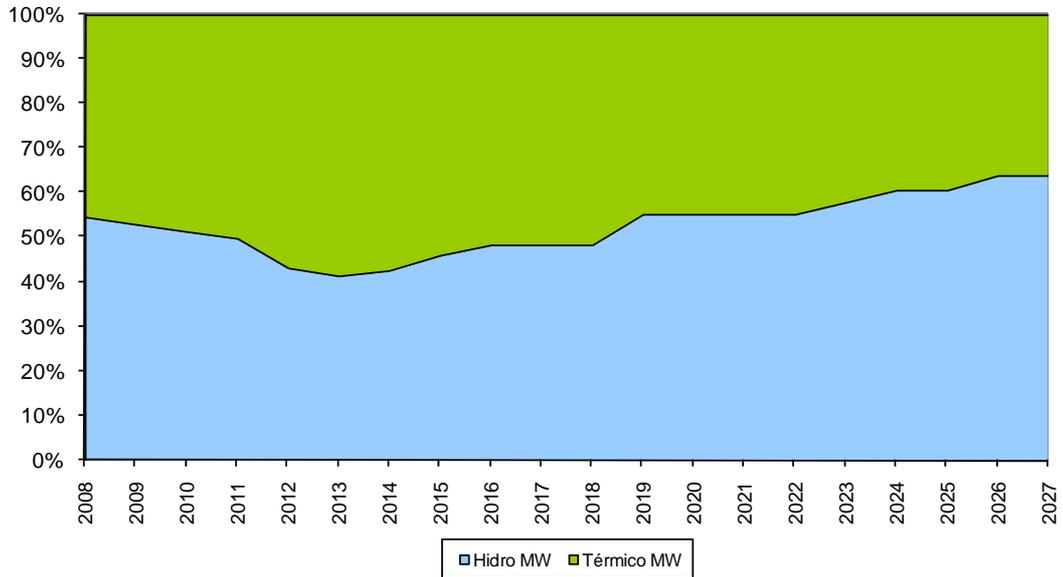
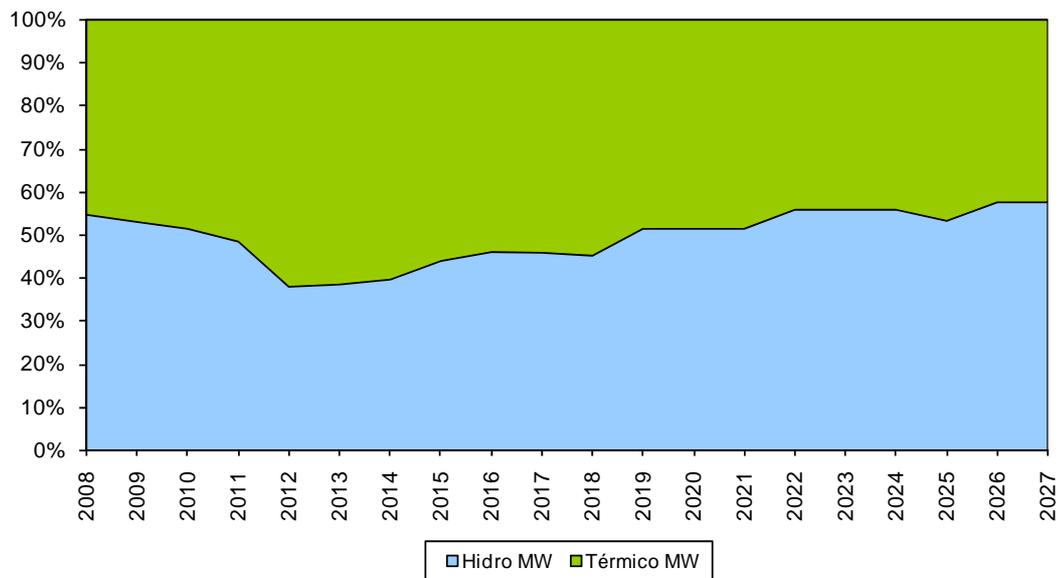


Gráfico N° RE- 28

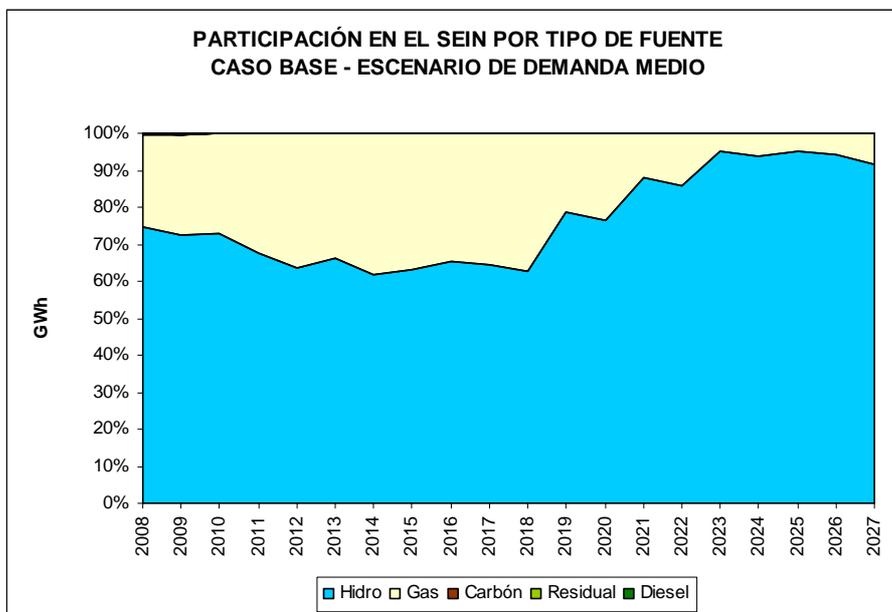
**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**



1.12.2 Producción de Energía Eléctrica por tipo de Energético

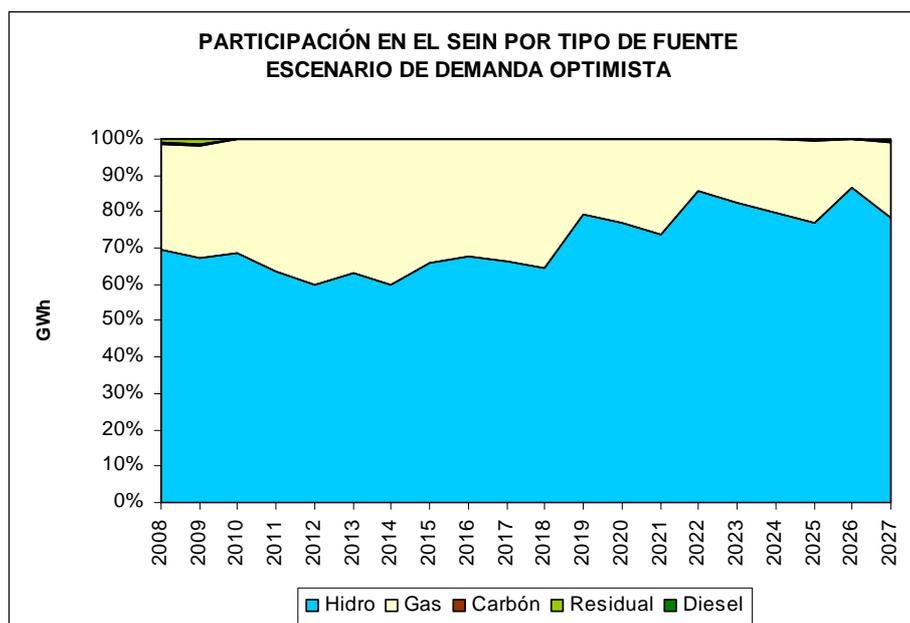
En los Gráficos N° RE-29, N° RE-30 y N° RE-31 se presentan los cambios de la participación porcentual del despacho por fuente de generación en el horizonte de análisis, y para los Escenarios Medio, Optimista y Conservador, respectivamente.

Gráfico N° RE-29



Se observa que la producción hidráulica varía entre 75% al inicio del período, reduciéndose a un 65% para el 2017 y llegando a altas participaciones de hasta más del 90% al final del período, incrementándose sustancialmente con el ingreso de las grandes centrales hidráulicas, a partir del 2018.

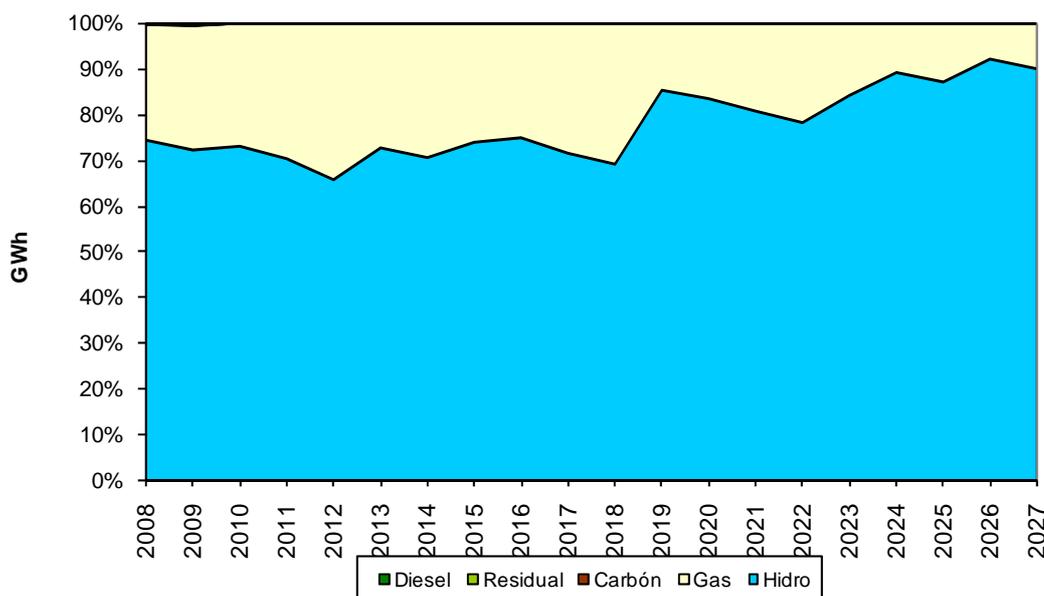
Gráfico N° RE-30



Se observa que la producción hidráulica varía entre 69% al inicio del período, reduciéndose a un 67% para el 2017 y llegando a altas participaciones de hasta más del 80% al final del período, incrementándose con el ingreso de las grandes centrales hidráulicas, a partir del 2019.

Gráfico N° RE-31

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**



Se observa que la producción hidráulica varía entre 75% al inicio del período, reduciéndose a un 69% para el 2018 y llegando a altas participaciones de hasta más del 90% al final del período, incrementándose sustancialmente con el ingreso de las grandes centrales hidráulicas, a partir del 2018.

1.12.3 Consumo de Gas Natural

Consumo Total

El consumo total de gas natural en el período 2008 – 2027, para los Escenarios Medio, Optimista y Conservador; expresado en millones de m³ y millones de pie³, se presenta en el Cuadro N° RE-15.

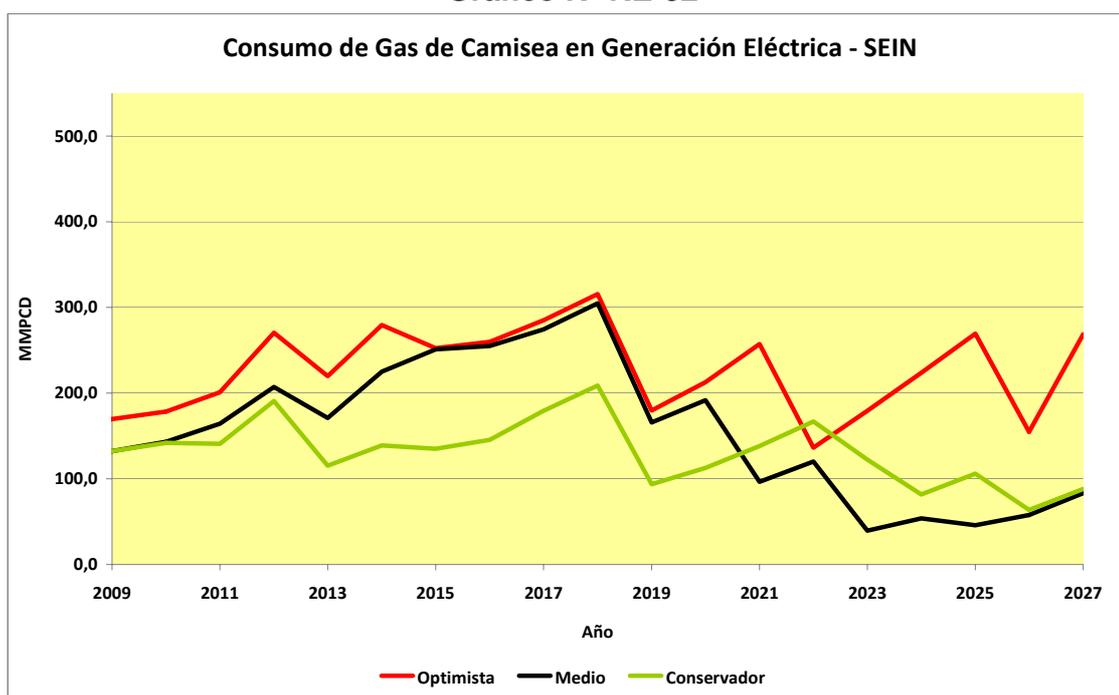
Cuadro N° RE-15
PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008
PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL SEIN
VOLÚMEN DE CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL PERIODO 2008-2027
CASO BASE

Fuente	Escenario Conservador		Escenario Medio		Escenario Optimista	
	Millones m3	Millones pie3	Millones m3	Millones pie3	Millones m3	Millones pie3
Camisea	27 035	954 724	32 011	1 130 443	46 071	1 626 999
Aguaytía	6 761	238 752	6 456	228 005	7 728	272 909
Talara	130	4 592	252	8 912	447	15 778
Norte	4 851	171 316	4 690	165 620	5 742	202 784
Total	38 777	1 369 384	43 409	1 532 981	59 988	2 118 470

Consumo Promedio Anual – Gas de Camisea

El consumo promedio anual del gas natural de Camisea en el período 2008 – 2027, para los Escenarios Medio, Optimista y Conservador; expresado en millones de pie³/día, se presenta en el Gráfico N° RE-32.

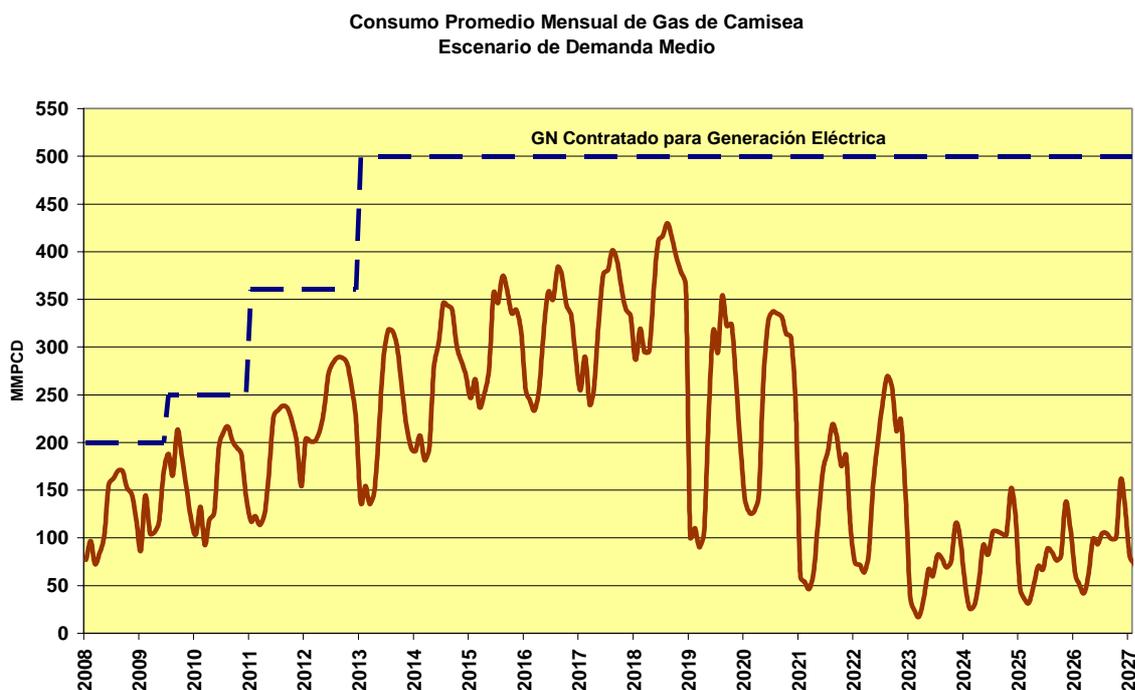
Gráfico N° RE-32



Consumo Promedio Mensual – Gas de Camisea

Para poder apreciar la utilización estacional del Gas de Camisea durante el año, en el Gráfico N° RE-33, se presenta el consumo promedio mensual del gas natural de Camisea en el período 2008 – 2027, para el Escenario de Demanda Medio, expresado en millones de pie³/día.

Gráfico N° RE-33

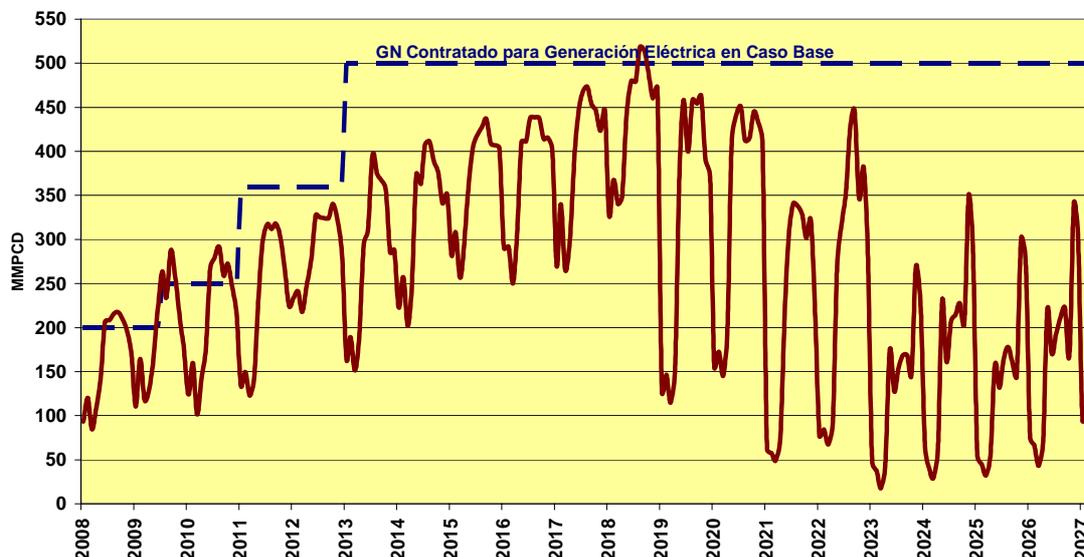


Dada la alta variabilidad que presenta el despacho de energía, y consecuentemente el consumo de gas natural, de las centrales térmicas a ciclo combinado en el SEIN, las remuneraciones de éstas, a ser definidas bajo mecanismos de subastas o licitaciones, contemplaran este aspecto, de manera que este tipo de centrales no pierda competitividad económica.

Para los años de baja precipitación pluvial (“años secos”) y bajo el mismo Escenario de Demanda Medio, el consumo promedio mensual del gas de Camisea sería como se muestra en el Gráfico N° 3.34, en donde se puede apreciar que las capacidades contratadas de GN son adecuada para cubrir los períodos de hidrología seca, y más bien es importante mantener esos niveles de capacidad contratada como respaldo para afrontar esas condiciones hidrológicas críticas.

Gráfico N° 3.34

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
 Escenario de Demanda Medio
 Caso de Sensibilidad - Hidrología Seca



1.12.4 Emisiones

La estimación de emisiones, en toneladas por año, producidas por las centrales de generación térmicas para los escenarios de demanda Medio, Optimista y Conservador, se presentan en los Gráficos N° RE-35, N° RE-36 y N° RE-37, por contaminante CO₂, NO_x y CO respectivamente.

Gráfico N° RE-35

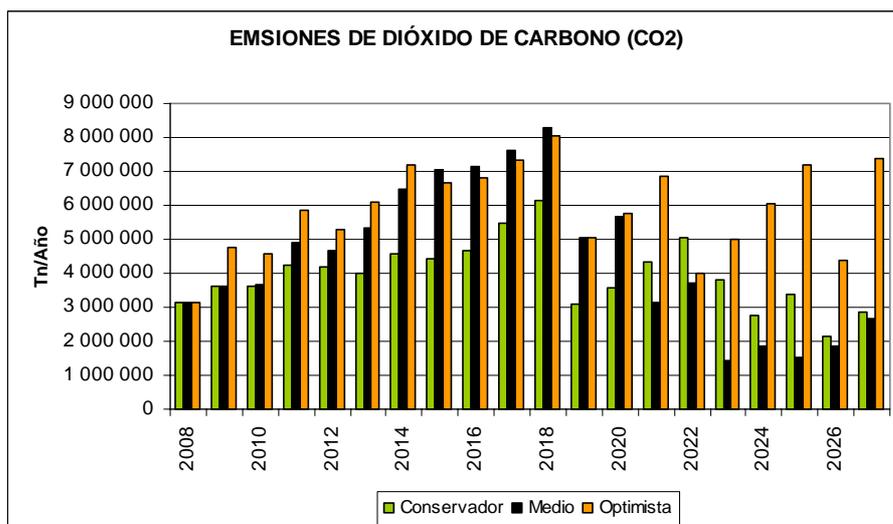


Gráfico N° RE-36

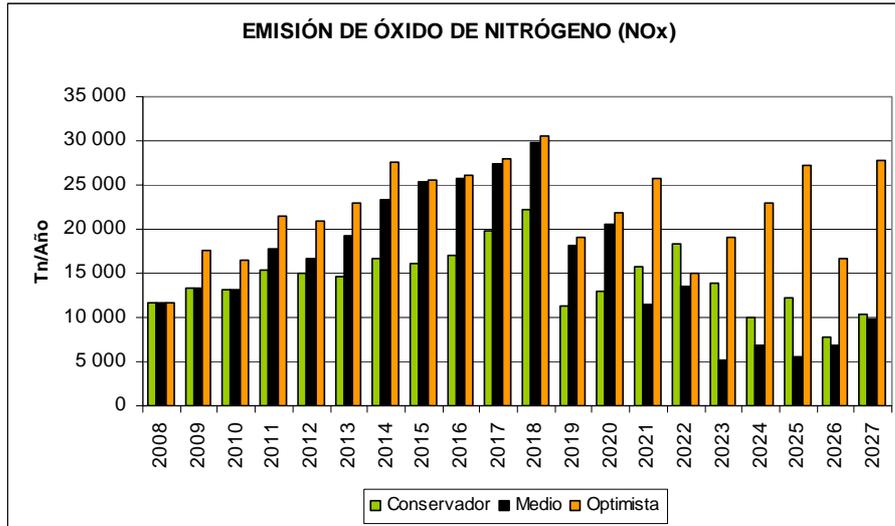
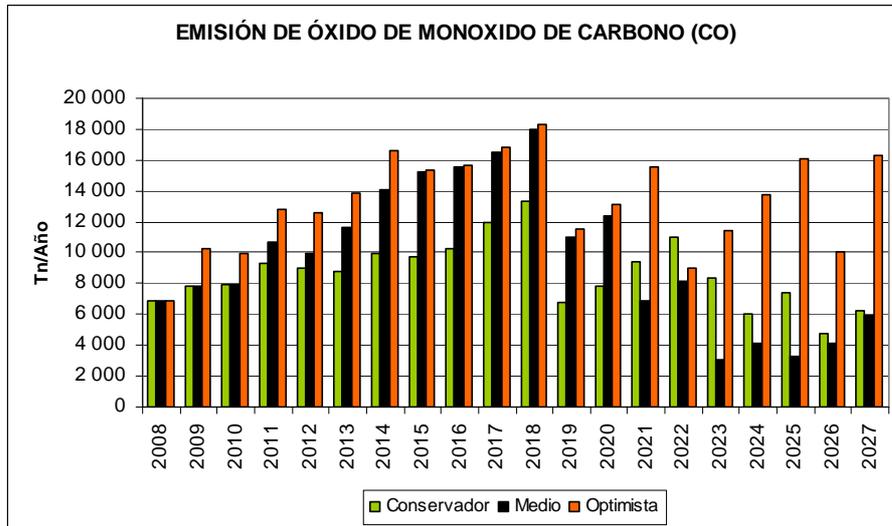


Gráfico N° RE-37



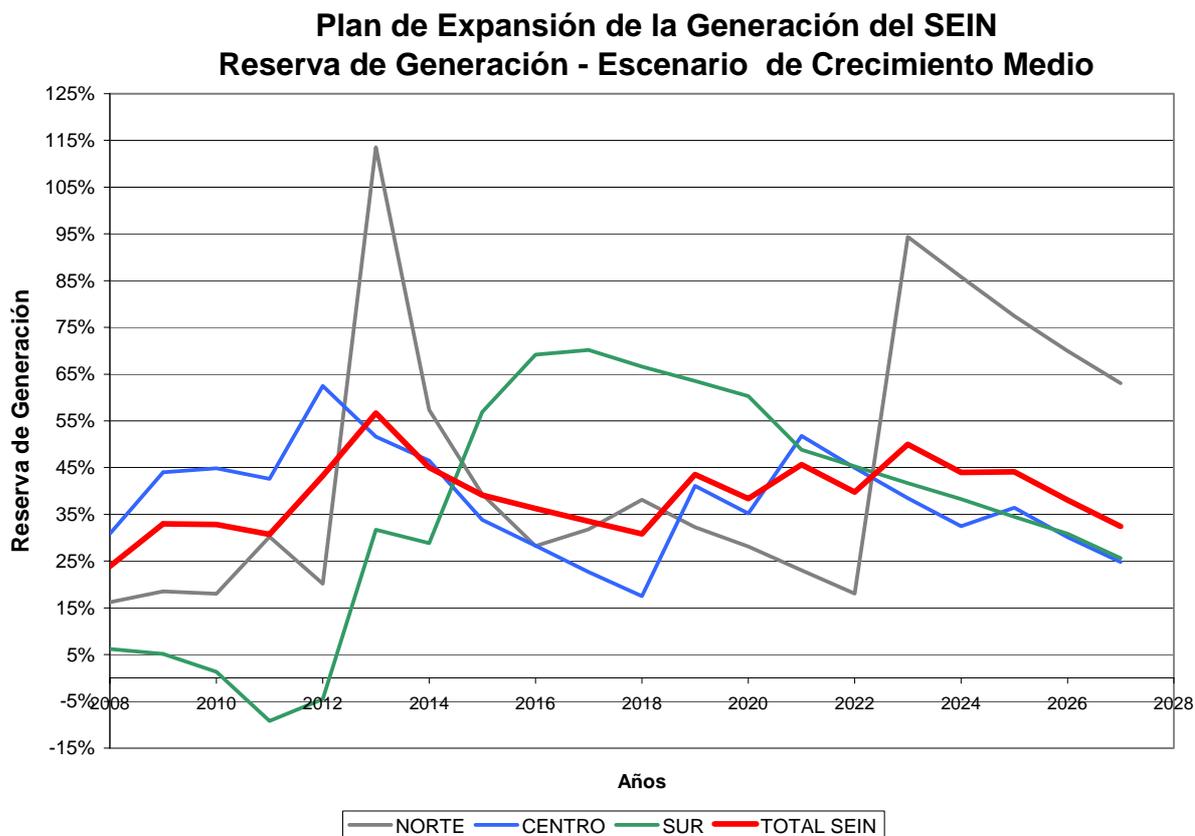
Se observa en todos los escenarios que las emisiones, a partir del año inicial, se incrementan hasta el año 2018, año a partir del cual ingresan los grandes proyectos hidráulicos con los que se observa una sensible disminución de las emisiones. Pero sin embargo, en el escenario optimista las emisiones se mantienen en un nivel relativamente alto en todo el horizonte de estudio

1.13 COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO Y LA RESERVA DE GENERACIÓN – ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

Los costos marginales de corto plazo proyectados en el horizonte de estudio se presentan en el Gráfico N° RE-38.

Se observa que esos valores, tienen un valor relativo bajo, sobre todo a partir del ingreso de los grandes proyectos hidroeléctricos (año 2018), dado que la composición del parque generador lleva a que en gran parte del tiempo las unidades marginales sean unidades generadoras de gas natural a ciclo combinado y unidades generadoras hidráulicas.

Gráfico N° RE-39



1.14 CASOS DE SENSIBILIDAD DE VARIACIÓN DE LA OFERTA

A fin de mostrar el efecto de variaciones importantes en el desarrollo de la expansión de la oferta de generación, se realizaron dos casos de sensibilidad de variación de la oferta:

- **Caso de Sensibilidad – Retraso en la Implementación de Proyectos Hidráulicos:** La magnitud y complejidad del Plan de Expansión puede originar retrasos en la implementación de proyectos hidráulicos, por lo que se plantea escenario de sensibilidad con retraso de 2 años para proyectos medianos y 4 años para grandes proyectos.
- **Caso de Sensibilidad – Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica:** El caso plantea una expansión del parque generador considerando solo a las plantas de gas existentes y las ya comprometidas, lo que significa una relativa baja asignación de gas de Camisea para generación eléctrica en el horizonte.

1.14.2 Caso de Sensibilidad – Retraso en la Implementación de Proyectos Hidráulicos

El retraso en la implementación de de proyectos hidráulicos, de dos años para los proyectos medianos y cuatro años para los grandes proyectos, originaría principalmente el incremento de unidades térmicas y un sustancial incremento del uso de gas natural, como se puede apreciar en los Gráficos N° 40, N° 41 y N° 42, donde se presentan la proyección porcentual de la estructura hidro –térmica del parque generador, el despacho de energía por tipo de combustible en el SEIN, y el promedio mensual del consumo de gas de Camisea en el horizonte de estudio, respectivamente.

Gráfico N° RE-40

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD RETRASO CENTRALES HIDRAULICAS**

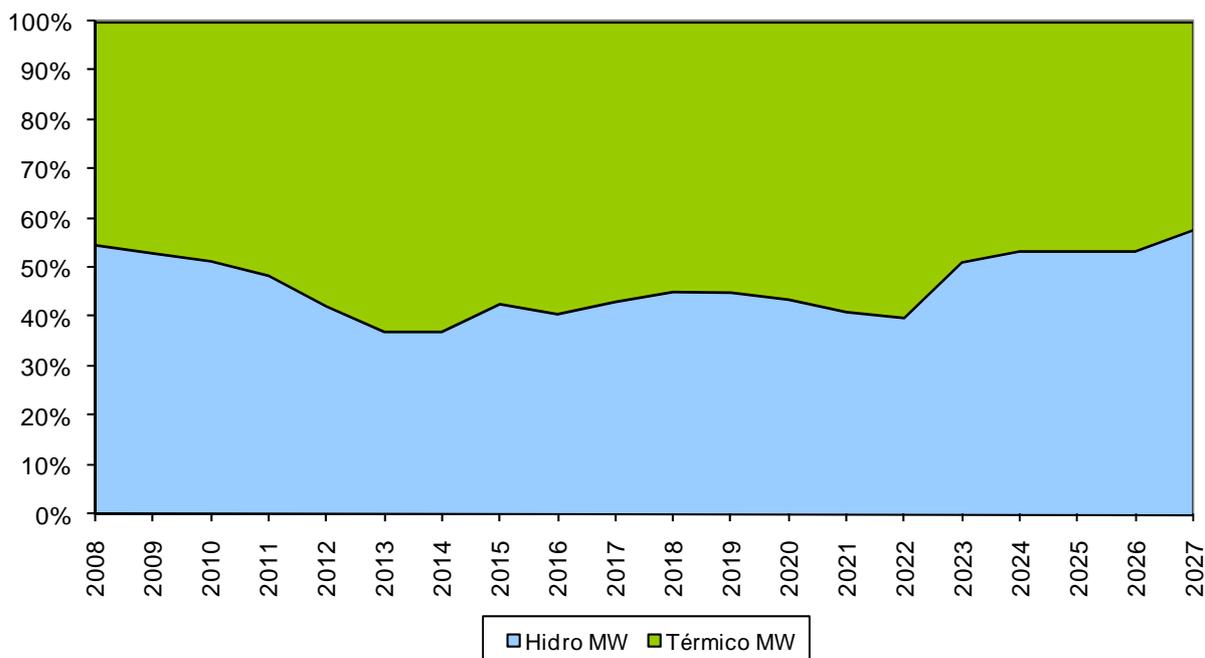


Gráfico N° RE-41

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - RETRASO DE INGRESO DE HIDRÁULICAS**

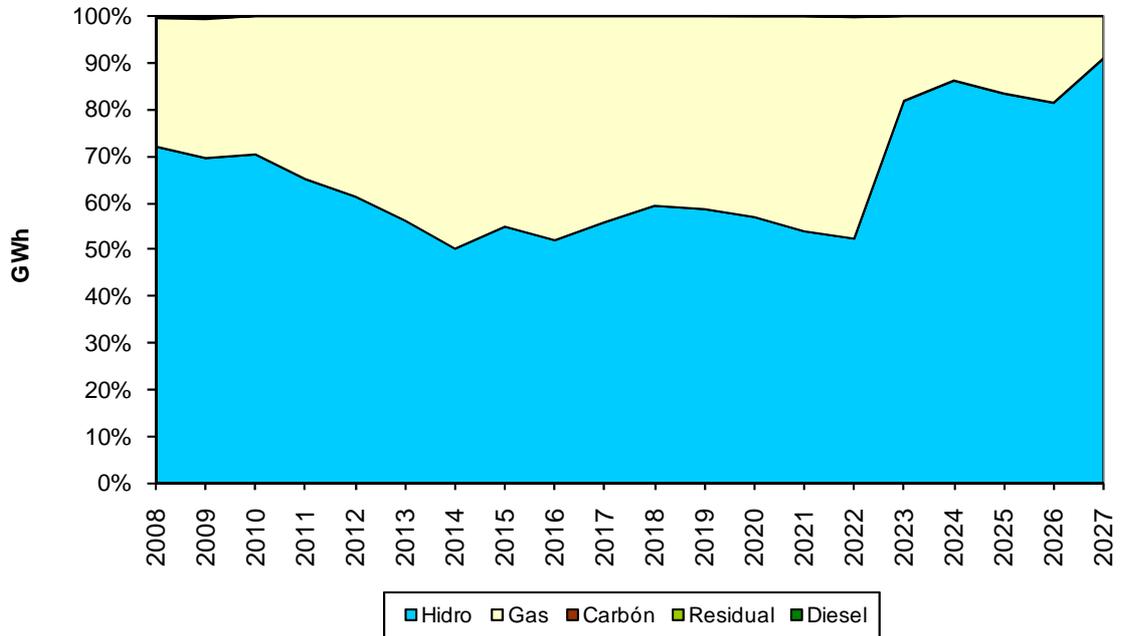
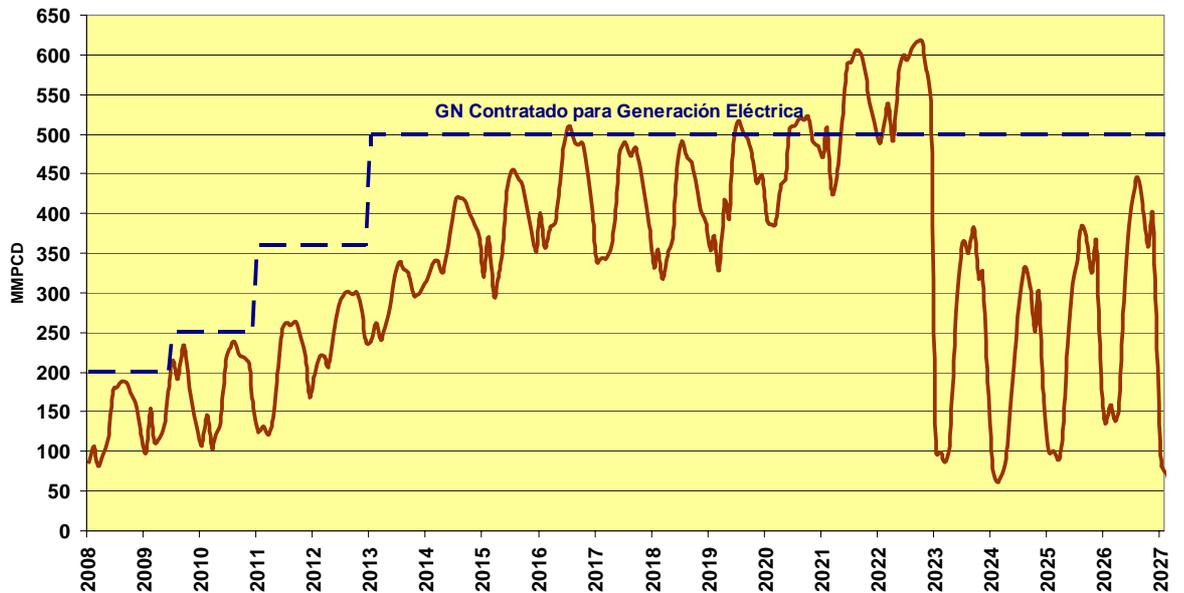


Gráfico N° RE-42

**Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Medio
Caso de Sensibilidad - Retraso en Implementación de Centrales Hidráulicas**



1.14.2 Caso de Sensibilidad – Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica:

A fin de evaluar el impacto de una baja asignación de GN de Camisea, menor que el contemplado en el Caso Base, se formuló un caso de sensibilidad que considera GN disponible solo para las centrales eléctricas existentes y comprometidas.

La expansión del parque generador, bajo estas restricciones resulta en el mostrado en el Balance Oferta - Demanda del Gráfico N° RE-43, y su impacto se puede reflejar en la proyección porcentual de la estructura hidro –térmica del parque generador, el despacho de energía por tipo de combustible en el SEIN, y el promedio mensual del consumo de gas de Camisea en el horizonte de estudio, de los Gráficos N° RE-44, RE-45 y RE-46, Como punto saltante, se observa el ingreso de unidades a petróleo residual, así como despacho importante de este energético.

Gráfico N° RE-44

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD BAJA ASIGNACIÓN DE GN DE CAMISEA**

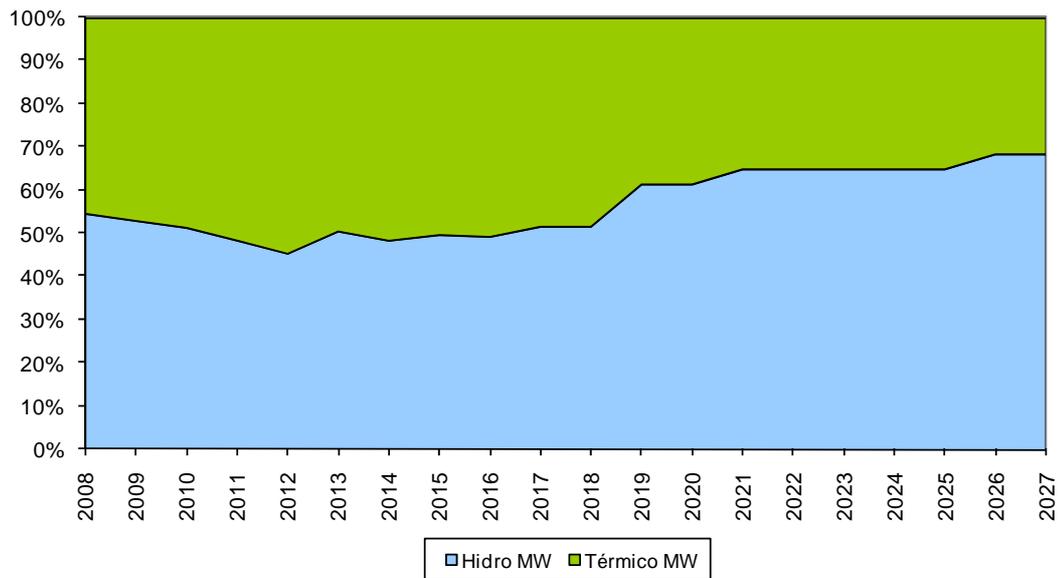


Gráfico N° RE-43
Caso de Sensibilidad - “Baja Asignación de GN para Generación Eléctrica”-Balance Oferta – Demanda SEIN

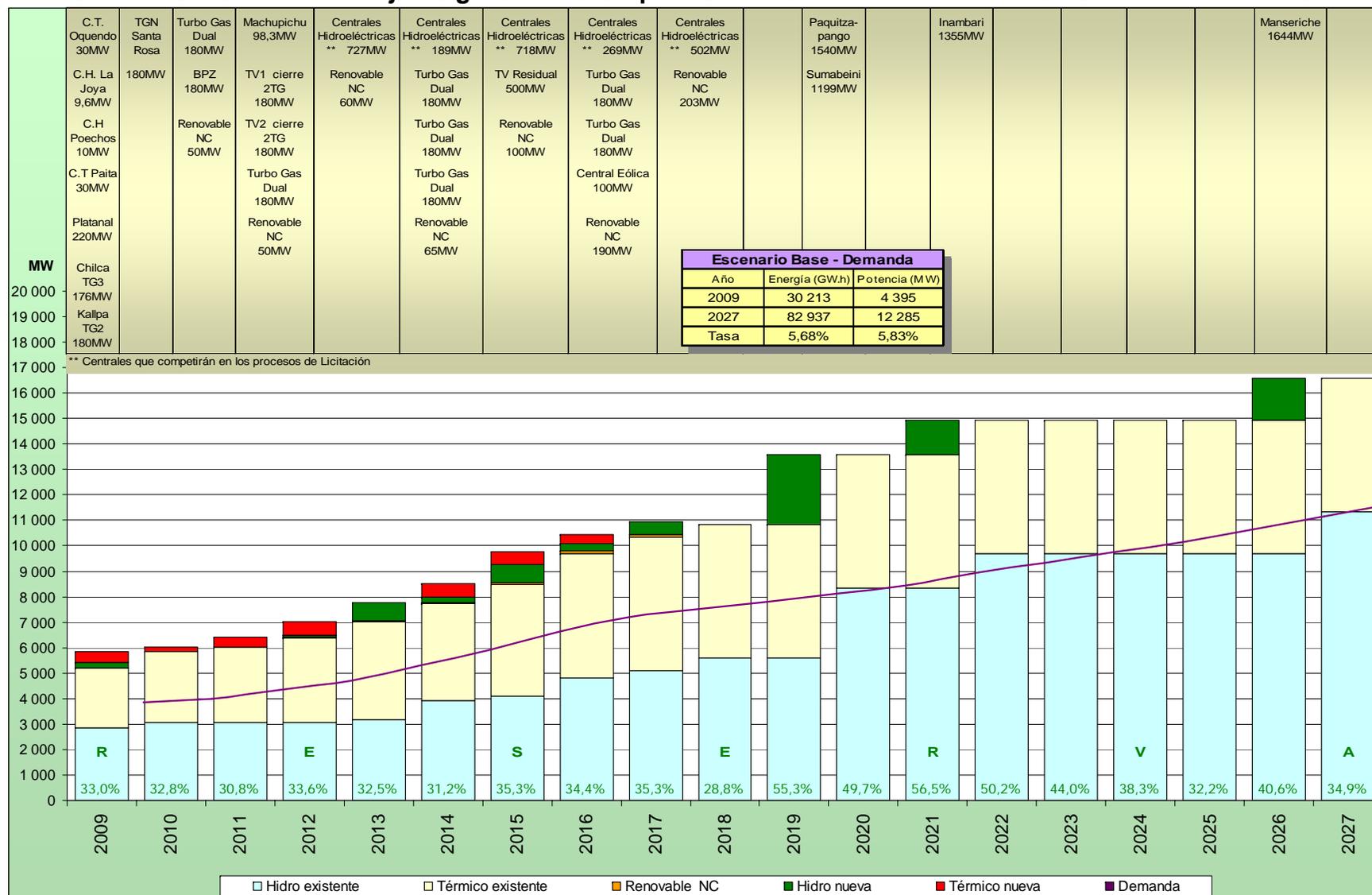


Gráfico N° RE-45

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - BAJA ASIGNACIÓN DE GN DE CAMISEA
PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA**

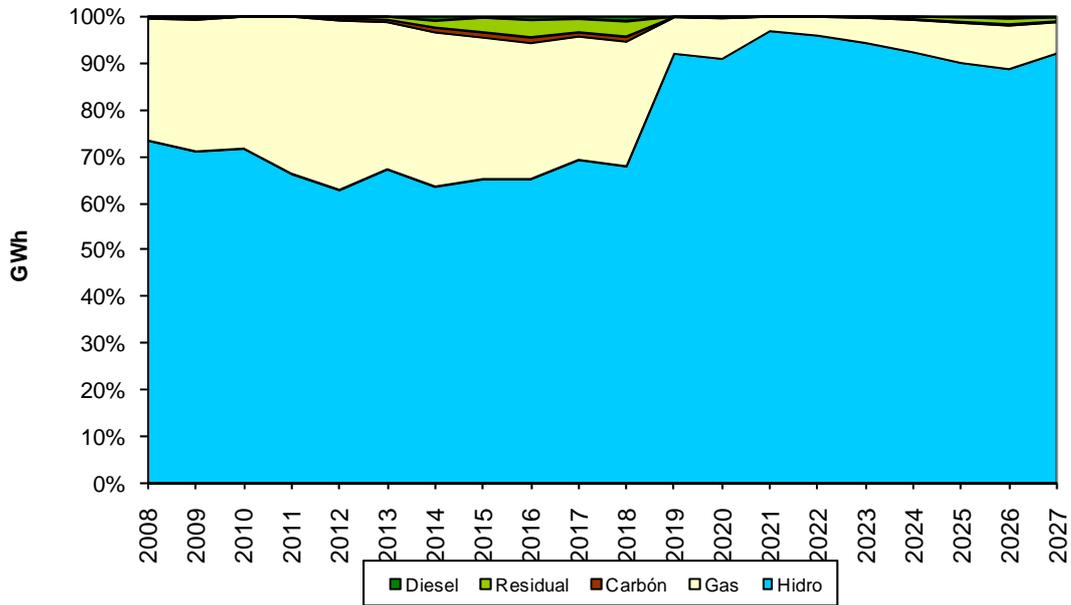
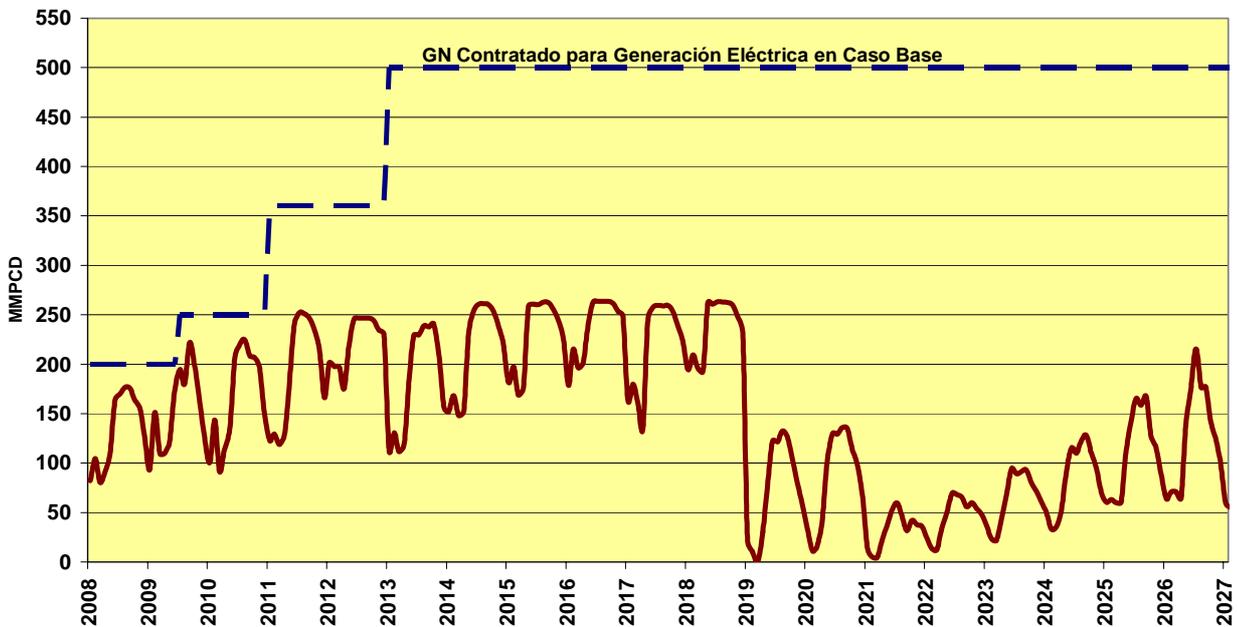


Gráfico N° RE-46

**Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Medio
Caso de Sensibilidad - Baja Asignación de GN para Generación Eléctrica**



1.15 SISTEMAS AISLADOS MAYORES

Se analiza la evolución de la generación y transmisión de los siguientes Sistemas Aislados Mayores:

- Sistema Aislado de Iquitos: sistema que sirve a la ciudad de Iquitos, localizada en la zona de selva baja del Depto. de Loreto, en el Nor Oeste del país.
- Sistema Aislado de Tarapoto-Moyobamba-Bellavista: sistema que sirve al eje conformado por las ciudades, en la zona de selva alta, de Bellavista, Juanjui, Tarapoto, y Moyobamba, del departamento de San Martín, y al que se integrará la ciudad de Yurimaguas en el departamento de Loreto.

Actualmente se está culminando la ejecución del proyecto de enlace de transmisión de integración del Sistema Aislado de Tarapoto-Moyobamba-Bellavista al SEIN a 138 kV, que cubrirá los requerimientos de corto y mediano plazo, sin embargo se realiza un análisis de mayor alcance de la interconexión de este sistema hacia el largo plazo.

1.15.1 Sistema Aislado de Iquitos

La proyección de las demandas de energía y potencia (máxima demanda) del Sistemas Aislados de Iquitos para el Escenario de Demanda Medio, así como la expansión de la generación basada en grupos electrógenos a Petróleo Residual, se presenta en el Cuadro N° RE-16.

Cuadro N° RE-16

Proyección de Demanda de Potencia del Sistema Aislado de Iquitos 2008 - 2017 (MW)

Periodo	Año	Plan de Expansión Generación	Demanda, MW	Oferta, MW	Balace, MW	Inversiones, miles US\$
1	2008		42,55	34,80	-7,75	
2	2009		46,42	34,80	-11,62	9 425,01
3	2010	2x10 MW	50,29	54,80	4,51	-
4	2011		54,61	54,80	0,19	4 712,51
5	2012	1x10 MW	58,87	64,80	5,93	-
6	2013		63,44	64,80	1,36	4 712,51
7	2014	1x10 MW	68,34	74,80	6,46	-
8	2015		73,65	74,80	1,15	4 712,51
9	2016	1x10 MW	79,34	84,80	5,46	4 712,51
10	2017	1x10 MW	85,50	94,80	9,30	-

1.15.2 Sistema Aislado de Tarapoto - Moyobamba

Este sistema comprende tres importantes centros de carga localizadas en el departamento de San Martín y conectados mediante una línea de transmisión de 138 kV: Tarapoto, Moyobamba y Bellavista.

En el presente año se concluirá el enlace de transmisión 138 kV Tocache – Bellavista, proyecto promovido por el Gobierno Regional de San Martín, con el que

el Sistema Aislado de Tarapoto -Moyobamba – Bellavista se integrará el SEIN, conformando el enlace de transmisión 138 kV de 480 km de longitud Tingo María – Tocache – Juanjui – Tarapoto - Moyobamba. Este sistema tendrá una cobertura .

De acuerdo a análisis realizado en el estudio del PRE-2006, la línea presentará congestión en horas punta desde los primeros años de operación del proyecto, sin embargo, el nuevo enlace de interconexión brinda algunos beneficios de ahorro de combustible en el corto plazo, y en menor grado en el mediano plazo, ahorros que serán ponderados para la decisión de ejecución de la expansión futura de la capacidad de interconexión del sistema al SEIN

Dado que el SEIN cuenta alternativamente con otros puntos de interconexión robustos, al que puede conectarse el Sistema Tarapoto – Moyobamba, se plantea el enlace Cajamarca – Cacic – Moyobamba a 220 kV, a partir del 2015, proyecto propuesto y evaluado en el Plan Referencial de Electricidad 2006 - 2015, para cubrir la demanda de la zona de San Martín, además de provincias de los departamento de Amazonas y Loreto cercanas a esa zona, considerando además antes de la implementación de este proyecto, promover la ejecución de pequeñas centrales hidroeléctricas en esta área operativa, como la C.H. Naranjos entre otros, aprovechando los beneficios promocionales que la actual normativa brinda a ese tipo de proyectos. En el Gráfico N° RE-47 se presenta la configuración del sistema con el enlace a 220 kV planteado.

1.16 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

1.16.1 Interconexión Perú - Brasil

La interconexión Perú – Brasil se ha de basar en la exportación de electricidad del Perú a Brasil, a partir de grandes proyectos hidráulicos, localizados en la vertiente Amazónica de la zona Centro y Sur del país, y bajo un convenio binacional, que se encuentra en actual negociación. El convenio en principio comprende las grandes centrales que se muestran en el Gráfico N° 48, y ellas estarían enlazadas con Rio Branco en el Estado de Acre, en el Brasil.

Dada la situación de actual negociación del convenio binacional, no se puede aún definir las participaciones a lo que ambos países accederían, de estos proyectos, razón por lo que se formuló, para fines de análisis, un esquema de participación del 50%, y priorizados acorde a los requerimientos del SEIN. Es decir se definió el requerimiento del 50% de los grandes proyectos involucrados, optimizándolos para la expansión de generación del SEIN; y los resultados de la expansión se presentan en el Balance Oferta – Demanda del Gráfico N° 49.

La expansión de la generación optimizada desde el punto de vista del SEIN con el 50 % de las grandes centrales comprendidas en el convenio mencionado, como candidatas, son: Paquitzapango, Inambari y Urubamba. Se entiende que otros serían los resultados bajo acuerdos binacionales acorde a los intereses de las dos partes.

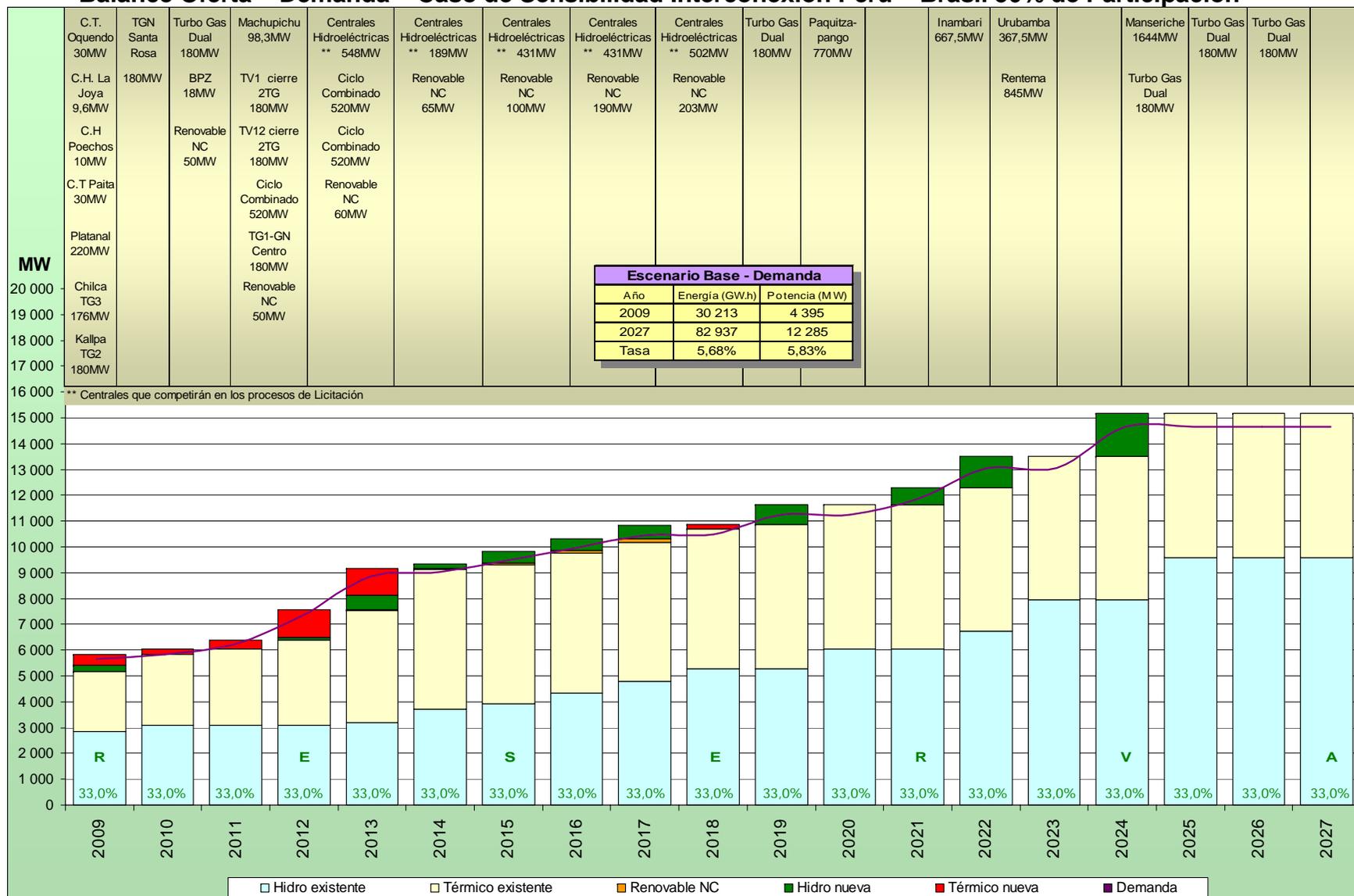
Por otro lado, dada la asimetría, en tamaño y extensión, de los sistemas eléctricos interconectados del Perú y Brasil, éste último estaría en capacidad de absorber la producción de todas las centrales involucradas, así como dar un respaldo al SEIN ante imprevistos. Bajo este punto de vista, el aporte de la interconexión también podría comprender el de incremento de la reserva del SEIN hasta los límites de intercambio neto de la transmisión de la interconexión, aunque no en principio de intercambio de energía con el SEIN, ya que el flujo predominante será el de exportación. Aspectos aún por definirse cuando se acuerde y diseñe el esquema de transmisión de la interconexión, que dada su complejidad no puede ser configurada en detalle sin un estudio específico previo.

Gráfico N° 48
Grandes Centrales Hidroeléctricas en Principio Comprendidas en el
Convenio Perú – Brasil



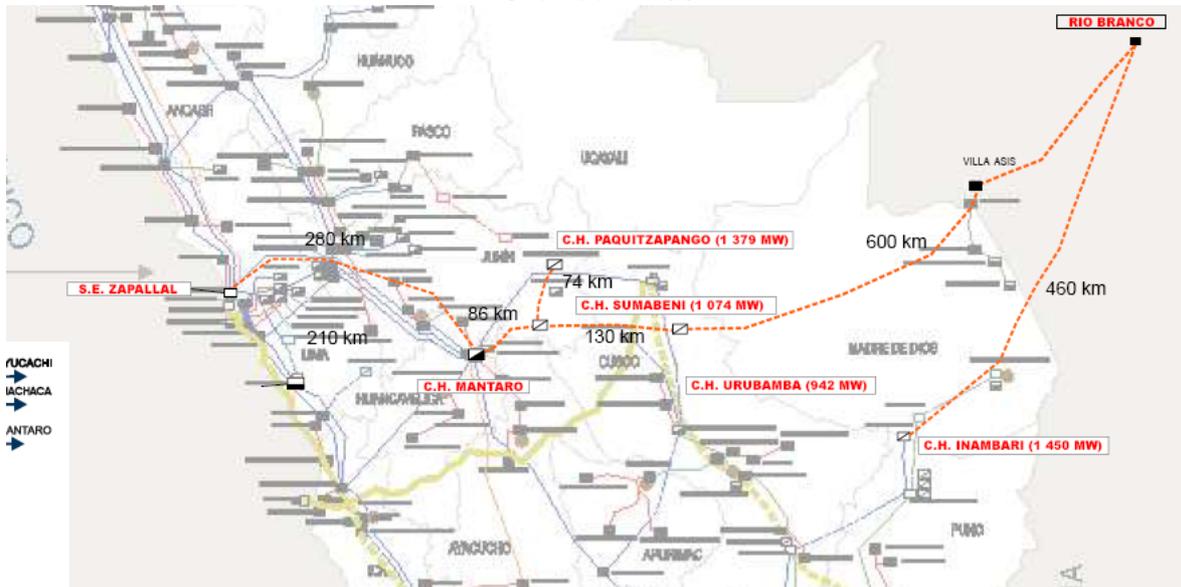
Fuente: "Emprendimientos hídricos para generación de energía en Perú" ElectroBras –MINEM, Marzo 2009

Gráfico N° 49
Balance Oferta – Demanda – Caso de Sensibilidad Interconexión Perú – Brasil 50% de Participación



Una configuración de transmisión propuesta para la interconexión se presenta en el Gráfico N° 50.

Gráfico N° 50

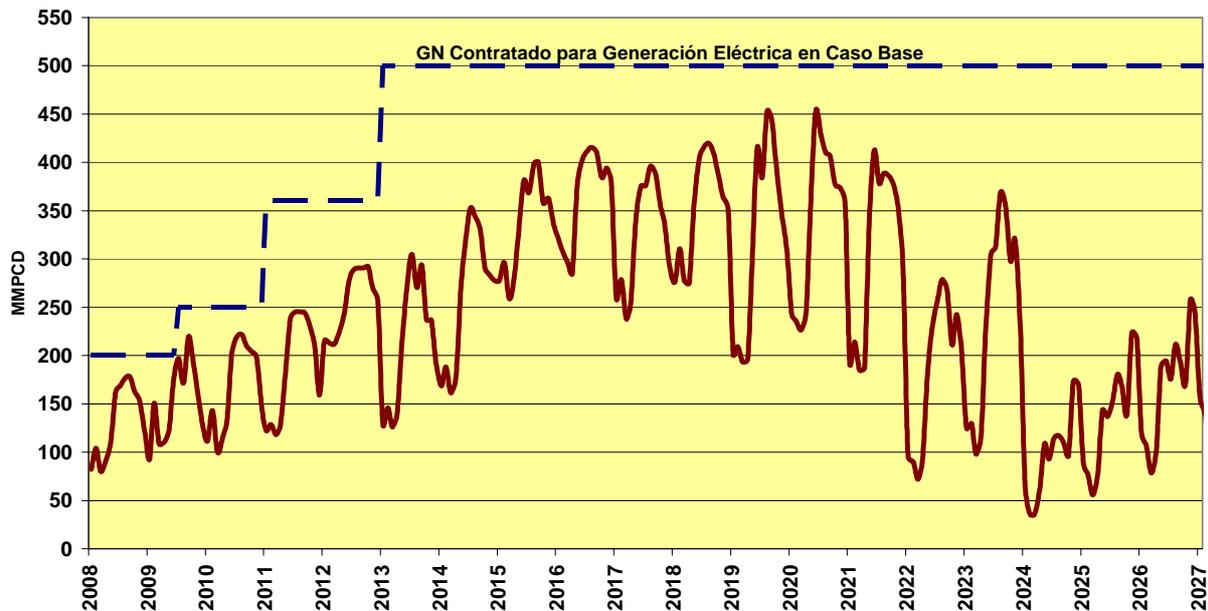


Fuente: MINEM

El consumo de GN de Camisea para este caso de interconexión se indica en el Gráfico N° 51, donde se aprecia que la utilización del GN es mayor que en el Caso Base.

Gráfico N° 51

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Caso de Sensibilidad - Interconexión Perú - Brasil 50%

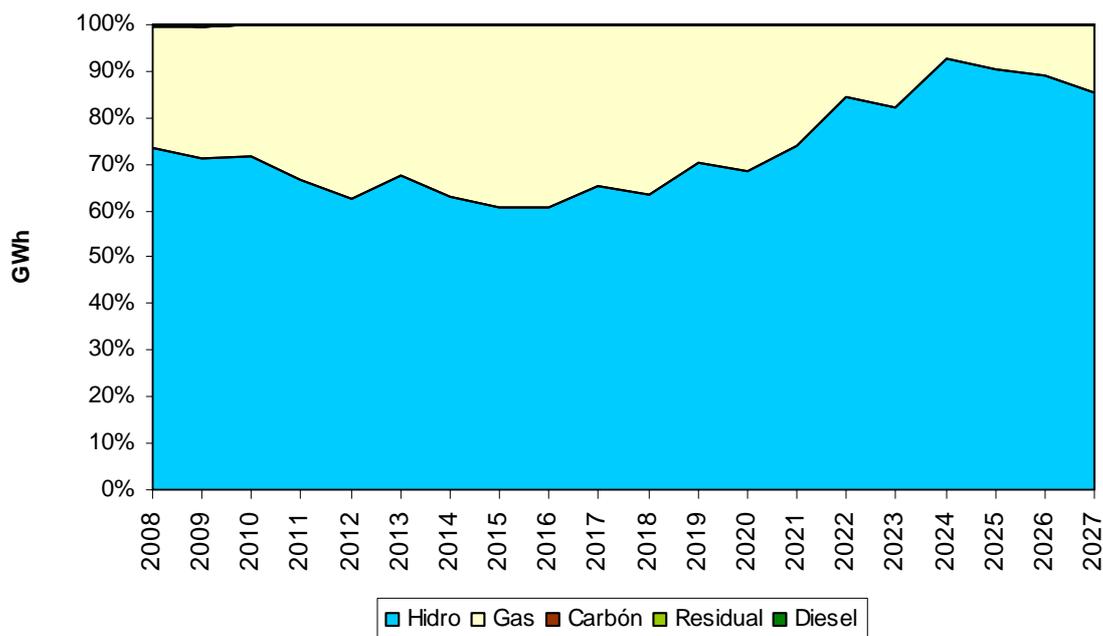


La participación en el SEIN por tipo de fuente de generación, para este caso de sensibilidad, se presenta en el Gráfico N° 52.

El Costo Marginal de Largo Plazo del SEIN para este caso es de 47,3 US\$/MWh, un 1,4% mayor que el del Caso Base.

Gráfico N° 52

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - INTERCONEXIÓN PERÚ BRASIL 50%**



1.16.2 Interconexión Perú - Ecuador

La interconexión Perú – Ecuador tiene ya implementado un enlace de transmisión de 220 kV, entre Tumbes y Machala, con una capacidad limitada a 160 MW y de operación asíncrona.

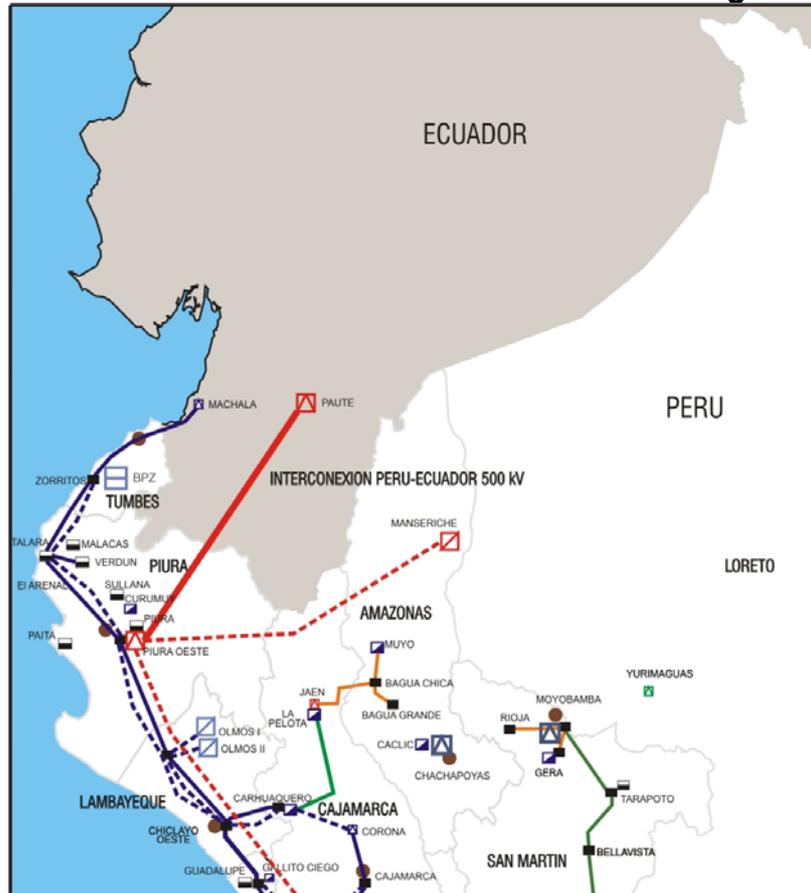
Por razones de acuerdos regulatorios, el enlace aún no ha operado de manera continua.

Si bien en el Corto Plazo y tal vez hasta el Mediano Plazo la capacidad de intercambio con el Ecuador sería limitado, una vez que tanto en el Perú como en el Ecuador se pongan en servicio centrales hidroeléctricas mayores, y dado que se tiene data que existe una alta complementariedad hidrológica, dado que los ciclos estacionales hidrológicos son opuestos (la época de avenida en un país coincide con la época de estiaje del otro), se tiene un gran potencial de interconexión a futuro.

También hay que tener en cuenta que para aprovechar las amplias ventajas de esta complementariedad, debe haber un sistema de transmisión robusto cercano a la frontera, lo que se espera se alcance en el largo plazo.

En el Gráfico N° 53 se presenta esquemáticamente, el enlace de interconexión Tumbes – Machala existente, y un posible enlace, asumido a Extra Alta Tensión (500 kV), entre Piura y Paute (Ecuador), la mayor central hidráulica existente del país, una vez que los sistemas de transmisión de ambos países se encuentren reforzados, con el ingreso de grandes proyectos hidráulicos.

Gráfico N° 53
Enlace de Interconexión Perú – Ecuador 500 kV – Largo Plazo

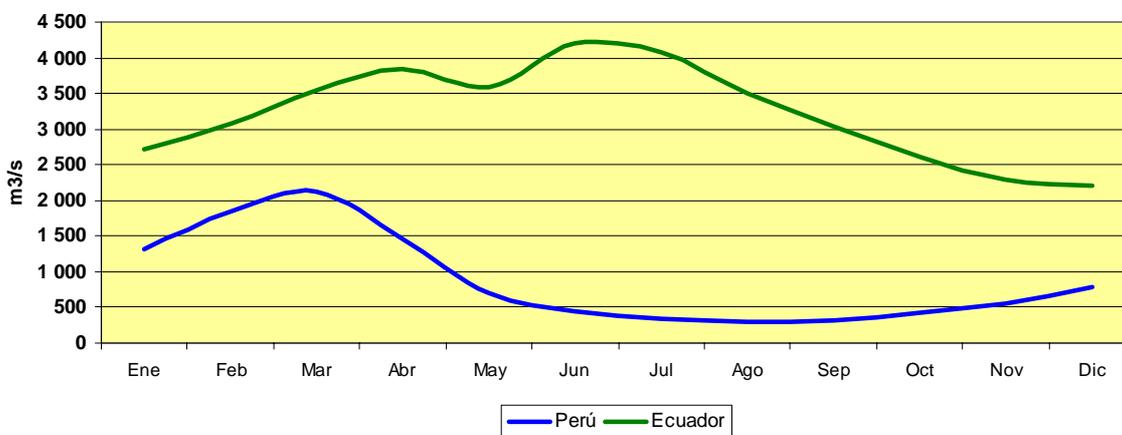


En el Gráfico N° 54 se presentan los ciclos hidrológicos del Perú y Ecuador, observándose su complementariedad.

Se realizaron simulaciones gruesas de operación del SEIN con y sin la interconexión con Ecuador, con un tamaño de generación hidroeléctrica para intercambio de 2 000 MW, utilizando la base hidrológica del sistema existente ecuatoriano, obteniéndose que la interconexión permitiría una reducción de los costos operativos del SEIN, que van del 10% al 18%, como se indica en el Cuadro N°RE-17.

Gráfico N° 54

Interconexión Perú - Ecuador
Estacionalidad de Hidrologías Promedio de Cuencas del Perú y Ecuador
(Basado en Caudales no Turbinados Agregados de Cuencas de Centrales Existentes)

**Cuadro N° RE - 17**

Interconexión Perú - Ecuador
Balance de Costos Operativos (en Millones de US \$)

Año	Costo Operativos		Variación	Variación%
	SEIN S in Interconexión	SEIN con Interconexión		
2022	275	225	-50,5	-18,3%
2023	115	99	-15,2	-13,2%
2024	147	123	-23,8	-16,2%
2025	126	113	-12,5	-10,0%
2026	151	133	-18,5	-12,2%
2027	210	176	-33,6	-16,0%

1.16.3 Interconexión Perú - Bolivia

La interconexión Perú – Bolivia tiene un limitante técnico, que es el requerimiento de un convertidor asíncrono para el enlace, debido a la diferencia en frecuencia de operación (60 Hz en el Perú y 50 Hz en Bolivia), debido a que esas instalaciones son muy costosas, y son atractivas cuando existe una diferencia sustancial en costos de electricidad entre los puntos que une, que es el caso cuando en un lado existe disponibilidad de energético barato y abundante, y en el otro no.

Por otro lado acorde al plan de expansión desarrollado para el SEIN no hay mucho espacio para la complementariedad con generación eléctrica basada en GN, como predominantemente se vislumbra se dará en Bolivia, debido a la alta estacionalidad de la gran generación hidroeléctrica que el Perú prevé implementar.

También hay que tomar en cuenta que el desarrollo del sistema de transmisión boliviano no permite, por el momento conectar las grandes zonas gasíferas (Tarija y Oriente), sin un reforzamiento sustancial, que sería realizado principalmente por el desarrollo del sistema eléctrico boliviano, y no para exportación, por las grandes distancias que involucra.

Asimismo, de alguna forma hay que tener en consideración los planes de desarrollo gasífero de Bolivia, y más específicamente la exportación de GN por el Pacífico por o cerca del Perú lo que definiría la integración energética con Bolivia.

Por lo anterior, no se presentaría auspiciosa la interconexión Perú – Bolivia, hasta talvez el Mediano Plazo, cuando Bolivia defina su plan de desarrollo gasífero, y de transmisión.

1.16.4 Interconexión Perú - Chile

La interconexión Perú – Chile tiene el mismo limitante técnico, de diferente frecuencia, que un enlace con Bolivia. En esta interconexión, bajo la actual situación deficitaria de energía en el Norte de Chile, la figura de interconexión sería de exportación neta del Perú, pero dado que los proyectos de generación eléctrica en el Perú serán predominantemente hidráulicos, la exportación estaría ligada al desarrollo de nuevos proyectos para tal fin, talvez de manera similar, al del convenio Perú – Brasil.

Por lo anterior, hasta no contar con convenios binacionales de integración eléctrica, no sería viable la interconexión Perú – Chile.

1.16.5 Interconexión Perú - Colombia

Si bien físicamente no es viable la interconexión Perú – Colombia, debido al escaso desarrollo de los sistemas interconectados en la zona fronteriza, y la dificultad de acceso a ella, por ser zona de selva baja, sí se podría presentar en el futuro intercambios, a través del Ecuador, siempre que se desarrollen los dispositivos regulatorios y operativos de integración eléctrica, bajo la Comunidad Andina.

2 INTRODUCCIÓN, SITUACIÓN Y EVOLUCIÓN DEL SUBSECTOR ELECTRICIDAD AL AÑO 2008

2.1 INTRODUCCIÓN

El país ha experimentado en los últimos años altas tasas de crecimiento de la demanda y producción de electricidad acompañando el explosivo crecimiento económico en ese período, teniendo como resultado, la casi plena utilización de la infraestructura eléctrica existente, así como de los recursos energéticos disponibles en el mercado.

Por otro lado, el importante cambio en la matriz de oferta de energía en el país, con el ingreso del gas natural de Camisea a la zona central del país, a partir del 2004, y las altas demandas de éste, ha originado que paulatinamente otros sectores productivos del país tengan una mayor participación en el consumo de gas natural junto con la generación eléctrica.

En consecuencia corresponde al subsector electricidad del Ministerio de Energía y Minas, a través de la Dirección General de Electricidad, formular el Plan Referencial de Electricidad con el objeto de brindar la información prospectiva que sirva a los agentes que participan en el subsector, o tienen intención de participar en la toma de decisiones de inversión en el mercado nacional.

Así mismo, está dirigido a las entidades o personas con interés en el conocimiento del desarrollo eléctrico del país.

El presente documento contiene el Plan Referencial de Electricidad formulado por el Ministerio de Energía y Minas para el período 2008 – 2017 (PRE-2008), sobre la base informativa que abarca hasta el año 2008, y extendido hasta el 2027.

El PRE-2008 contempla la expansión de la generación y la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados Mayores.

La formulación del PRE-2008 se basa en estudios de proyección de la demanda de electricidad, expansión de la generación y la transmisión del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y de los Sistemas Aislados Mayores del país; así como del análisis de las interconexiones internacionales.

Dentro del programa de expansión es importante, incluir, otras fuentes renovables (eólica, geotérmica, solar, y otras) para ampliar su participación para un mayor afianzamiento del suministro eléctrico y la conservación del medio ambiente.

2.1.1 Enfoque del Plan Referencial de Electricidad

La formulación del PRE-2008 ha sido realizada bajo un enfoque que considera los siguientes criterios básicos:

- a) Se formula bajo la perspectiva de la autoridad del sector sobre la base de información especializada de acceso público, considerando criterios racionales técnicos y económicos.
- b) En el mercado eléctrico peruano, la generación es de libre contratación, pero que

además cuenta con mecanismos de subastas y licitaciones de asignación de contratos de suministro de largo plazo, incorporadas por legislación reciente (Ley 28832), que orientan el desarrollo de la generación hacia objetivos estratégicos de largo plazo.

- c) Los proyectos de generación eléctrica son de larga maduración, por la magnitud de la inversión y el período de vida útil de sus instalaciones; la decisión de implementar o no un proyecto, no se define solo por los resultados económicos de corto plazo, sino por los del largo plazo, lo que lleva a que sus previsiones económicas y de financiamiento se proyecten en ese horizonte, o sea dentro de un Plan de Largo Plazo.
- d) Dada la complejidad de las acciones, estrategias y decisiones de carácter privado de los agentes que compiten en el mercado real, los planes de generación expuestos en el presente plan no representan ninguna recomendación de priorización de ejecución de obras, sino la visión de evolución del mercado bajo criterios de eficiencia económica del conjunto.
- e) En consecuencia se recomienda que los resultados del presente plan sean considerados solo como indicativos económicos para la expansión de la generación y transmisión del SEIN y los Sistemas Aislados Mayores, dado que la evolución de ejecución real dependerá del resultado de la interacción entre los diferentes agentes del sector dentro del marco regulatorio vigente.

2.1.2 Ámbito Geográfico del PRE-2008 - Zonas

Para fines de análisis técnico y económico de la expansión de la generación y la transmisión, el SEIN se disgrega en cuatro grandes zonas oferta/demanda, o áreas de sistemas eléctricos de potencia, interconectadas por enlaces de transmisión troncales del SEIN.

Las áreas geográficas de influencia de las zonas definidas del SEIN se presentan en el Cuadro N° 2.1

Además, el ámbito geográfico del PRE-2008 incluye los siguientes sistemas aislados mayores:

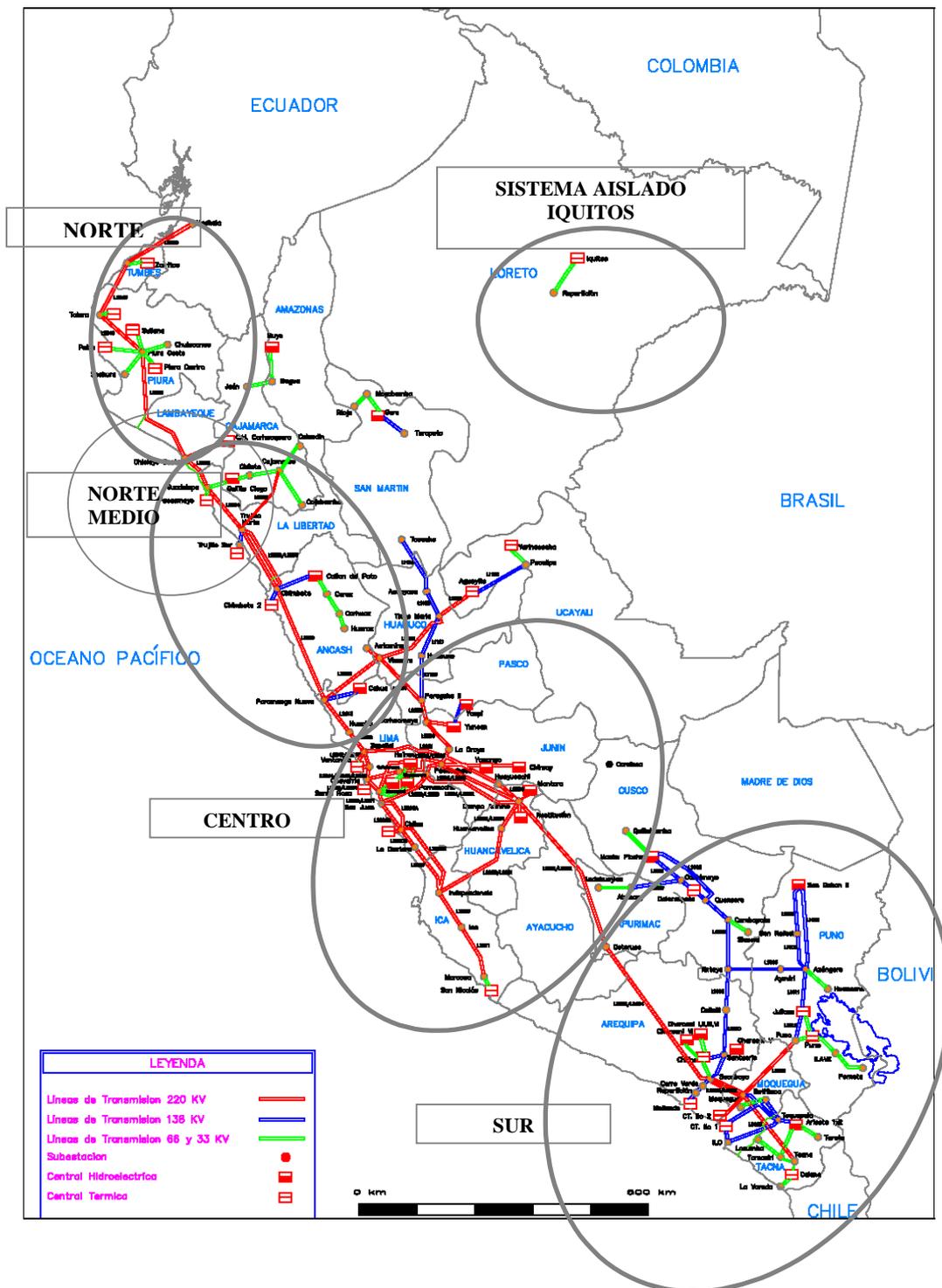
- Sistema Aislado de Iquitos
- Sistema Aislado de Tarapoto – Moyabamba - Bellavista

En el Gráfico N° 2.1 se indican las zonas definidas así como los Sistemas Aislados Mayores, sobre el sistema de transmisión existente del SEIN.

Cuadro N° 2.1
Áreas Geográficas de Influencia de las Zonas de Análisis

Zona	Área Geográfica de Influencia
I – Norte	Tumbes
	Piura
II – Norte Medio	Lambayeque
	Cajamarca
	La Libertad
	Ancash (Excepto Antamina)
III – Centro	Ancash (Sólo Antamina)
	Huánuco
	Ucayali
	Lima
	Pasco
	Junín
	Ica
	Huancavelica
	Ayacucho
	IV – Sur
Cusco	
Arequipa	
Puno	
Moquegua	
Tacna	

Gráfico N° 2.1



2.2 VISIÓN DE PLANIFICACIÓN DEL SEIN HACIA EL LARGO PLAZO

A la luz del análisis de los requerimientos de demanda, de oferta de generación, de transmisión troncal del SEIN, y de gasoductos, se formula una visión de planificación del SEIN con perspectiva de largo plazo, esbozando la orientación de la expansión de la generación y transmisión troncal del SEIN, y de gasoductos para uso de generación eléctrica, en un horizonte de al menos 20 años.

Esta visión contempla la delineación del objetivo al que se pretende llegar en la expansión de la oferta de electricidad en el largo plazo, bajo los escenarios previsibles de evolución de la demanda en magnitud y distribución geográfica, y de la oferta, en los polos energéticos distribuidos geográficamente acorde a la ubicación de los recursos energéticos.

Se presenta primero una visión general de la generación y transmisión troncal del SEIN en el Largo Plazo, para luego exponer en mayor desarrollo y por separado en tres partes:

- **Diagnóstico:** En el que se evalúan los recursos hacia el largo plazo.
- **Estrategia:** En el que se formula los objetivos estratégicos, así como las estrategias para alcanzar estos objetivos fijados, y
- **Desarrollo Estratégico:** En el que se presenta el desarrollo estratégico de la expansión para lograr los objetivos fijados.

2.2.1 Visión General de Expansión del SEIN

Se presenta la visión general de la expansión del SEIN, en el largo plazo para cada uno de los segmentos: de generación eléctrica; de transmisión troncal, y además de gasoductos para uso de generación eléctrica.

2.2.1.1 Visión General de la Generación Eléctrica del SEIN en el Largo Plazo.

La expansión de la generación eléctrica del SEIN en el largo plazo será desarrollada bajo el objetivo estratégico de sostenibilidad en el tiempo, seguridad garantizada y mínima exposición ante variaciones y crisis futuras del mercado internacional de energéticos, reduciendo de esta manera la vulnerabilidad energética del país en la producción de electricidad.

El desarrollo del parque generador del SEIN, en el largo plazo, se realizará dentro de un mercado competitivo en costos, y basado en una metodología de planificación orientativa que permita alcanzar en el largo plazo los objetivos estratégicos fijados.

2.2.1.2 Visión General de la Transmisión Eléctrica Troncal del SEIN en el Largo Plazo.

La expansión de la transmisión eléctrica troncal del SEIN será desarrollada bajo los siguientes objetivos generales de largo plazo:

- i) La expansión de la transmisión eléctrica troncal del SEIN, en el largo plazo, y dentro de un mercado competitivo en costos, logrará conformar un sistema eléctrico interconectado nacional robusto y que satisface los siguientes requerimientos generales:
 - Integrar las grandes zonas geográficas de generación/carga del país por medio de enlaces de transmisión troncales de suficiente capacidad y confiabilidad.
 - Mantener un suministro eléctrico que, de manera uniforme en todo el ámbito del sistema interconectado, sea suficiente, seguro y con niveles de calidad y confiabilidad de servicio óptimos.
- ii) La expansión de la transmisión eléctrica troncal del SEIN, en el largo plazo, y dentro de un mercado competitivo en costos, conformará un sistema de

transmisión nacional lo suficientemente robusto, con alcance a regiones cercanas a las fronteras con países limítrofes, a fin de establecer interconexiones internacionales, viables técnica y económicamente, que posibiliten amplias transacciones de energía eléctrica con esos países.

2.2.1.3 Visión General de gasoductos para uso de generación eléctrica del SEIN en el Largo Plazo.

La expansión de gasoductos para uso de generación eléctrica del SEIN será desarrollada bajo el siguiente objetivo general de largo plazo:

La expansión de gasoductos para uso de generación eléctrica del SEIN, en el Largo Plazo, y dentro de un mercado competitivo en costos, logrará conformar un sistema de suministro de gas natural suficiente para integrar las grandes zonas del SEIN, de manera que se brinde una competencia de transmisión eléctrica y gasoductos, que beneficie con menores costos y mayor confiabilidad al SEIN.

2.2.2 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Generación

2.2.2.1 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Generación – Diagnóstico

El diagnóstico para la expansión de la generación se realiza sobre la disponibilidad, conocida “Hoy” de recursos energéticos hacia el largo plazo.

En el Gráfico N° 2.2 se presenta esquemáticamente los resultados del diagnóstico realizado.

En la presente sección se expone una apreciación resumida de la disponibilidad de los recursos energéticos en el país y que servirá para la formulación de una propuesta de estrategia de desarrollo de la generación hacia el largo plazo.

Dado que la evolución del desarrollo de las reservas es dinámica, la apreciación presentada se limita a la información conocida actualmente, sobre cuya base se pueden formular estrategias de desarrollo sostenibles en el tiempo, pero sujetas a revisiones futuras acorde a la evolución de la disponibilidad energética del país.

Es importante tener en cuenta que cualquiera sea la evolución de las reservas de los recursos energéticos del país, al igual que en la mayoría de mercados maduros de energía en el mundo, se prioriza el desarrollo de los recursos renovables sobre los no renovables, dentro de un mercado competitivo en costos, como propende el marco regulatorio del país, de manera que se asegure la sostenibilidad del suministro energético a largo plazo y a los más bajos costos posibles.

La presente evaluación de disponibilidad de energéticos se realiza para tres períodos:

- Corto Plazo: En un horizonte de tiempo hasta de 5 años₁
- Mediano Plazo: En un horizonte que va de entre 5 a 10 años₁
- Largo Plazo: En un horizonte de entre 10 a más de 20 años.

Gráfico N° 2.2



La presente evaluación de disponibilidad se realiza para los siguientes principales energéticos utilizados en la producción de electricidad:

- Gas Natural
- Energía Hidráulica,
- Combustibles Líquidos
- Carbón, y
- Otros (Recursos Renovables No Convencionales – Eólico, Geotérmico Solar, etc)

No se incluye la energía nuclear.

a) Disponibilidad de Recursos Energéticos, conocida “Hoy” – Corto Plazo

- i) Gas Natural: Se conoce una alta disponibilidad de gas natural para el Corto Plazo, ofrecido por los yacimientos de Camisea en operación y con reserva certificada. El precio del gas en este período es relativamente de bajo costo y conocido en el tiempo de explotación.
- ii) Energía Hidráulica: Se cuentan con pocos proyectos hidráulicos en ejecución, por lo que la disponibilidad de este recurso es limitado en el Corto Plazo.
- iii) Combustibles Líquidos: Se cuenta con disponibilidad inmediata de combustibles líquidos, derivados del petróleo. El petróleo diesel, que es mayormente consumido en generación de electricidad es importado, pero con altos costos.
- iv) Carbón: No se cuentan con proyectos de generación a carbón en curso en el corto plazo.
- v) Otros: No se cuentan con “otros” proyectos de generación (proyectos de energía renovable no convencionales) en curso en el corto plazo.

b) Disponibilidad de Recursos Energéticos, conocida “Hoy”, – Mediano Plazo

- i) Gas Natural: El incremento de la oferta de gas natural de Camisea en el Mediano Plazo depende de los resultados de las exploraciones en curso, éstas se presentan auspiciosas en reservas y producción. Se mantendría el bajo precio relativo respecto a otros energéticos.
- ii) Energía Hidráulica: Para el Mediano Plazo se cuentan con proyectos hidroeléctricos medianos concesionados con estudios y con un alto grado de maduración, suficientes para atender en una alta proporción el crecimiento de la demanda en ese período. Sin embargo, dado el tiempo que toma el desarrollo de estos proyectos (4 a 5 años), y la complejidad en su desarrollo, presentarían un grado de incertidumbre de tiempo de implementación intermedia.
- iii) Combustibles Líquidos: Se cuenta con disponibilidad inmediata de combustibles líquidos, derivados del petróleo, la mayor parte, como el petróleo diesel, importado, pero con altos costos.
- iv) Carbón: Se cuentan con disponibilidad suficiente y abundante en el mercado internacional que pueden ser aprovechados por proyectos de generación.
- v) Otros: Se cuentan con “otros” proyectos de generación (proyectos de energía renovable no convencionales) potencialmente abundantes pero de alto costo.

c) Disponibilidad de Recursos Energéticos, conocida “Hoy” – Largo Plazo

- i) Gas Natural: Dado que no se conoce los resultados futuros de las exploraciones de nuevos yacimientos de gas, así como la evolución de la demanda, hace que la incertidumbre de disponibilidad para expansión de la generación a Largo Plazo sea relativamente alta; pero igualmente el incremento de las reservas y producción a ser añadidas, pero aún no certificadas, en ese período se presentan como muy auspiciosas y que podrían revertir la disponibilidad de este energético en este período. El precio del gas de Camisea de los nuevos lotes no son conocidos.
- ii) Energía Hidráulica: Para el Largo Plazo se cuentan con grandes proyectos hidroeléctricos, aún sin concesión, con limitados estudios y con un bajo grado de maduración, pero se conoce que son suficientes para atender en una alta proporción el crecimiento de la demanda en ese período. Sin embargo, dado el tiempo que toma el desarrollo de estos proyectos, el nivel actual de los estudios, grado de maduración, y la mayor complejidad en su desarrollo, presentarían un relativo alto grado de incertidumbre de implementación para el mercado del SEIN.
- iii) Combustibles Líquidos: Se cuenta con disponibilidad de combustibles líquidos, derivados del petróleo; la mayor parte importados, pero con altos costos.
- iv) Carbón: Se cuentan con disponibilidad suficiente y abundante en el mercado internacional que pueden ser aprovechados por proyectos de generación.
- v) Otros: Se cuentan con “otros” proyectos de generación (proyectos de energía renovable no convencionales) potencialmente abundantes pero de alto costo.

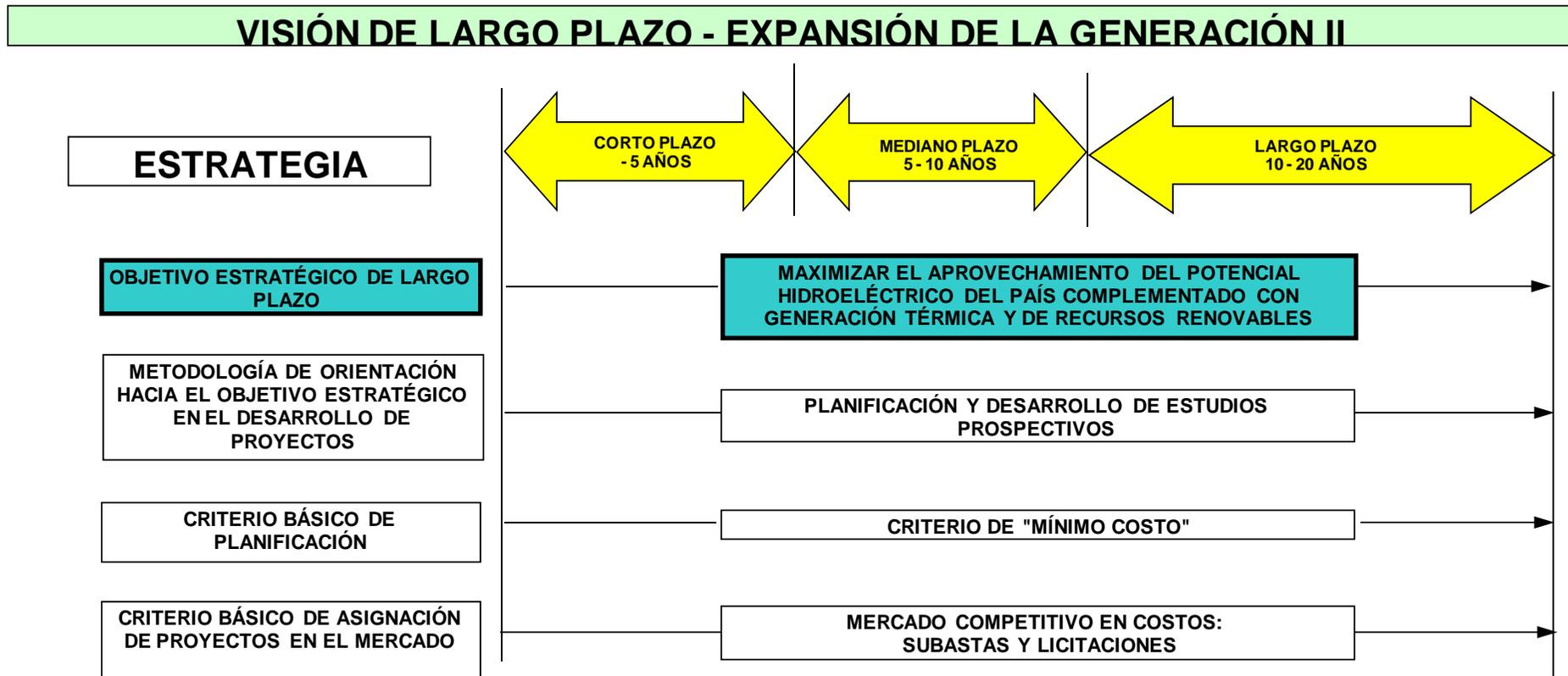
2.2.2.2 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Generación - Estrategia

En el Gráfico N° 2.3 se presenta esquemáticamente la estrategia formulada para la expansión de la generación hacia de Largo Plazo.

a) Objetivo Estratégico de Largo Plazo

Se propone establecer como objetivo estratégico de largo plazo para la expansión de la generación del SEIN, la maximización del aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del país, complementado con generación térmica y de recursos renovables no convencionales (eólica, geotérmica, pequeñas hidráulicas, etc.) dentro de un mercado competitivo en costos, a fin de conformar un parque generador de electricidad que garantice la sostenibilidad y seguridad del suministro eléctrico en el tiempo, minimizando su exposición ante variaciones y crisis futuras del mercado internacional, para que de ese modo se reduzca la vulnerabilidad energética externa del país en la producción de electricidad.

Gráfico N° 2.3



b) Metodología de Orientación Hacia el Objetivo Estratégico en el Desarrollo de Proyectos de Generación

Se plantea que la orientación del desarrollo de la expansión de la generación hacia el objetivo estratégico fijado se realice mediante un proceso continuo de planificación con planes orientativos de expansión de corto, mediano y largo plazo con los recursos e información de proyectos conocidos.

Por lo anterior se plantea que los estudios prospectivos de recursos y proyectos de generación se realicen dentro de un programa, cuyos resultados alimenten el proceso de planificación de manera que éste cuente con información técnica y económica de los proyectos, y tiempos de implementación posibles.

c) Criterio Básico de Planificación de la Expansión de la Generación

Se plantea que el criterio básico de planificación de la expansión de la generación de largo plazo, sea el de “mínimo costo” total del plan, que incluya costos de inversión y operativos; de modo que la expansión tienda a ser eficiente en costos totales y así redunde en menores precios de la electricidad, en un horizonte de largo plazo, dentro de un plan dirigido a lograr el objetivo estratégico fijado.

d) Criterio Básico de Asignación de Proyectos en el Mercado

Se plantea que el criterio básico de asignación de proyectos en el mercado, que acompañe al desarrollo de la generación hacia el objetivo de largo plazo, sea el de la utilización de mecanismos de subastas de demanda y licitaciones de oferta, dirigida hacia los agentes generadores existentes y nuevos en el mercado, de manera que la implementación de los proyectos se realice dentro de un entorno competitivo en costos que finalmente redunde en los menores precios de la electricidad posibles en un horizonte de largo plazo, en un plan dirigido al logro del objetivo estratégico fijado.

2.2.2.3 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Generación – Desarrollo Estratégico

Se plantea un proceso de desarrollo estratégico de la expansión de la generación del SEIN hacia el largo plazo, esbozado esquemáticamente en el Gráfico N° 2.4, por etapas, establecidas en similares horizontes de tiempo a los del diagnóstico de disponibilidad de recursos energéticos, antes realizado, como sigue:

- Primera Etapa - Corto Plazo, en un horizonte de tiempo hasta 5 años,
- Segunda Etapa - Mediano Plazo, en un horizonte que va de entre 5 a 10 años, y
- Tercera Etapa – Largo Plazo, en un horizonte de entre 10 a 20 años-

a) Desarrollo Estratégico - Primera Etapa – Corto Plazo

Concordante con la disponibilidad de recursos energéticos en el corto plazo, el desarrollo de la expansión de la generación tenderá a ser, en ese período, predominantemente térmico a gas natural de Camisea.

La expansión predominante basada en generación térmica a gas, en este período, tendría una relativa alta certidumbre en la implementación de proyectos, dado los

relativos menores costos de inversión de estas plantas y cortos periodos de ejecución y maduración.

Dados los relativos menores costos de inversión los proyectos en este período se tendrán menores dificultades para obtener financiamiento.

En cuanto al nivel de complejidad en los temas sociales y ambientales con la experiencia adquirida con los proyectos de generación a gas ejecutados, se podrá replicar estas experiencias en todos los nuevos proyectos similares, con relativo bajo nivel de conflictos sociales y ambientales.

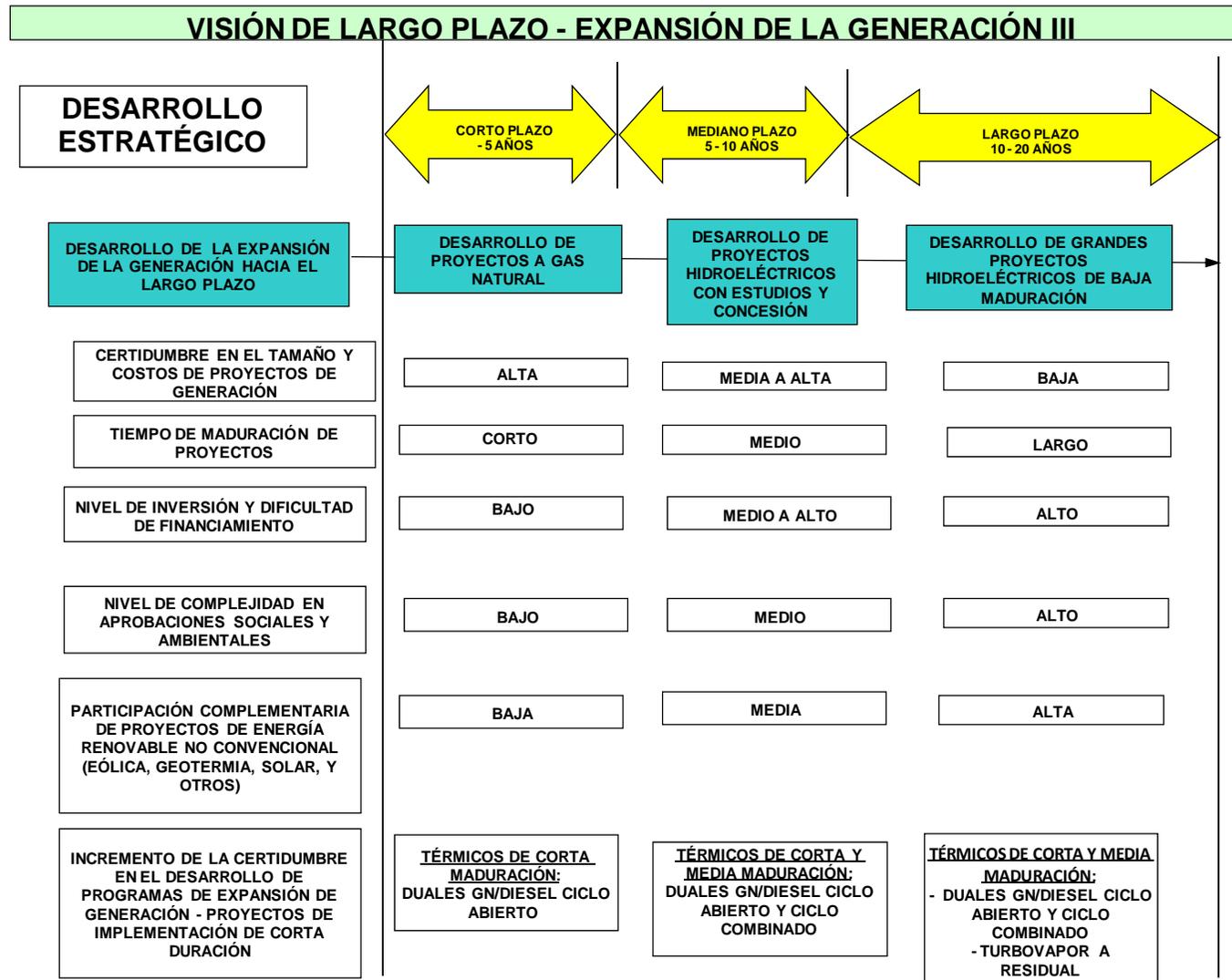
No se esperaría el desarrollo mayor de proyectos de energía renovable no convencional (eólica, geotérmica, solar, etc.), sino marginal al final del período, por requerir un espacio de maduración mayor a este horizonte.

b) Desarrollo Estratégico - Segunda Etapa – Mediano Plazo

En el Mediano Plazo el desarrollo de la expansión de la generación contempla la implementación del primer grupo de proyectos hidráulicos medianos con el mayor grado de maduración de la cartera de proyectos concesionados, así como otros proyectos medianos en actual etapa de estudios.

Los principales proyectos hidráulicos medianos contemplados en este período, tendrán un nivel de certidumbre medio en su implementación, debido a los relativos riesgos constructivos y sociales de los proyectos hidráulicos, pero relativizados a su tamaño mediano.

Gráfico N° 2.4



En cuanto al nivel de complejidad en aprobaciones sociales y ambientales, cada proyecto es especial pero dado que se tiene experiencia de impactos social y ambiental en proyectos hidráulicos, se espera replicar estas experiencias en la implementación de los nuevos proyectos.

En esta etapa, se espera el desarrollo mayor de los proyectos de energía renovable no convencional (eólica, geotérmica, solar, etc.) más auspiciosos.

c) Desarrollo Estratégico - Tercera Etapa – Largo Plazo

En el largo plazo el desarrollo de la expansión de la generación se espera la implementación de grandes proyectos hidráulicos con actual bajo nivel de maduración.

La implementación de grandes proyectos hidráulicos con bajo nivel de maduración con estudios aún no realizados tienen un nivel de certidumbre en tamaño y costos relativamente bajo, dado también los relativos mayores riesgos constructivos que la implementación de estos proyectos conlleva.

Asimismo los relativos mayores costos de inversión de estos grandes proyectos hidráulicos conllevan procesos de financiamiento más complejos concordantes con la magnitud de las obras.

Las aprobaciones sociales y ambientales de estos grandes proyectos son, como en la mayoría de proyectos de esa envergadura en el mundo, especialmente complejos, y generalmente requieren un alto grado de gestión y negociación con las entidades involucradas para lograr su viabilidad social y ambiental, tomando un tiempo importante y que muchas veces resulta crítico en la maduración de los proyectos.

Dado los plazos disponibles de desarrollo para esta etapa se espera un desarrollo pleno de proyectos de energía renovable no convencional (eólica, geotérmica, solar, etc.) para minimizar el uso de recursos energéticos no renovables, pero concordante con los costos del mercado.

Al final de esta etapa se espera se alcance el objetivo estratégico de maximizar el aprovechamiento hidroeléctrico.

2.2.2.4 Reducción de la Incertidumbre en el Desarrollo de la Expansión de la Generación – Ventanas de Corto Plazo

La implementación de la expansión de generación dentro de un plan de desarrollo estratégico de largo plazo, puede estar sometida a incertidumbre en diversos períodos del horizonte, debido a ocurrencia de situaciones no esperadas tanto en el lado de la demanda como en la de oferta, tales como incrementos inesperados de demanda así como de retrasos en la ejecución o en la culminación de proyectos de generación, sobre todo los de mayor envergadura. Estas situaciones, si bien no esperadas deben ser acompañadas con la implementación de generación de corto período de maduración y de carácter temporal, que luego conformen la reserva del sistema.

Es así como se contempla que, cuando se presenten situaciones no esperadas de incremento de la demanda o retrasos en la implementación de la generación, se desarrollen proyectos térmicos de corto tiempo de ejecución, en ventanas de corto plazo y de duración temporal hasta superar la deficiencia de cubrimiento de los requerimientos inesperados, para que luego conformen la reserva del sistema.

En la Primera Etapa el desarrollo de esa generación térmica se basaría principalmente en unidades turbogas de ciclo abierto duales gas natural/Diesel N°2, en la Segunda Etapa esas podrían ser unidades turbogas de gas natural/Diesel N°2 en ciclo abierto o combinado, y en la Tercera Etapa esas podrían ser unidades similares a las etapas anteriores y, de ser necesario, dependiendo de la disponibilidad de gas natural, unidades turbovapor con petróleo residual. En todos estos casos depende de la duración de los períodos de descalce demanda/oferta presentados, y de la disponibilidad y costo de los energéticos en esos períodos.

Se debe tener en cuenta que la reserva de generación es el primer amortiguador de situaciones de cambios no esperados en la demanda o en la oferta, por lo que la implementación de generación adicional térmica a ser desarrollada para cubrir el descalce temporal de demanda/oferta mencionadas, se integre al final de ese requerimiento, a la reserva de generación.

2.2.2.5 Márgenes de Reserva de Generación – Estacionalidad Hidrológica

La expansión de la generación planteada con un desarrollo hacia el objetivo de Largo Plazo conlleva cada vez mayor participación de la generación hidráulica en el parque generador, por lo que la reserva de generación, y el parque de generación térmico cada vez tendrán una mayor importancia para cubrir las necesidades de años de baja hidraulicidad. Por lo que los márgenes de reserva de generación (de origen térmico) deben ser suficientes como para reducir los riesgos hidrológicos en el suministro de electricidad.

Para los requerimientos de reserva de generación eléctrica se considera el aprovechamiento de recursos no renovables, principalmente energéticos transables que puedan acumularse en “stocks”.

De manera similar, las variaciones hidrológicas estacionales hacen que la inclusión de un parque de generación térmica eficiente, sea importante para cubrir estas variaciones, dentro de un esquema de expansión hidrotérmica de “mínimo costo”.

En suma, se considera el aprovechamiento de recursos energéticos no renovables, en un horizonte de largo plazo, principalmente para cubrir las variaciones de oferta por estacionalidades hidrológicas.

2.2.3 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Transmisión Troncal

En la presente sección se expone la visión de la evolución de la red de transmisión troncal del SEIN hacia el largo plazo, acompañando el crecimiento de la demanda y la expansión de la generación.

2.2.3.1 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Transmisión Troncal – Diagnóstico

En el Gráfico N° 2.5 se presenta esquemáticamente un diagnóstico de la red de transmisión troncal del SEIN, con una perspectiva de Largo Plazo.

De manera similar que para la generación, la presente evaluación prospectiva de la red de transmisión troncal del SEIN se realiza para períodos de Corto, Mediano y Largo Plazo.

La evaluación prospectiva se realiza sobre los siguientes atributos de una red de transmisión troncal:

- Capacidad de Transmisión
- Confiabilidad
- Capacidad para Interconexiones Internacionales

a) Diagnóstico de la Red de Transmisión Troncal - Corto Plazo

- i) Capacidad de Transmisión: Al inicio del período se presenta una red de transmisión troncal débil, con insuficiente capacidad de transmisión e ineficiente, pero con la implementación de los proyectos de reforzamiento de la transmisión en marcha se lograría un sistema suficiente en capacidad y robusta, al final del período.
- ii) Confiabilidad: Baja, en la mayor parte de la extensión de la red troncal, dado que se cuenta con pocos enlaces con redundancia bajo el criterio “N-1”¹ en el sistema.
- iii) Capacidad para Interconexiones Internacionales: Muy baja, con capacidad marginal de interconexión con países vecinos².

b) Diagnóstico de la Red de Transmisión Troncal - Mediano Plazo

- i) Capacidad de Transmisión: Red de transmisión troncal suficiente y robusta con los proyectos de transmisión troncal actualmente en marcha, y otros complementarios en Extra Alta Tensión EAT (500 kV).
- ii) Confiabilidad: Nivel de confiabilidad Medio, incremento de enlaces “N-1” en el sistema.
- iii) Capacidad para Interconexiones Internacionales: Baja capacidad de transmisión de interconexión con países vecinos en el ámbito del SEIN.

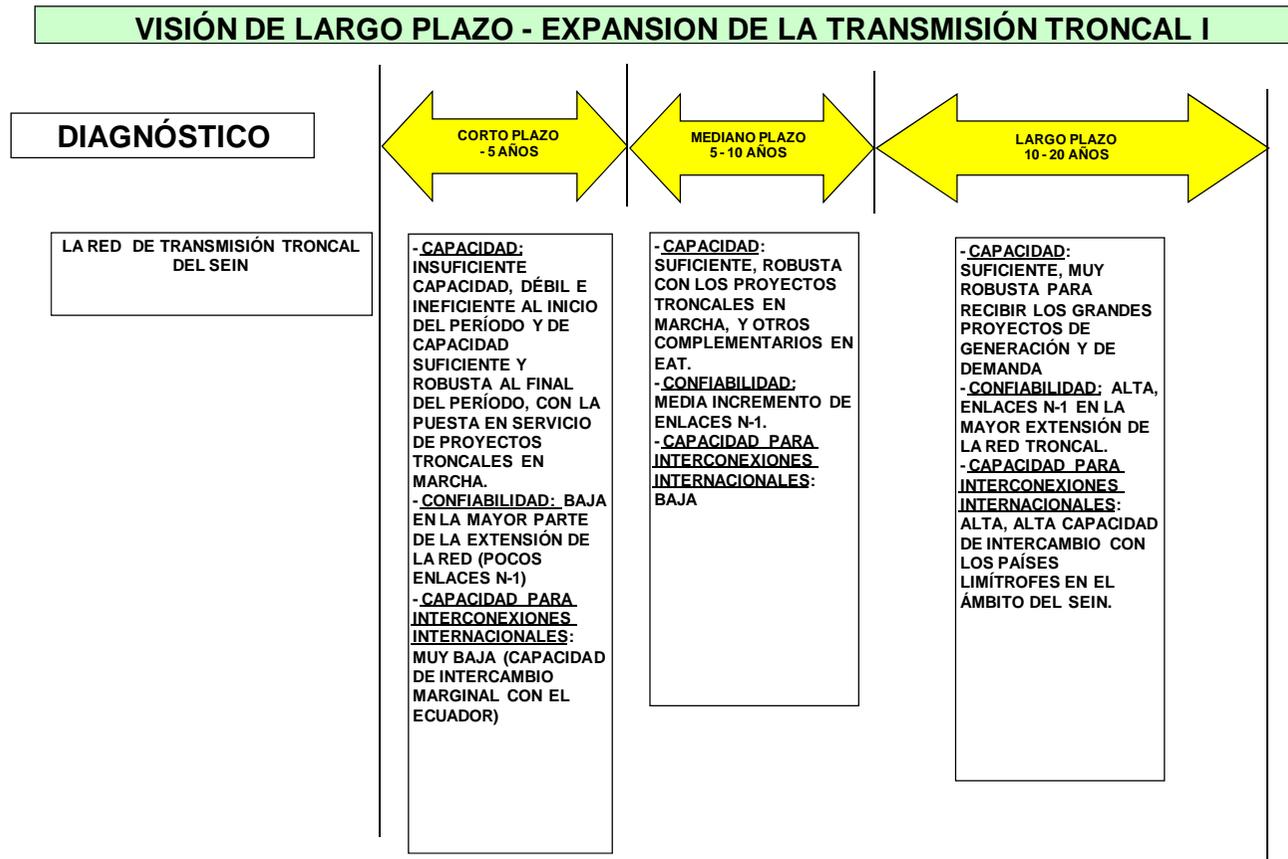
c) Diagnóstico de la Red de Transmisión Troncal - Largo Plazo

- i) Capacidad de Transmisión: Red de transmisión troncal a EAT en su mayor extensión, suficiente y robusta para recibir los grandes proyectos de generación y demanda.
- ii) Confiabilidad: Nivel de confiabilidad alto, enlaces “N-1” en la mayor extensión de la red de transmisión troncal.
- iii) Capacidad para Interconexiones Internacionales: Alta, alta capacidad para intercambio con los países limítrofes en el ámbito del SEIN.

¹ El criterio de confiabilidad “N-1” establece que, el servicio se mantiene sin restricciones, ante la pérdida de un enlace de transmisión.

² Actualmente se cuenta con un enlace de interconexión internacional con el Ecuador, con relativa baja capacidad, en relación a los parques generadores de los dos países, y que no se encuentra operando debido a problemas sobre acuerdos bilaterales de explotación.

Gráfico N° 2.5



2.2.3.2 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Transmisión Troncal – Estrategia

En el Gráfico N° 2.6 se presenta esquemáticamente la estrategia formulada para la expansión de la red de transmisión troncal del SEIN de largo plazo.

a) Objetivo Estratégico de Largo Plazo

Se plantea como objetivo estratégico de largo plazo de la expansión de la transmisión troncal del SEIN, lograr un sistema suficiente y confiable entre todas las zonas del SEIN y cercana a países limítrofes en el ámbito del SEIN, para que de ese modo se logre aprovechar los recursos energéticos disponibles así como brindar un suministro uniforme y de calidad en toda la extensión del SEIN.

b) Metodología de Orientación Hacia el Objetivo Estratégico en el Desarrollo de Proyectos de Transmisión Troncal

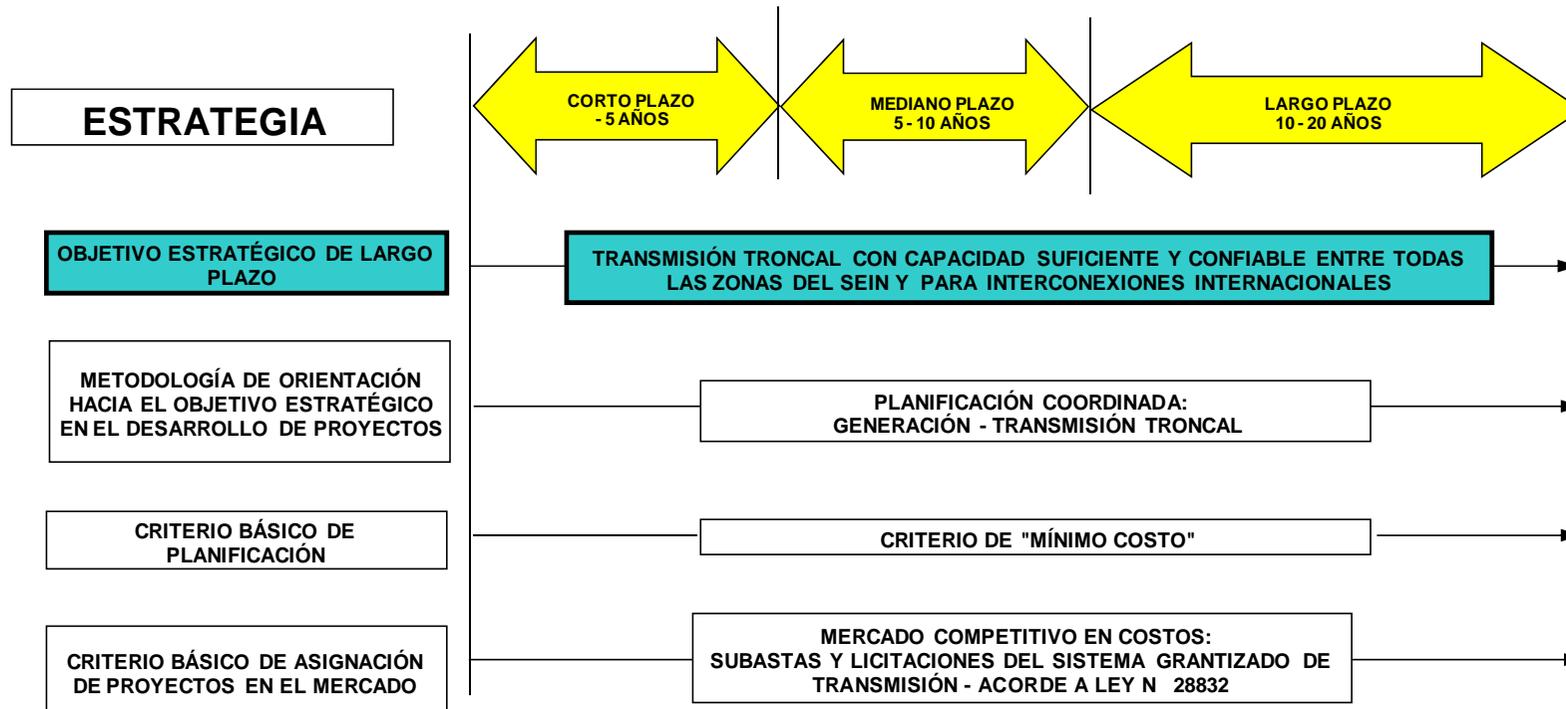
Se plantea que la orientación del desarrollo de la expansión de la transmisión troncal hacia el objetivo estratégico fijado se realice mediante un proceso continuo de planificación que en parte se desarrolle de manera conjunta con la generación, que plantee el desarrollo de la transmisión troncal en planes orientativos de expansión hacia el largo plazo con la información de proyectos conocidos.

Se plantea que el proceso de planificación se desarrolle como sigue:

- En un primer nivel, a nivel “macro”, como seguimiento de la evolución de la expansión de la oferta del SEIN y responder con suficiente antelación las medidas de promoción de la oferta requerida; y,
- En un segundo nivel, dentro del proceso de formulación del Plan de Transmisión, actualmente definido por la Ley 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.

Gráfico N° 2.6

VISIÓN DE LARGO PLAZO - EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN TRONCAL II



c) Criterio Básico de Planificación de la Expansión de la Transmisión Troncal

Se plantea que el criterio básico de planificación de la expansión de la transmisión troncal, que acompañe al desarrollo hacia el objetivo de largo plazo, sea el de “mínimo costo” total del plan, que incluya costos de inversión, operativos y de energía no servida. De este modo la expansión buscada tenderá a la eficiencia en costos totales, teniendo indicadores crecientes de mayor confiabilidad y seguridad de servicio, e incrementando la calidad del servicio, dentro de un plan que lleve hacia el objetivo estratégico fijado.

d) Criterio Básico de Asignación de Proyectos en el Mercado

Se plantea que el criterio básico de asignación de proyectos en el mercado, que acompañe al desarrollo de la transmisión hacia el objetivo de largo plazo, sea competitivo en costos, tal como actualmente contempla la implementación de proyectos del Plan de Transmisión, para el Sistema de Transmisión Garantizado, como lo establece la Ley N° 28832.

2.2.3.3 Visión de Largo Plazo – Expansión de la Transmisión Troncal – Desarrollo Estratégico

Se plantea un proceso de desarrollo estratégico de la expansión de la transmisión troncal del SEIN hacia el largo plazo, a partir de la configuración actual mostrada esquemáticamente en el Gráfico N° 2.7, para el mediano y largo plazo, cuyo desarrollo se muestran en los Gráficos N° 2.8 y N° 2.9, respectivamente.

En la configuración actual muchos de los enlaces troncales son débiles en capacidad y confiabilidad, y las transferencias de potencia entre las zonas del sistema son limitadas. La mayor parte de ellos no cuentan con enlaces redundantes bajo el criterio “N-1”, y tiene una capacidad marginal de interconexión a otros países.

En la configuración para el Mediano Plazo se presenta un mayor reforzamiento de la transmisión troncal, a Extra Alta Tensión (500 kV), con incremento de confiabilidad “N-1” en más enlaces, y aún baja capacidad de interconexión con otros países.

En la configuración para el largo plazo se aspira alcanzar un sistema con óptima capacidad de transmisión entre zonas, y hacia otros países, y alta confiabilidad en la mayor extensión de la red de transmisión troncal. En esta etapa se alcanzaría una mayor uniformidad en la capacidad y calidad de transmisión en el SEIN.

Gráfico N° 2.7

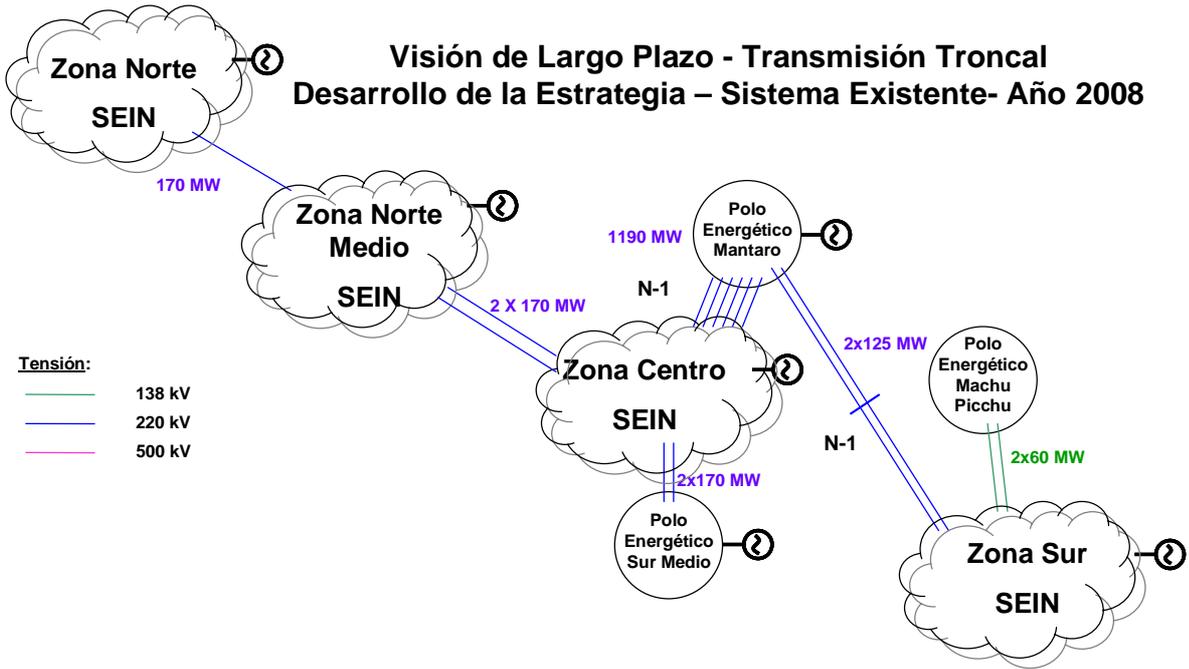
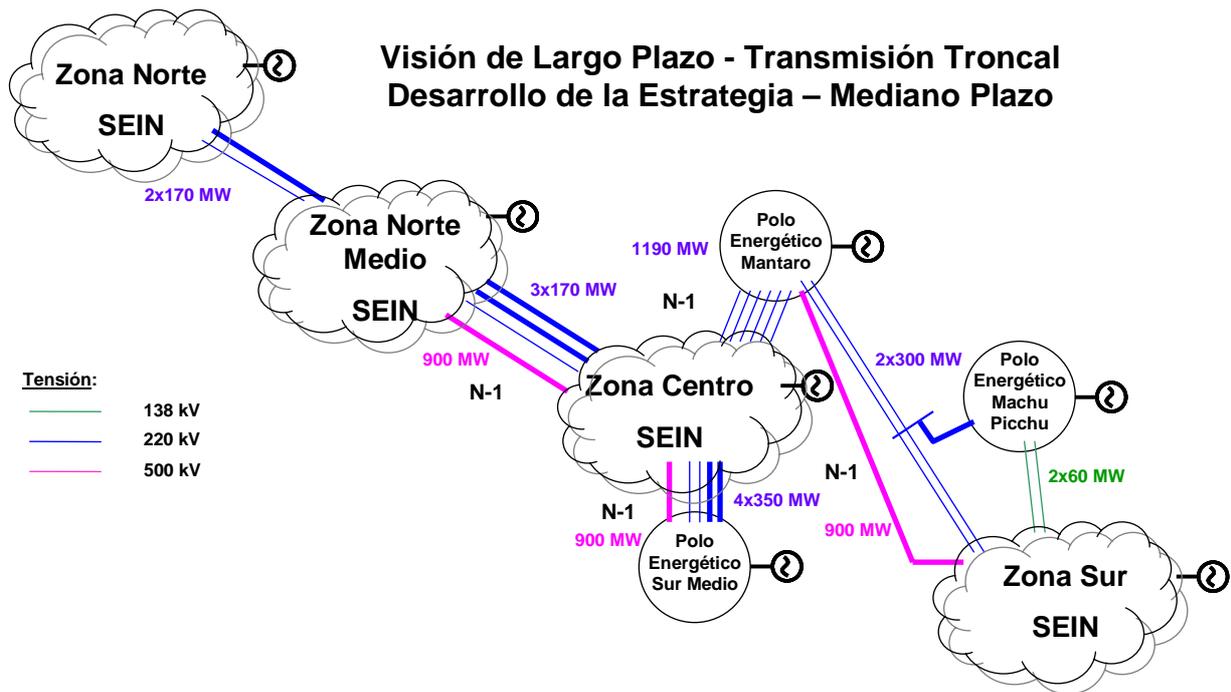


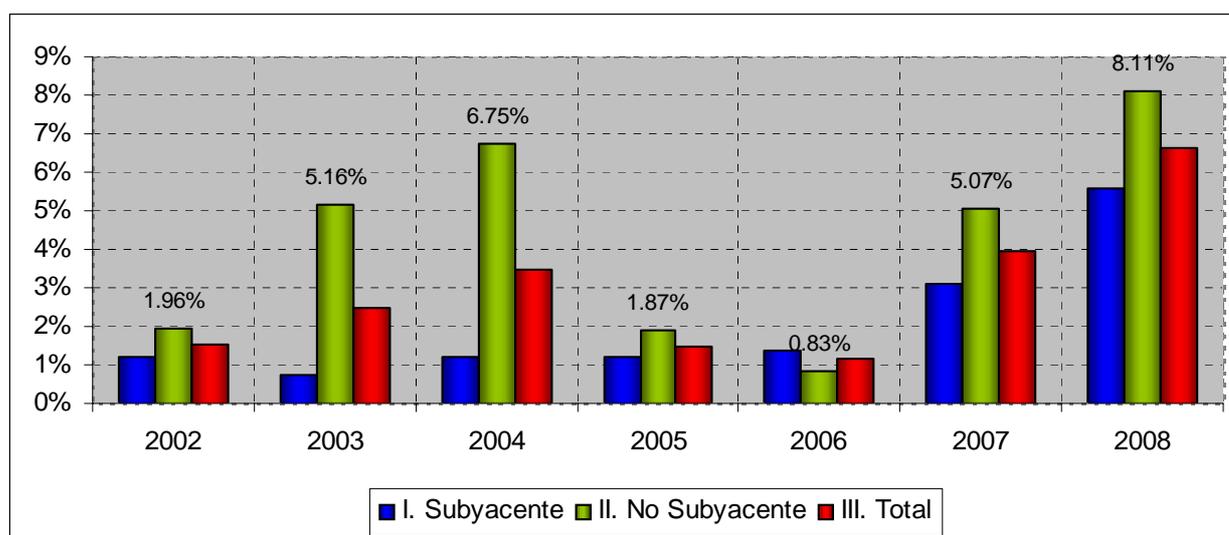
Gráfico N° 2.8



II. No Subyacente	39,4	1,87	0,83	5,07	8,11
1. Alimentos	22,5	1,62	2,06	7,25	10,97
2. No alimentos	16,9	2,17	-0,67	2,37	4,93
a. Combustibles	3,9	6,89	-1,5	6,45	-0,04
b. Transportes	8,4	1,29	1,12	0,82	5,86
c. Servicios públicos	4,6	-1,72	-3,22	0,24	7,45
III. Total	100	1,49	1,14	3,93	6,65

Fuente BCRP
Elaboración: Propia
Datos referenciales

Gráfico N° 2.10
Evolución Estadística de la Variación Porcentual de la Inflación 2002 – 2008



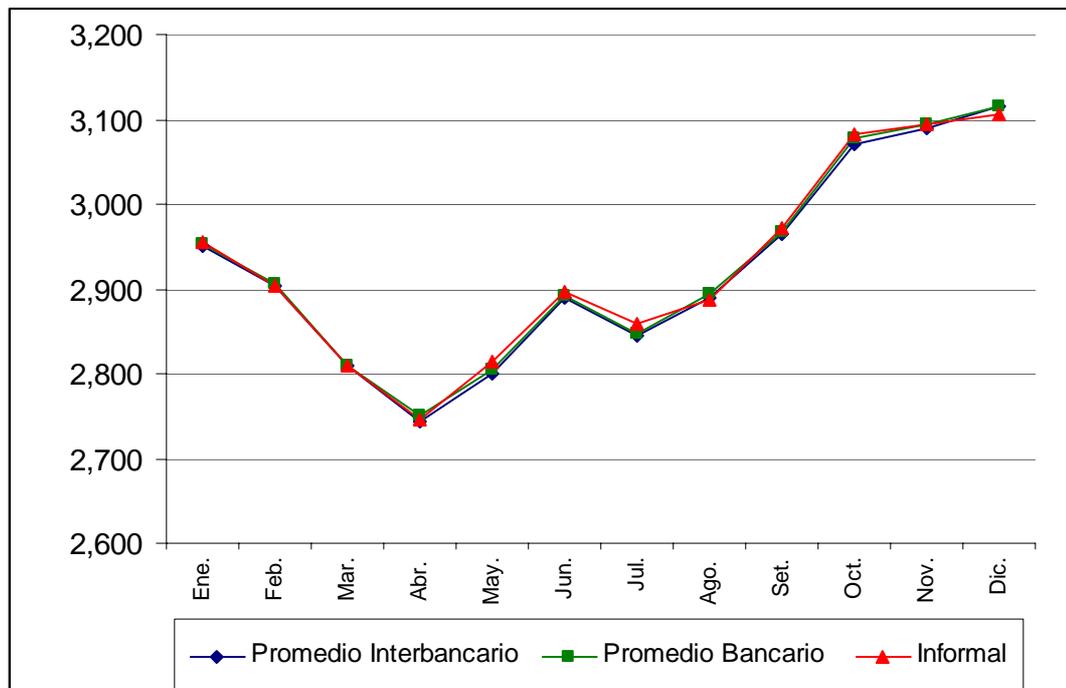
Fuente: Ministerio de Energía y Minas, INEI
Elaboración: Propia

2.3.2 Tipo de Cambio

Durante 2008 el tipo de cambio se mantuvo relativamente estable, a pesar de la alta volatilidad del mercado financiero. Se depreció 4,8% en términos reales a Diciembre del 2008, revirtiendo la tendencia a apreciarse que se observó en años anteriores. Ello estuvo asociado principalmente a la disminución de los términos de intercambio y al deterioro de la demanda mundial por la agudización de la crisis internacional financiera.

Los términos de intercambio registraron una caída del 13,3% como resultado de un aumento en los precios de importación y una desaceleración en el crecimiento de los precios de exportación como resultado de la crisis financiera internacional.

Gráfico N° 2.11
Tipo de cambio promedio 2008



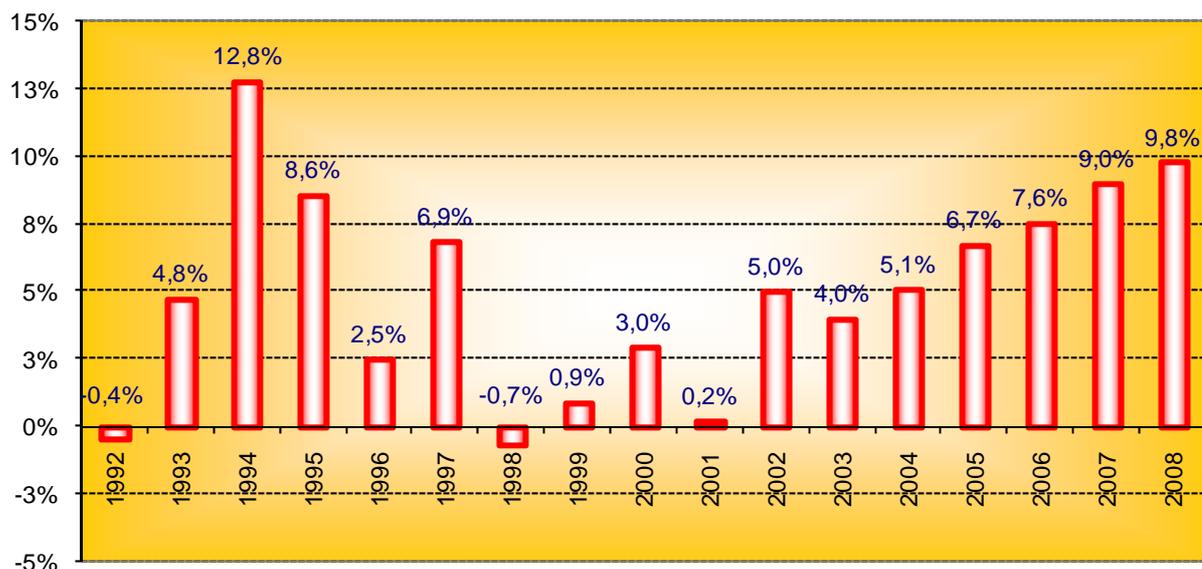
Fuente: BCRP

2.3.3 Producto Bruto Interno

En el año 2008 la economía registró una tasa de crecimiento del 9,8 por ciento; la más alta de los últimos 14 años consolidando el crecimiento de la economía durante diez años. Esta trayectoria de la economía se sustentó en la dinámica de la demanda interna que se incrementó en términos reales 12,3 por ciento, como reflejo de las altas tasas de crecimiento de la inversión pública y privada (las cuales crecieron 41,9% y 25,6% respectivamente), el consumo privado, el incremento del empleo y la expansión del crédito. Asimismo, las exportaciones aumentaron y aceleraron su tasa de expansión gracias a los volúmenes exportados.

En el Gráfico N° 2.12 se puede observar la evolución anual en el período 1992-2008 del PBI y la Demanda Interna.

Gráfico N° 2.12
Evolución Estadística del Crecimiento del PBI Nacional



Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática

Elaboración: Propia

El crecimiento del producto bruto interno en el año 2008 fue generalizado en todos los sectores. Las actividades no primarias crecieron 10,4 por ciento, mientras que las primarias (orientadas a la generación y/o extracción y procesamiento de materias primas) crecieron a un ritmo de 2,3 por ciento.

Cuadro N° 2.3
Evolución Estadística del PBI Nacional 1991 – 2007
(En Millones de Nuevos Soles a Precios Constantes de 1994)

Años	Valor	Crec. (%)
1991	83 759,69	
1992	83 400,56	-0,43%
1993	87 374,59	4,76%
1994	98 577,44	12,82%
1995	107 063,89	8,61%
1996	109 759,99	2,52%
1997	117 293,99	6,86%
1998	116 522,25	-0,66%
1999	117 587,42	0,91%
2000	121 056,94	2,95%
2001	121 317,09	0,21%
2002	127 407,43	5,02%
2003	132 544,85	4,03%
2004	139 319,60	5,11%
2005	148 716,47	6,74%
2006	159 954,76	7,56%
2007	174 334,69	8,99%
2008	191 419,49	9,80%

Fuente: Instituto Nacional de Estadística e Informática

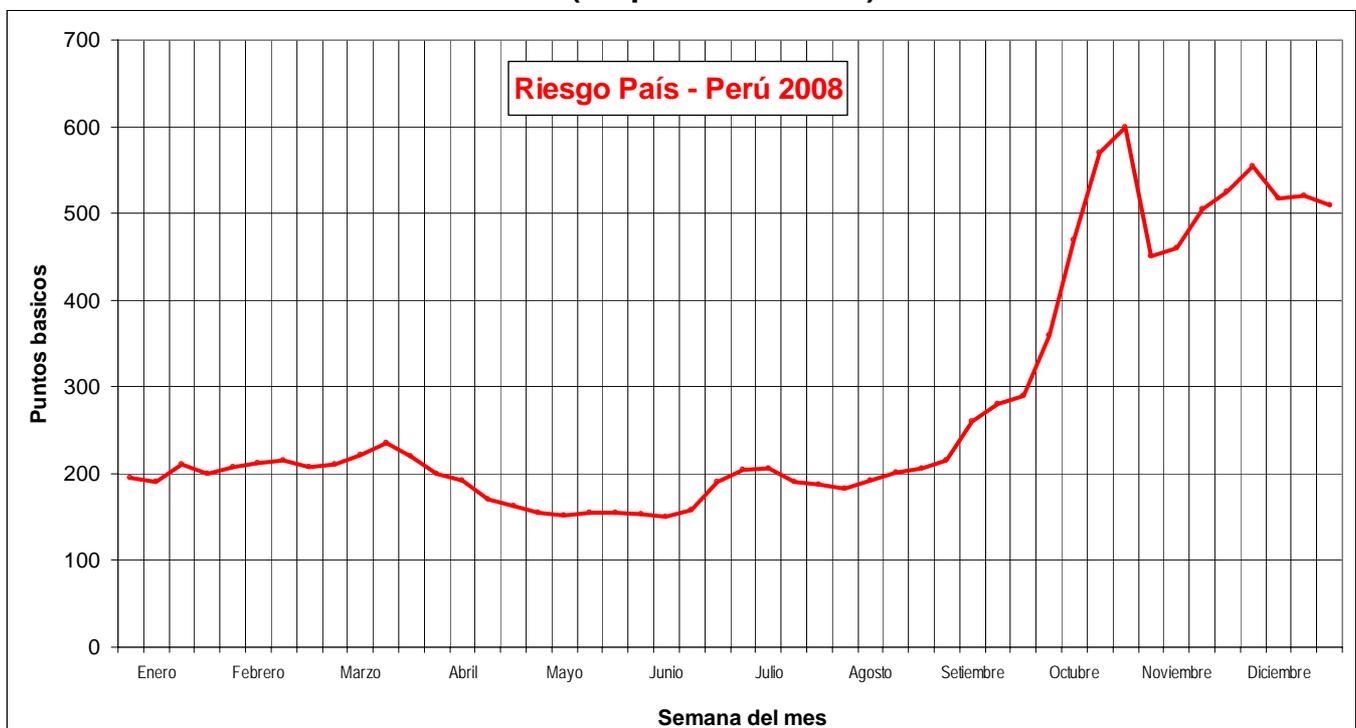
Elaboración: Propia

2.3.4 Riesgo País

El riesgo país, medido a través del CDS se elevó en las economías de la región como consecuencia de la crisis financiera internacional. El indicador de riesgo país, se ubica por debajo de la mayoría de países de América Latina. Sólo México y Chile, que cuentan con grado de inversión se encuentran mejor ubicados que Perú.

Los indicadores de riesgo país del Perú, se sustentan en el manejo responsable de la economía, reconocido por diversas clasificadoras de riesgo que ha llevado al país a convertirse en un acreedor neto internacional.

Gráfico N° 2.13
Indicadores de Riesgo País (EMBI+) en el Perú
(En puntos básicos)



Fuente: BCRP
EMBI = Emerging Market

2.4 VARIABLES TÉCNICAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

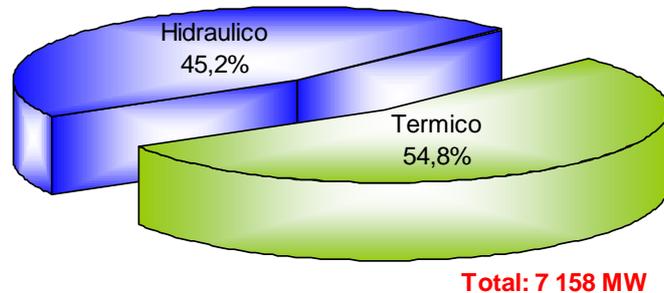
2.4.1 Capacidad instalada de generación

Al 2008 la capacidad instalada a nivel nacional (SEIN y Sistemas Aislados) ha sido de 7 158 MW, registrando un incremento de 1,9 por ciento con relación a la capacidad instalada registrada en el 2007, que fue de 7 028 MW.

Asimismo, durante los ocho últimos años, 2000 – 2008, la capacidad instalada a nivel nacional ha tenido un crecimiento medio anual de 2,09 por ciento.

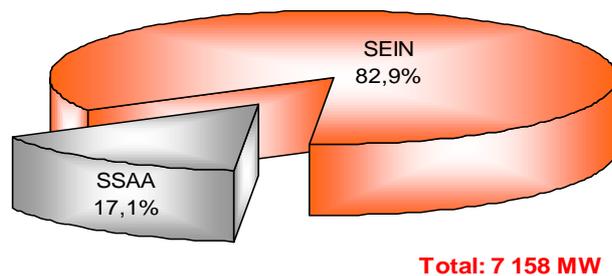
Por otro lado, el 45,2 por ciento de la capacidad instalada del 2008 corresponde a la capacidad del tipo hidráulico y los 54,8 por ciento restantes a la capacidad del tipo térmico. Ver Gráfico 2.14.

Gráfico N° 2.14
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008



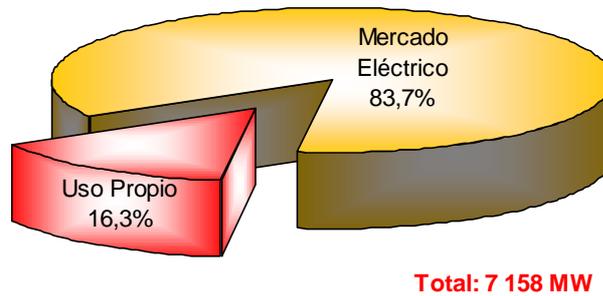
Por otro lado, el 83,0 por ciento de la capacidad instalada del 2008 corresponde al SEIN y los 17,0 por ciento restantes a la capacidad instalada de los SSAA.

Gráfico N° 2.15
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Sistema



Por otro lado, la capacidad instalada para el mercado eléctrico, en el 2008, representa el 83,7 por ciento de la capacidad instalada nacional, y la capacidad instalada para uso propio representa los 16,3 por ciento restantes.

Gráfico N° 2.16
Participación de la Capacidad Instalada del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Servicio



En los Cuadros N° 2.4 y N° 2.5 se aprecia la evolución de la potencia instalada desde el año 2000 al 2008 por tipo de generación y de servicio, respectivamente.

Cuadro N° 2.4
Evolución de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2000 – 2008
Por Tipo de Origen (GW-h)

Año	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	Crec. (%)
2000	16 176,05	3 745,80	0,85	19 922,70	
2001	17 614,78	3 169,74	1,23	20 785,75	4,33%
2002	18 040,12	3 940,97	1,23	21 982,32	5,76%
2003	18 533,74	4 388,41	1,23	22 923,38	4,28%
2004	17 525,35	6 740,49	1,23	24 267,07	5,86%
2005	17 977,01	7 531,52	1,23	25 509,76	5,12%
2006	19 594,35	7 774,28	1,23	27 369,86	7,29%
2007	19 548,78	10 393,03	1,23	29 943,04	9,40%
2008	19 039,87	13 402,26	1,23	32 443,36	8,40%
Crec. (%)	2,06%	17,27%	4,80%	6,29%	

Cuadro N° 2.5
Evolución de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2000 - 2008
Por Tipo de Servicio (GW-h)

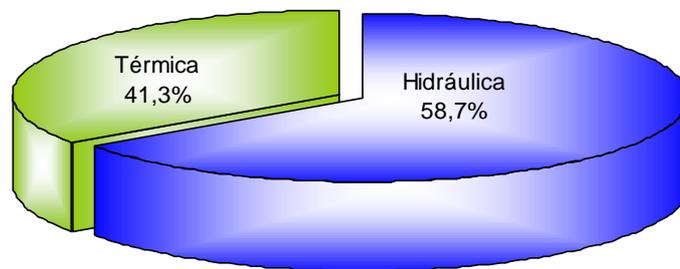
Año	Mercado Eléctrico	Uso Propio	Total	Crec. (%)
2000	18 327,9	1 594,8	19 922,7	
2001	19 214,5	1 571,2	20 785,8	4,33%
2002	20 419,5	1 562,8	21 982,3	5,76%
2003	21 361,5	1 561,9	22 923,4	4,28%
2004	22 620,0	1 647,1	24 267,1	5,86%
2005	23 810,9	1 698,9	25 509,8	5,12%
2006	25 613,8	1 756,1	27 369,9	7,29%
2007	28 200,5	1 742,5	29 943,0	9,40%
2008	30 574,7	1 868,6	32 443,3	8,40%
Crec. (%)	6,61%	2,00%	6,29%	

2.4.2 Producción de energía eléctrica

Con la finalidad de satisfacer la demanda del mercado eléctrico y el uso propio, la producción total nacional de energía eléctrica en el 2008 fue de 32 443,36 GW.h cifra superior en 8,40 por ciento a la energía generada en el año 2007 que registró una producción de 29 943,0 GW.h.

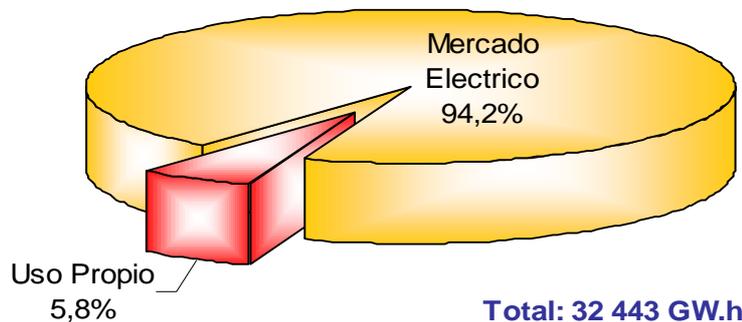
Conforme se aprecia en el Gráfico N° 2.11, la estructura de la producción fue de 58.6% de origen hidráulico y 41.4% de origen térmico; según el tipo de servicio, el 94.2% fue producido en el mercado eléctrico y el 5.8% de uso propio; por sistema, 92.8% fue producido en el SEIN y 7.2% en los Sistemas Aislados. Ver Gráfico N° 2.17 y Gráfico N° 2.18.

Gráfico N° 2.17
Participación de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Origen



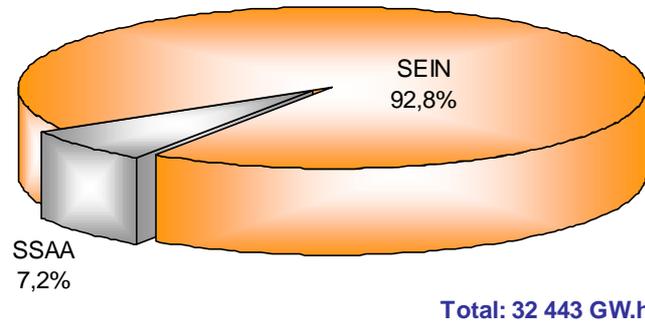
Total: 32 443 GW.h

Gráfico N° 2.18
Participación de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Servicio



Total: 32 443 GW.h

Gráfico N° 2.19
Participación de la Producción de Energía del Sistema Eléctrico Nacional 2008
Por Tipo de Sistema



Fuente: MEM - DGE

La evolución histórica por tipo de fuente de generación y por servicio se muestra en los Cuadros N° 2.6 y N° 2.7 respectivamente.

Cuadro N° 2.6
Evolución de la Producción de Energía para el Mercado Eléctrico 2000 – 2008
Por Tipo de Origen (GW.h)

Año	Hidráulica	Térmica	Eólica	Total	Crec. (%)
2000	15 747,33	2 579,72	0,85	18 327,90	
2001	17 188,33	2 024,95	1,23	19 214,51	4,84%
2002	17 638,16	2 780,12	1,23	20 419,51	6,27%
2003	18 118,33	3 241,90	1,23	21 361,46	4,61%
2004	17 100,67	5 518,04	1,23	22 619,94	5,89%
2005	17 567,11	6 242,54	1,23	23 810,88	5,27%
2006	19 160,75	6 451,79	1,23	25 613,77	7,57%
2007	19 107,19	9 092,07	1,23	28 200,49	10,10%
2008	18 607,79	11 965,69	1,23	30 574,71	8,40%
Crec. (%)	2,11%	21,14%	4,73%	6,61%	

Cuadro N° 2.7
Evolución de la Producción de Energía para Uso Propio 2000 – 2008
Por Tipo de Origen (GW.h)

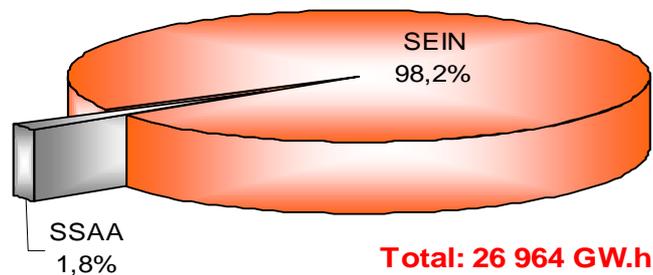
Año	Hidráulica	Térmica	Total	Crec. (%)
2000	428,73	1 166,07	1 594,80	
2001	426,43	1 144,78	1 571,21	-1,48%
2002	401,97	1 160,85	1 562,82	-0,53%
2003	415,39	1 146,51	1 561,90	-0,06%
2004	424,67	1 222,40	1 647,07	5,45%
2005	409,89	1 288,97	1 698,86	3,14%
2006	433,60	1 322,47	1 756,07	3,37%
2007	441,59	1 300,96	1 742,55	-0,77%
2008	432,08	1 436,56	1 868,65	7,20%
Crec. (%)	0,10%	2,64%	2,00%	

2.4.3 Ventas de energía eléctrica

Las ventas de energía eléctrica en el 2008, alcanzaron los 26964,4 GW.h registrándose un incremento de 9,1 % respecto al año 2007. Ver Gráfico N° 2.20.

Según el mercado, el 54% de las ventas se efectuaron en el mercado regulado y el 46% en el mercado libre; según el sistema eléctrico, el 98% de las ventas se efectuaron en el SEIN y el 2 % restante en los sistemas aislados. Por otro lado, el 40% de las ventas fueron efectuadas por las empresas generadoras y el 60% por las empresas distribuidoras.

Gráfico N° 2.20
Participación de las Ventas de Energía Eléctrica 2008
Por Tipo de Sistema



En el Gráfico N° 2.21 se presenta la evolución de las ventas al mercado libre y regulado y en el Gráfico N° 2.22 por sector económico.

Gráfico N° 2.21
Evolución de las Ventas de Energía Eléctrica a Clientes Finales 1985 – 2008
Por Tipo de Mercado

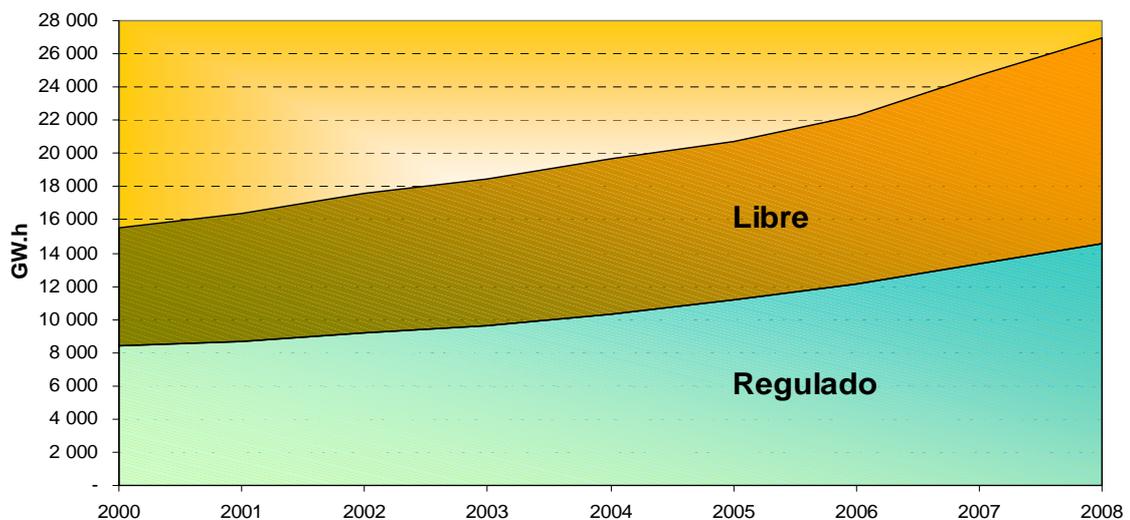
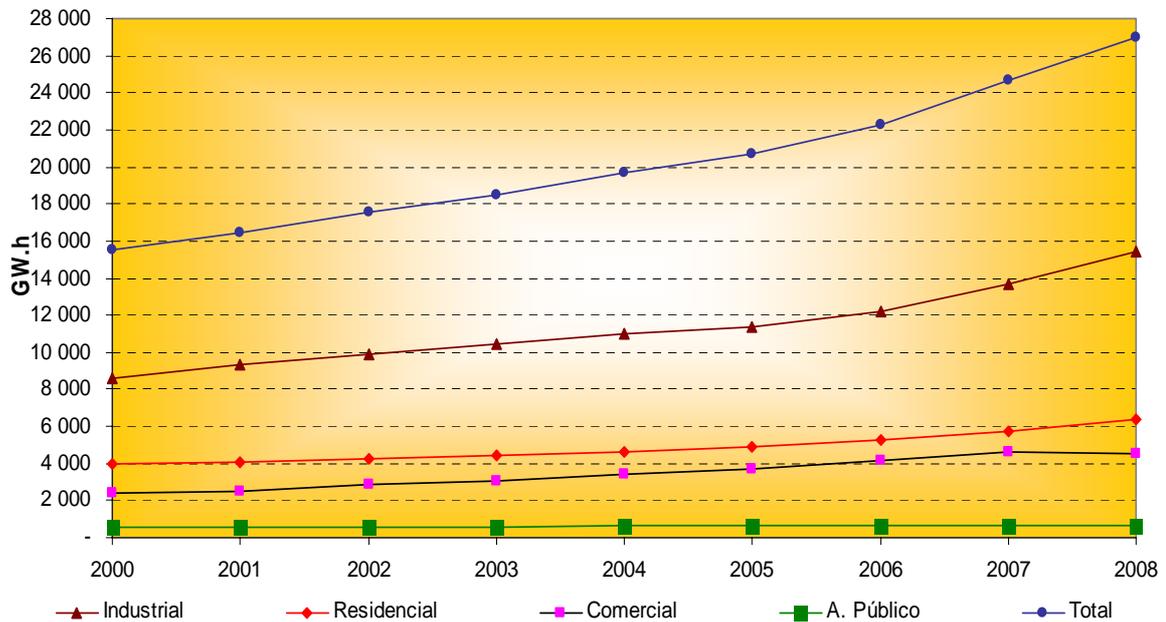


Gráfico N° 2.22
Evolución de las Ventas de Energía Eléctrica 1996 – 2008
Por Sectores Económicos

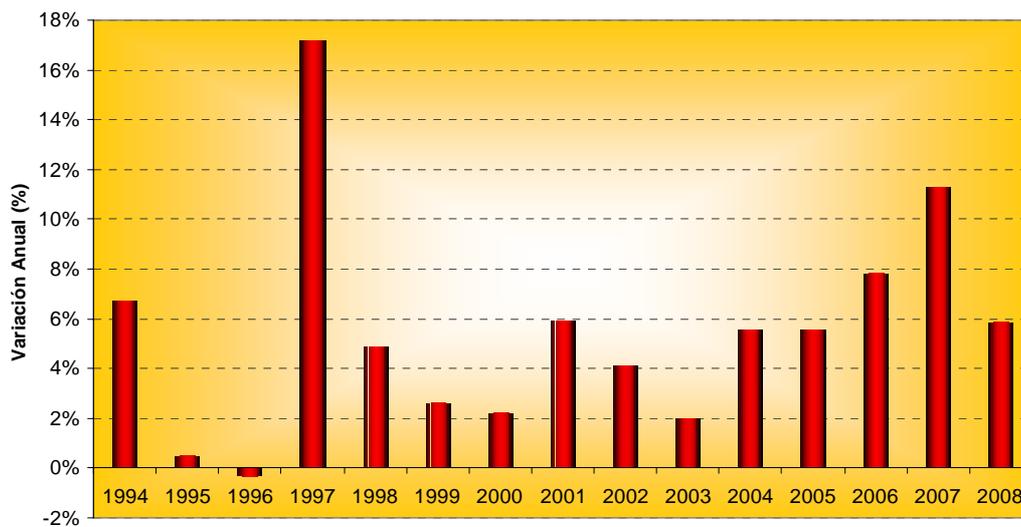


Fuente: MINEM- DGE

2.4.4 Máxima demanda

La máxima demanda del Sistema Interconectado para el año 2008 se incrementó en 9,31 por ciento respecto al año 2007, alcanzando los 4 199 MW, que fue registrado a las 19:15 horas del 10 de diciembre del 2008.

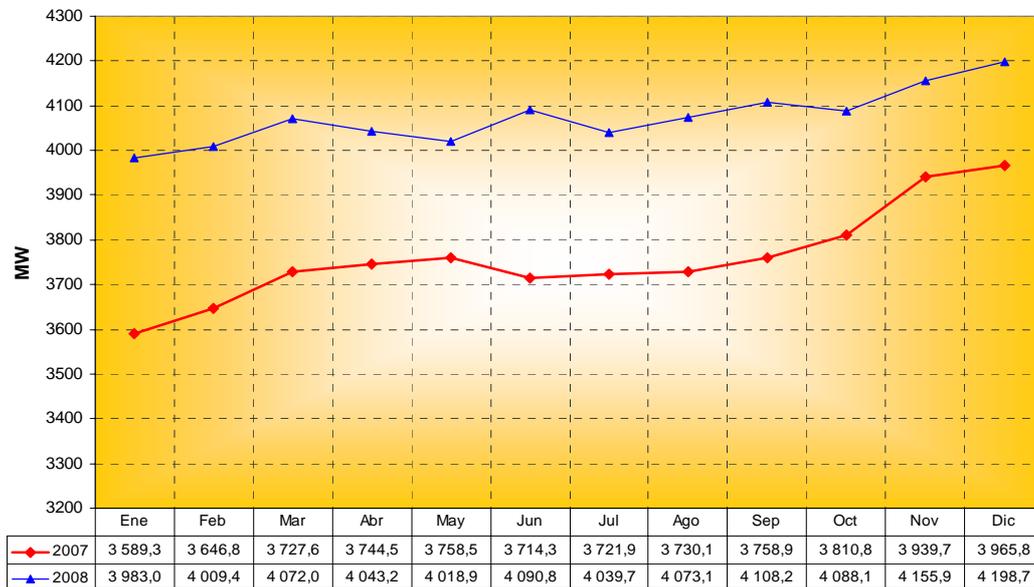
Gráfico N° 2.23
Variación Porcentual de la máxima Demanda del SEIN



Fuente: COES- MINEM-OSINERGMIN

En el Gráfico N° 2.24 se muestra la evolución de la máxima demanda del SEIN en MW, durante el período 2007 – 2008.

Gráfico N° 2.24
Evolución de la Máxima Demanda Mensual 2007 – 2008 (MW)

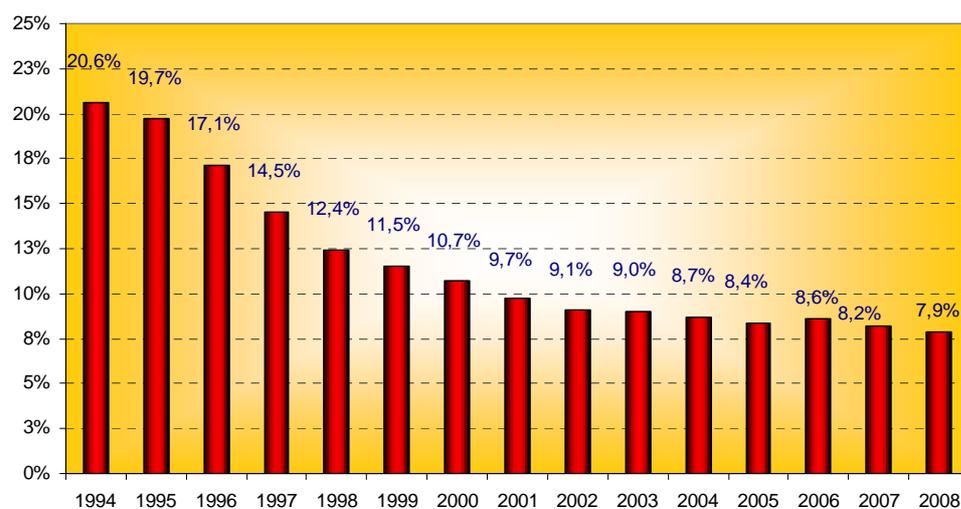


Fuente: COES-MINEM-OSINERGMIN

2.4.5 Pérdidas

En el gráfico N° 2.25 se muestra la evolución de las pérdidas a nivel de distribución desde el año 1994

Gráfico N° 2.25
Evolución de las Pérdidas de Distribución 1994 – 2008



Fuente: OSINERGMIN-MINEM

2.4.6 Clientes

El número de clientes finales del sector eléctrico en el 2008 fue 4,62 millones de clientes, lo que representó un incremento de 6,07 por ciento respecto al 2007.

Según el tipo de mercado el 99,99 por ciento corresponde al mercado regulado que es atendido totalmente por las distribuidoras y el 0,01 por ciento en el mercado libre que son 258, en la práctica, de esta parte del mercado se tiene una participación significativa de clientes que son atendidos por las empresas generadoras. Ver Cuadro N° 2.8.

Cuadro N° 2.8
Evolución de la Cantidad de Clientes Finales 2000 – 2008
Por Tipo de Mercado Eléctrico

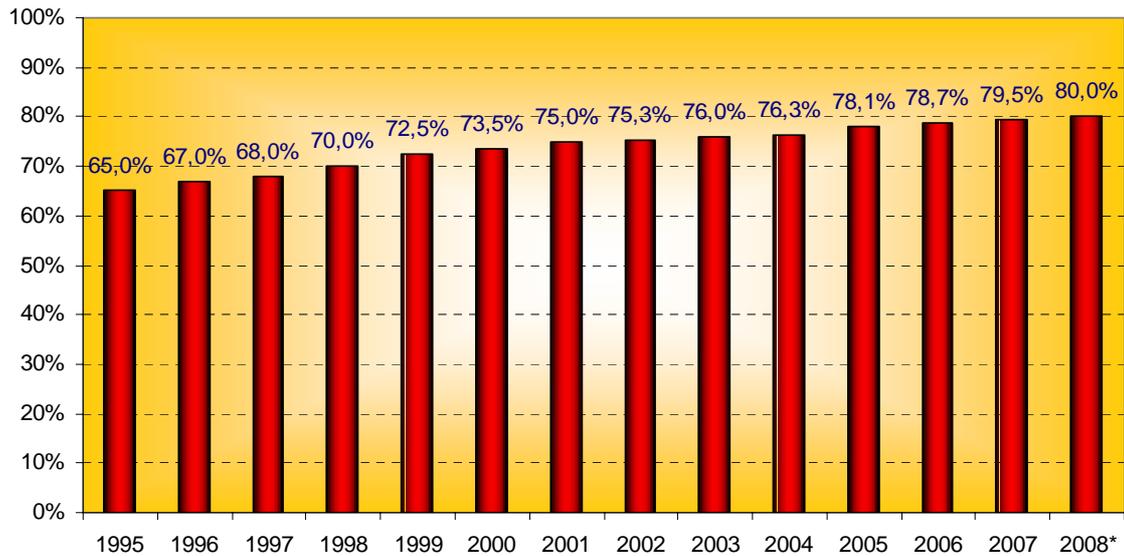
Año	Regulado	Libre	Total	Crec.
2000	3 358 402	231	3 358 633	
2001	3 452 451	237	3 452 688	2,80%
2002	3 621 380	253	3 621 633	4,89%
2003	3 732 855	249	3 733 104	3,08%
2004	3 866 605	244	3 866 849	3,58%
2005	3 983 329	243	3 983 572	3,02%
2006	4 171 624	244	4 171 868	4,73%
2007	4 366 249	257	4 366 506	4,67%
2008	4 624 534	258	4 624 792	6,07%
Crec. (%)	4,08%	1,39%	4,08%	

2.4.7 Grado de electrificación

Con relación al coeficiente de electrificación, este se incremento de 66,1 por ciento en 1996 a 80 por ciento en el 2008.

El coeficiente de electrificación nacional llegó a 79,5 por ciento en el 2007, habiendo crecido, como se muestra en el gráfico N° 2.26 como resultado de las inversiones de electrificación llevada a cabo por las empresas regionales de electricidad y por los proyectos de electrificación rural del MEM.

Gráfico N° 2.26
Evolución del Coeficiente de Electrificación Nacional 1995 – 2008



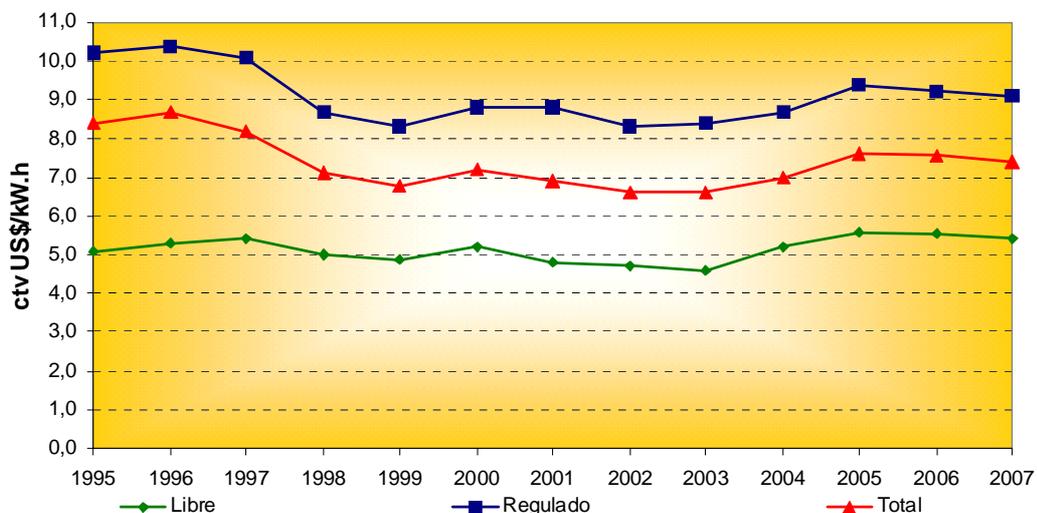
* MINEM-DGER/Estudio

Fuente: MINEM- DGE

2.4.8 Precio medio

Con respecto a los precios medios de la Energía Eléctrica, para el año 1992 (año de promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas), los precios medios estaban en el orden de los 6,29 ctv. US\$/kW.h, dicho precio se da en un periodo de incremento de las tarifas, lo cual se expande hasta el año 1996, que es el año en el cual se presenta la mayor tarifa, siendo esta de 8,69 ctv. US\$/kW.h, para luego en los años posteriores disminuir paulatinamente, hasta presentar en el año 2008 un precio medio del orden de los 8,10 ctv. US\$/kW.h. Dicha evolución de los precios medios se presenta en forma esquemática en el Gráfico N° 2.27.

Gráfico N° 2.27
Evolución Histórica de los Precios Medios



Fuente: OSINERGMIN

2.5 DESCRIPCIÓN DEL NEGOCIO ELÉCTRICO

Las leyes peruanas promueven la participación de la inversión privada en el subsector electricidad bajo la concepción de negocios eléctricos, en generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, regidos por las reglas de libre mercado y sin restricción alguna. En el caso de suministros para el servicio público de electricidad, definido actualmente como aquellos consumos con una demanda máxima menor que 0,2 MW, la Ley establece un sistema de precios regulados basado en el principio de costos marginales, en el reconocimiento de costos eficientes y su comparación con los precios libres de mercado reconociendo una tasa de actualización de 12% real anual.

2.5.1 Mercados Eléctricos

La Ley de Concesiones Eléctricas, LCE, N° 25844 y la Ley para Asegurar el Uso Eficiente de la Generación eléctrica, promulgadas en 1992 y 2006 respectivamente, definen varios tipos de transacciones en el mercado eléctrico entre las que destacan:

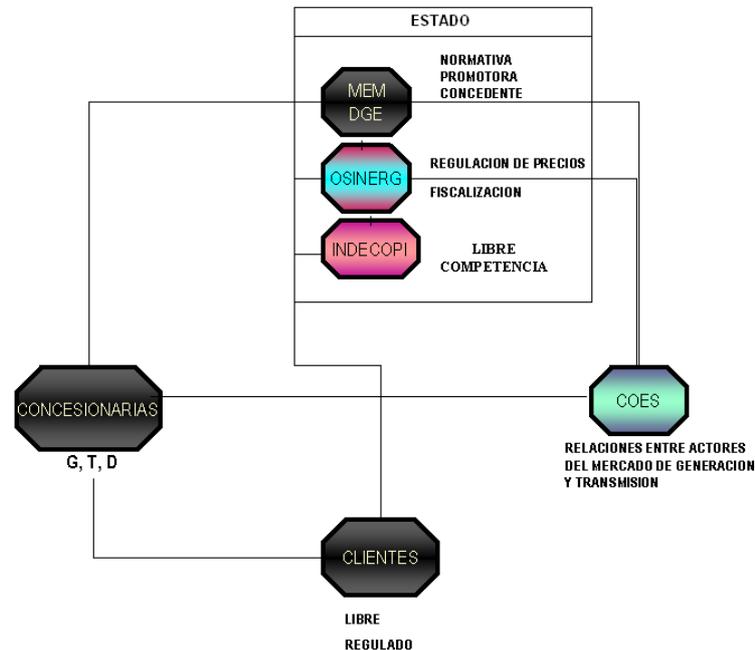
- **Mercado de Servicio Público o Mercado Regulado**, destinado actualmente a clientes con consumos menores a 200 kW. Los usuarios cuya máxima demanda anual sea mayor de 200 kW, hasta 2 500 kW, tienen derecho a elegir entre la condición de Usuario Regulado o de Usuario Libre. Los precios máximos son fijados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN), a partir del costo marginal de corto plazo de la generación, los precios de las subastas para el Servicio Público de Electricidad, los cargos de transmisión por el Sistema Principal de Transmisión, Sistema Garantizado de Transmisión y los Sistemas Secundarios de Transmisión, y el valor agregado de distribución.
- **Mercado libre**, para las transacciones entre clientes mayores, definidos actualmente como aquellos con demandas superiores a 2 500 kW, y las empresas suministradoras de electricidad que puedan ser generadoras o distribuidoras. El precio, volumen y condiciones a transar son libres y sin intervención del Estado.
- **Mercado de Oportunidad**, para transacciones puntuales, realizadas en circunstancias de demanda y/u oferta no previstas. Las condiciones de contratación son libres entre las partes sin intervención del Estado. Este tipo de mercado no está definido en la normatividad, sin embargo es permitido.
- **Mercado Inter Generadores**, conformado por las negociaciones entre empresas generadoras de electricidad integrantes de un sistema eléctrico interconectado, cuyo despacho de carga es efectuado por un Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Las transacciones se realizan al costo marginal correspondiente a la operación real del sistema en el período de la transacción.

2.5.2 Agentes del Negocio Eléctrico

En la actividad eléctrica intervienen los siguientes grupos de actores:

- **Los clientes o usuarios**, pueden ser aquellos que realizan sus transacciones en forma libre, actualmente con demanda superior a 2,5 MW, o aquellos que pertenecen al mercado regulado con demanda inferior a 200 kW.
- **Las Empresas Concesionarias de Electricidad**, que pueden ser generadoras, transmisoras y distribuidoras.
- **El Comité de Operación Económica del Sistema COES**, (<http://www.coes.org.pe/>) cuyo objetivo fundamental es el despacho económico de acuerdo a lo establecido en la LCE y que está integrado por las empresas generadoras y transmisoras.
- **El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERGMIN**, (<http://www.osinerg.org.pe/>) que es el órgano encargado de supervisar y fiscalizar a las entidades del sector energía velando por la calidad, seguridad y eficiencia del servicio y/o productos brindados a los clientes en general y cautelando la adecuada conservación del medio ambiente. Adicionalmente, ejerce la función reguladora de la tarifa en el mercado regulado, fijando las tarifas en barra, las tarifas a los usuarios de servicio público de electricidad, las tarifas de transmisión principal y secundaria del subsector electricidad, las tarifas del servicio de transporte de hidrocarburos por ductos y de distribución de gas natural por red de ductos.
- **El Ministerio de Energía y Minas MEM**, (<http://www.minem.gob.pe/>) es el encargado de velar por el cumplimiento del marco legal vigente. Su función es conducir las políticas energéticas de mediano y largo plazo orientadas al aprovechamiento óptimo de los recursos sin perjudicar al medio ambiente. Además, dicta la normatividad general de alcance nacional en las materias de su competencia y promueve la inversión privada en el sector. Por otro lado el MEM es un organismo con poder concedente, por lo que otorga concesiones y autorizaciones para participar en el negocio eléctrico en el País. El Gráfico N° 2.28 muestra la relación entre los actores.

Gráfico N° 2.28
Agentes del Negocio Eléctrico



- Cabe mencionar que, de ser necesario, en el marco de la aplicación de las normas de libre competencia, represión de la competencia desleal, publicidad en protección al consumidor y otras normas de su competencia en el sector electricidad e hidrocarburos, existe el Instituto de Defensa de la libre Competencia y de la Protección a la Propiedad Intelectual, INDECOPI (<http://www.indecopi.gob.pe/>).

2.5.3 Formas de ejercicio de la actividad eléctrica

Las actividades eléctricas pueden ser desarrolladas por personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas o privadas, mediante concesiones o autorizaciones.

Se requiere concesión mediante contrato con el Estado, cuando se utiliza un recurso energético hidráulico o geotérmico para una potencia instalada superior a 500 kW; cuando se requiere la imposición de servidumbre para hacer uso de bienes del Estado o de terceros en la transmisión de electricidad; o cuando se efectúa la distribución de electricidad para el servicio público con una demanda superior a 0,5 MW; o cuando la generación de energía eléctrica con recursos energéticos renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 kW.

Se requiere autorización cuando se desarrollan actividades de generación termoeléctrica independientemente del recurso energético primario, y la capacidad instalada sea igual o mayor a 0,5 MW.

3. EXPANSIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

3.1 ESCENARIOS DE FORMULACIÓN DEL PRE-2008

El PRE-2008 se formula bajo los siguientes escenarios de demanda y oferta

3.1.1 Escenarios de Crecimiento de la Demanda

- a) Escenario Base - “Crecimiento de la Demanda Medio”: Escenario de crecimiento de la demanda de mayor probabilidad de ocurrencia.
- b) “Crecimiento de la Demanda Optimista”: Escenario del mayor crecimiento de la demanda esperado.
- c) “Crecimiento de la Demanda Conservador”: Escenario de menor crecimiento de la demanda esperado.

3.1.2 Escenarios de Sensibilidad de Oferta

Se plantean dos escenarios de sensibilidad de la oferta de generación, definidos acorde a los requerimientos de análisis:

- a) Escenario de Sensibilidad “Retraso de la Implementación de Centrales Hidráulicas”: Escenario de sensibilidad a la expansión de la oferta resultante del Escenario Base de Demanda (Crecimiento de Demanda Medio), que contempla el retraso de 2 años para todas las centrales hidráulicas medianas y de 4 años para grandes proyectos hidráulicos.
- b) Escenario de Sensibilidad “Baja Asignación de GN de Camisea para Generación Eléctrica”: Escenario de sensibilidad a la expansión del Escenario Base de Demanda (Crecimiento de Demanda Medio, que considera una baja asignación del GN de Camisea para generación eléctrica, considerando solo los proyectos de generación existente, y los proyectos en ejecución, o en compromiso de ejecución.

Además se considera un caso de oferta bajo Hidrología Seca, en el Escenario Base de Demanda.

3.2 ESTUDIO DE PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DEL SEIN

La proyección de la demanda del SEIN se realizó disgregando en dos grandes tipos de carga: “Cargas Vegetativas” y “Cargas Mayores” (Especiales / Incorporadas).

Las cargas vegetativas corresponden principalmente a la demanda del mercado regulado considerando que este tipo de demanda es susceptible a la modelación mediante técnicas estadísticas, disponiéndose de datos para ello; mientras que las cargas especiales / incorporadas de crecimiento en forma discreta y con importante impacto sobre la demanda global han requerido un análisis individual cuyos resultados se agregan a los resultados del modelado estadístico.

Para la proyección de la demanda de cargas vegetativas se utilizaron dos metodologías, una para el corto plazo (período 2009 – 2010), y la otra para el largo plazo en el período restante 2008 – 2017, que en conjunto dan una mayor validez a la proyección.

La primera metodología utiliza las series temporales ARIMA – Auto Regressive Integrated Moving Average, y la otra metodología, utiliza los modelos econométricos para el largo plazo, que evalúa las variables explicativas útiles para este fin.

El modelo ARIMA se aplicó para proyectar la variable objetivo en forma mensual, mientras que el Modelo Econométrico en forma anual.

La integración de modelos ARIMA y Econométrico proporciona una proyección de demanda consistente y con menor grado de incertidumbre respecto a los modelos utilizados anteriormente. El uso apropiado de metodologías combinadas, se fundamentó en la búsqueda de una relación de corto plazo basada en la estructura estadística propia de la serie temporal, mientras que la relación de largo plazo debe ampararse en la teoría económica y la estructura estadística.

El modelo econométrico contempló la aproximación de la proyección del PBI del país, sin incluir el crecimiento del sector minería. De esta manera, el crecimiento del sector minería se incorpora en forma externa a la proyección de demanda obtenida por la complementación de los dos modelos (ARIMA y Econométrico), para lo cual se definieron los grandes proyectos mineros, y de este modo se evita la duplicidad de efectos en la proyección de demanda.

Como resultado del análisis realizado se obtuvieron las proyecciones de demanda de energía y potencia para el SEIN bajo los escenarios (caso base) optimista, medio y conservador.

Los pronósticos de la demanda de energía indican que esta crecerá a una tasa promedio anual de 8,71% para el escenario optimista, 7,55% para el escenario medio y 6,36% para el escenario conservador (Gráfico N° 3.1).

Por su parte, la demanda de potencia crecerá a una tasa promedio anual de 8,73 % para el escenario optimista, 7,6% para el escenario medio y 6,51% para el escenario conservador (Gráfico N° 3.2).

Gráfico N° 3.1
Proyección de Demanda Global de Energía del SEIN 2008-2027

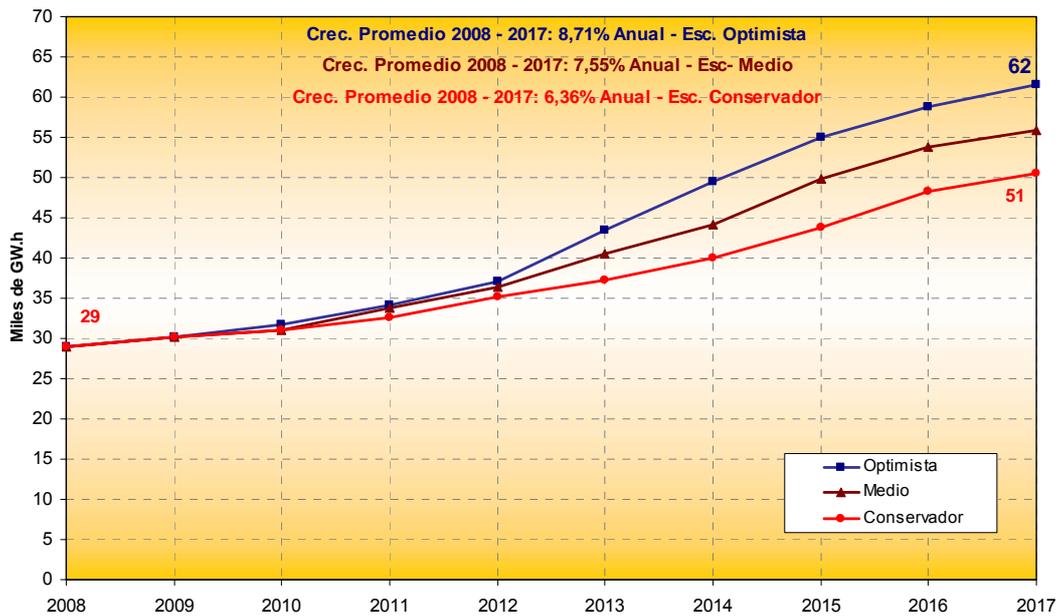
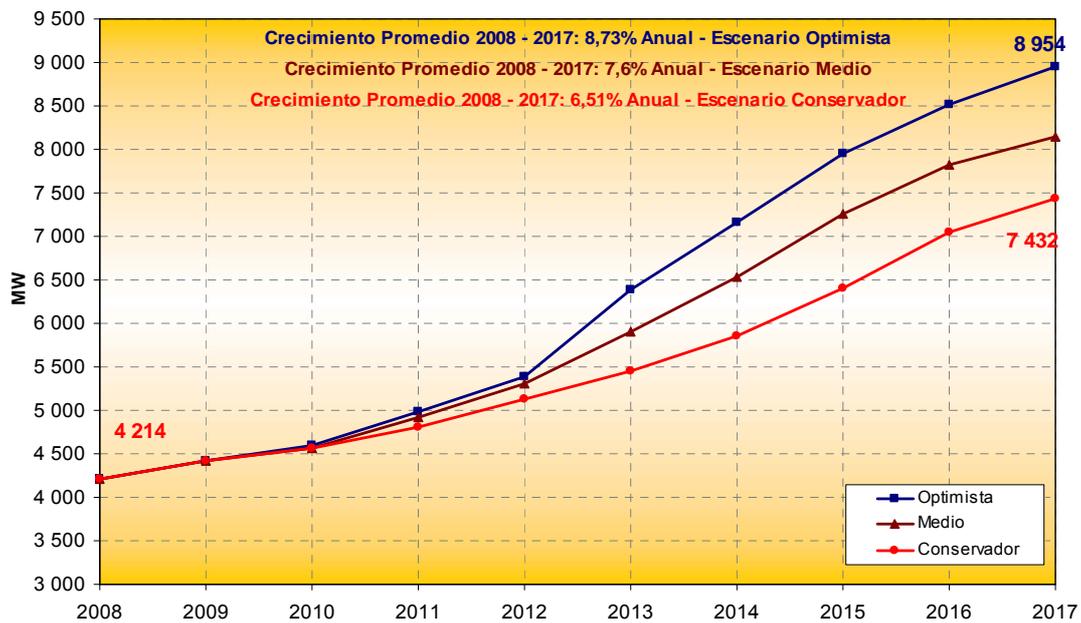
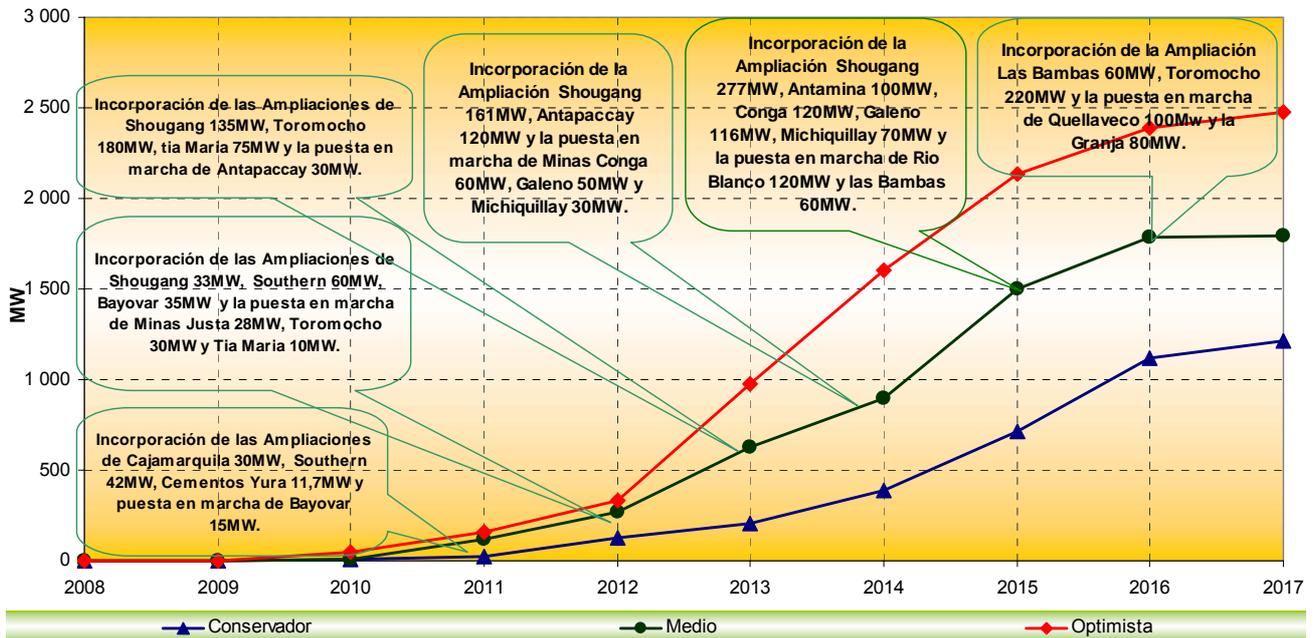


Gráfico N° 3.2
Proyección de Demanda Total de Potencia del SEIN 2008 – 2017



Las estimaciones de Requerimientos de Potencia de los Grandes Proyectos 2008 – 2017 para los escenarios: optimista, medio y conservador, se muestran en el Gráfico N° 3.3.

Gráfico N° 3.3
Estimaciones de los Requerimientos de Potencia de los Grandes Proyectos
2008 – 2017



Los valores de la proyección de la demanda de potencia y energía total del SEIN, en el horizonte de estudio, para el Escenario de Demandad Medio se presentan en los Gráficos N° 3.4 y 3.5.

Gráfico N° 3.4

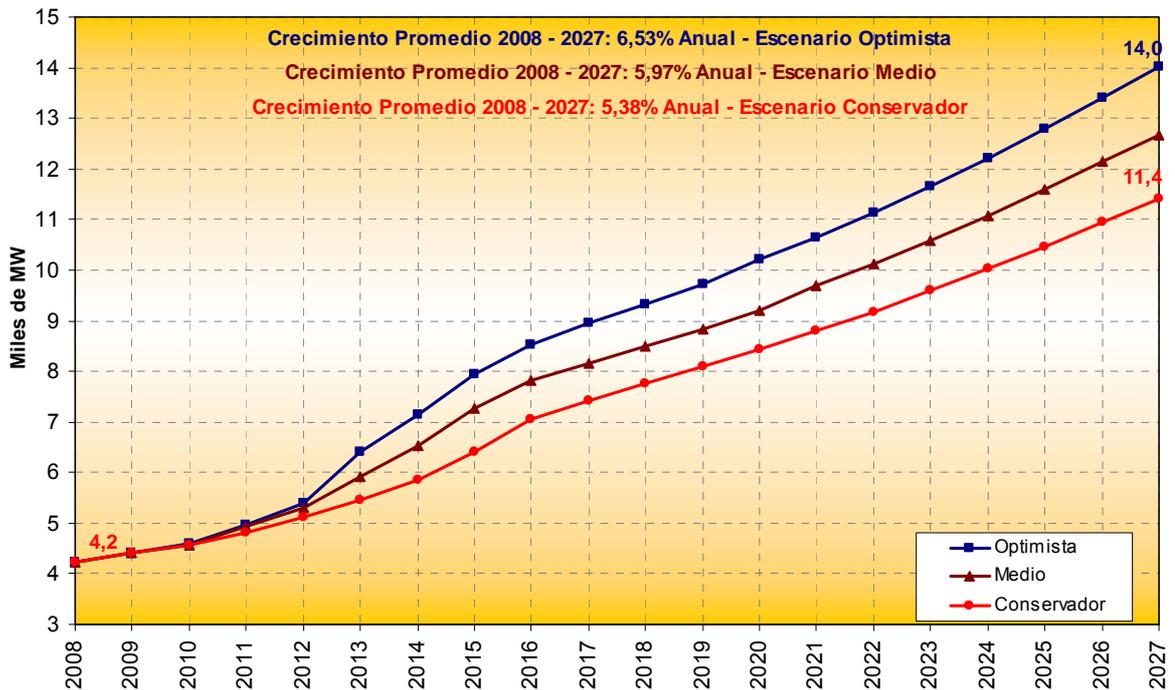
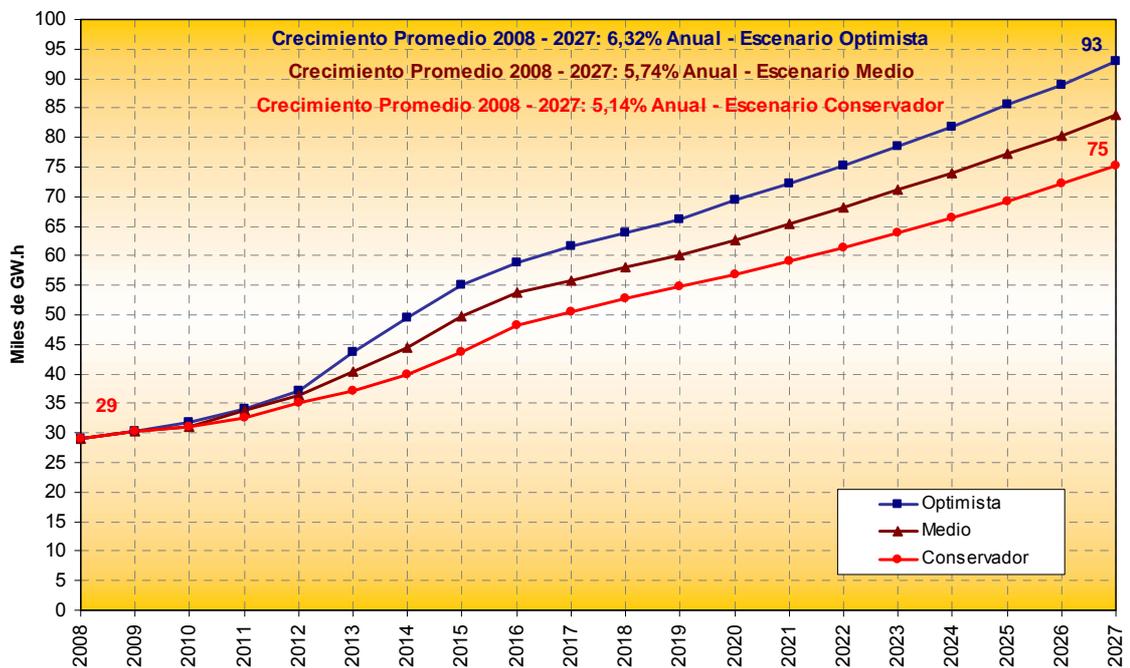


Gráfico N° 3.5



En el Anexo N° 5.1 se describe la metodología seguida en el estudio de demanda.

3.3 GAS NATURAL

La presente sección tiene por objeto exponer los principales aspectos de la demanda, oferta, transporte y costos asociados del gas natural (GN), con la finalidad de brindar la mayor información relevante para la formulación del Plan de Expansión de la Generación y Transmisión Troncal del SEIN, como parte del PRE-2008.

3.3.1 Análisis de Mercado

El análisis de mercado del gas natural comprende dos grandes segmentos, el Mercado Eléctrico, que comprende el uso del GN para la generación de electricidad, y el Mercado No Eléctrico, que comprende el uso del GN en los demás sectores, como el doméstico, el comercial y el industrial, así como la exportación de GN.

3.3.1.1 Mercado de GN Para Uso Eléctrico

Dado que el consumo de GN para generación eléctrica depende de la expansión de la generación del SEIN, la proyección de demanda para este mercado es justamente uno de los productos resultantes del PRE-2008, ya que no puede ser estimado a priori.

Por lo anterior, la proyección de la demanda de GN para uso eléctrico será obtenida como parte de las conclusiones del estudio.

3.3.1.2 Mercado de GN para Uso No Eléctrico

La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) desarrolló una proyección de la demanda de gas natural de Camisea, los yacimientos de la Selva Central (Aguaytía) y Costa Noroeste (Talara y Tumbes), para usos no eléctricos hasta el año 2028, proyección que considera las necesidades de los diferentes sectores, en todas las regiones en que espera alcance la influencia del gas de Camisea: El Centro, Norte (hasta Chimbote), y el Sur (hasta Ilo).

El mercado de GN para uso no eléctrico, comprende lo siguiente:

- El sector industrial, para uso principalmente en calor,
- El mercado de valor agregado, que comprende principalmente la petroquímica, que incrementa el valor del GN.
- El mercado residencial y comercial, conformado por los hogares y locales comerciales (restaurantes, hoteles, panaderías, lavanderías, hospitales etc.) que usan Gas Licuado de Petróleo (GLP) y/o electricidad en sus necesidades de cocción de alimentos, calefacción (en la zona de sierra) y calentamiento de agua.
- El sector transportes constituido por vehículos que usan actualmente gasolina y que tienen un alto recorrido diario (taxis, vehículos de reparto) que justifique su conversión a Gas Natural Vehicular (GNV).

La proyección de la demanda de GN desarrollada por la DGH se presenta en el Cuadro N° 3.1.

Cuadro Nº 3.1
Demanda de Gas Natural – Por Departamentos y Sectores Económicos (MMPCD)

Sector	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Demanda Interna																				
Área de Influencia de Camisea	118,9	141,8	182,8	209,5	416,3	463,6	520,2	574,4	603,7	634,4	667,4	696,9	728,3	756,6	786,7	812,7	838,9	861,9	884,6	908,4
Departamento Lima y Callao	97,8	116,7	138,6	156,4	174,7	192,3	212,0	229,5	247,6	264,8	283,3	299,3	315,7	331,5	348,2	362,7	378,0	392,0	406,9	422,4
Industrial	70,5	76,2	80,8	85,6	90,7	96,2	102,0	108,1	114,6	121,4	128,7	136,4	144,6	153,3	162,5	172,2	182,6	193,5	205,2	217,5
Residencial - Comercial	1,3	4,1	10,5	14,1	15,9	17,8	20,0	22,4	24,0	25,7	27,5	29,5	31,0	32,5	34,2	35,9	37,7	39,3	40,8	42,5
Vehicular	26,0	36,4	47,3	56,7	68,1	78,3	90,0	99,0	109,0	117,7	127,1	133,4	140,1	145,7	151,5	154,6	157,7	159,2	160,8	162,4
Sierra Central	-	-	-	-	-	24,3	27,8	32,3	34,2	35,0	37,5	38,1	40,5	42,1	43,8	45,5	47,0	47,6	47,8	48,1
Industrial						23,2	26,3	30,4	31,7	32,0	34,2	34,5	36,6	38,1	39,7	41,2	42,7	43,0	43,1	43,2
Residencial - Comercial						0,3	0,3	0,6	1,0	1,3	1,5	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,3	2,4	2,5
Vehicular						0,8	1,2	1,3	1,5	1,7	1,8	1,9	2,0	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4
Departamento de Ica	21,1	25,1	44,2	52,0	231,5	233,1	235,7	237,9	239,6	241,4	243,5	245,5	247,4	249,4	250,9	251,3	251,8	252,3	252,8	253,3
Industrial	21,1	25,1	43,9	51,3	60,6	62,1	64,6	66,1	67,5	69,0	70,8	72,7	74,5	76,4	77,7	78,1	78,5	78,9	79,3	79,7
Petroquímico					170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Residencial - Comercial				0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,3	1,5	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6
Vehicular			0,4	0,5	0,6	0,6	0,4	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Departamento Cusco	-	-	-	1,1	2,0	2,7	3,4	4,3	5,2	6,2	7,4	8,5	9,6	10,7	11,7	12,3	12,7	13,1	13,3	13,6
Industrial				0,9	1,7	2,4	3,1	4,0	4,9	5,9	6,9	8,0	9,1	10,2	11,0	11,6	12,0	12,2	12,3	12,5
Residencial - Comercial				-	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5
Vehicular				0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6
Macro Región Sur	-	-	-	-	8,1	11,2	14,4	18,0	21,9	26,2	30,7	35,7	40,9	46,6	52,3	57,4	62,0	65,6	68,2	70,8
Industrial					7,6	8,9	11,8	15,1	18,5	22,3	26,3	30,6	35,2	40,1	44,9	49,1	52,7	55,1	56,5	57,3
Residencial - Comercial					0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,5	1,7	1,9	2,1	2,4
Vehicular						1,7	2,0	2,3	2,7	3,1	3,5	4,1	4,6	5,3	6,0	6,8	7,6	8,6	9,6	11,1
Departamento de Ancash	-	-	-	-	-	-	26,9	52,4	55,2	60,8	65,0	69,8	74,2	76,3	79,8	83,5	87,4	91,4	95,6	100,3
Industrial							25,0	50,0	52,5	55,1	57,9	60,8	63,8	67,0	70,4	73,9	77,6	81,4	85,5	90,0
Residencial - Comercial							0,9	1,2	1,2	3,9	5,2	6,5	7,8	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6
Vehicular							1,0	1,2	1,5	1,8	1,9	2,5	2,6	2,8	2,9	3,0	3,2	3,4	3,5	3,7
Selva Central	0,2	0,2	0,2	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9
Industrial	0,2	0,2	0,2	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,8	2,8
Residencial - Comercial				0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Noroeste	7,5	9,1	10,7	11,3	11,8	12,1	12,2	12,4	12,6	12,9	13,1	13,4	13,4	13,6	13,6	13,7	13,7	13,9	14,0	14,0
Industrial	7,4	9,0	10,5	11,1	11,6	11,8	11,9	12,1	12,3	12,6	12,8	13,1	13,1	13,3	13,3	13,4	13,4	13,6	13,6	13,6
Residencial - Comercial	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Total Demanda Interna	126,6	151,1	193,7	222,8	430,1	477,8	534,5	589,0	618,5	649,6	682,8	712,7	744,2	772,7	802,9	829,1	855,3	878,6	901,5	925,3
Total Demanda Externa (Camisea)			620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0
Total Demanda	126,6	151,1	813,7	842,8	1 050,1	1 097,8	1 154,5	1 209,0	1 238,5	1 269,6	1 302,8	1 332,7	1 364,2	1 392,7	1 422,9	1 449,1	1 475,3	1 498,6	1 521,5	1 545,3

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos - MINEM

Cuadro N° 3.2
Demanda de Gas Natural – Por Sectores Económicos (MMPCD)

Sector	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	
Industrial	99,2	110,5	135,4	150,8	174,1	206,6	246,7	287,9	304,1	320,5	339,8	358,4	379,3	400,8	422,0	442,1	462,1	480,4	498,4	516,6	
Petroquímico	-	-	-	-	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0	170,0
Residencial - Comercial	1,4	4,2	10,7	14,6	17,1	19,6	23,0	26,3	28,7	33,7	37,5	41,2	44,4	44,9	47,0	49,0	51,1	53,3	55,3	57,5	
Vehicular	26,0	36,4	47,7	57,4	68,9	81,6	94,8	104,8	115,7	125,4	135,5	143,1	150,5	157,0	163,9	168,0	172,1	175,0	177,8	181,2	
Total Demanda Interna	126,6	151,1	193,8	222,8	430,1	477,8	534,5	589,0	618,5	649,6	682,8	712,7	744,2	772,7	802,9	829,1	855,3	878,6	901,5	925,3	
Total Demanda Externa	-	-	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	
Total Demanda	126,6	151,1	813,8	842,8	1050,1	1097,8	1154,5	1209,0	1238,5	1269,6	1302,8	1332,7	1364,2	1392,7	1422,9	1449,1	1475,3	1498,6	1521,5	1545,3	

Cuadro N° 3.3
Demanda de Gas Natural a Nivel Nacional – Por Mercados Geográficos (MMPCD)

Sector	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Departamento Lima y Callao	97,8	116,7	138,6	156,4	174,7	192,3	212,0	229,5	247,6	264,8	283,3	299,3	315,7	331,5	348,2	362,7	378,0	392,0	406,9	422,4
Sierra Central (Junín - Ayacucho)	-	-	-	-	-	24,3	27,8	32,3	34,2	35,0	37,5	38,1	40,5	42,1	43,8	45,5	47,0	47,6	47,8	48,1
Departamento de Ica	21,1	25,1	44,2	52,0	231,5	233,1	235,7	237,9	239,6	241,4	243,5	245,5	247,4	249,4	250,9	251,3	251,8	252,3	252,8	253,3
Departamento Cusco	-	-	-	1,1	2,0	2,7	3,4	4,3	5,2	6,2	7,4	8,5	9,6	10,7	11,7	12,3	12,7	13,1	13,3	13,6
Macro Región Sur	-	-	-	-	8,1	11,2	14,4	18,0	21,9	26,2	30,7	35,7	40,9	46,6	52,3	57,4	62,0	65,6	68,2	70,8
Departamento de Ancash	-	-	-	-	-	-	26,9	52,4	55,2	60,8	65,0	69,8	74,2	76,3	79,8	83,5	87,4	91,4	95,6	100,3
Selva Central	0,2	0,2	0,2	2,0	2,0	2,1	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7	2,8	2,9	2,9
Noroeste	7,5	9,1	10,7	11,3	11,8	12,1	12,2	12,4	12,6	12,9	13,1	13,4	13,4	13,6	13,6	13,7	13,7	13,9	14,0	14,0
Total Demanda Interna	126,6	151,1	193,7	222,8	430,1	477,8	534,5	589,0	618,5	649,6	682,8	712,7	744,2	772,7	802,9	829,1	855,3	878,6	901,5	925,3
Total Demanda Externa	-	-	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0
Total Demanda	126,6	151,1	813,7	842,8	1050,1	1097,8	1154,5	1209,0	1238,5	1269,6	1302,8	1332,7	1364,2	1392,7	1422,9	1449,1	1475,3	1498,6	1521,5	1545,3

La proyección considera la demanda interna de GN del país así como la de demanda de GN para exportación, observándose que la demanda interna de se incrementa de 126,6 MMPCD en el 2009 a 925,3 MMPCD en el 2028, mientras que la demanda externa permanece constante a lo largo del horizonte de evaluación cuyo valor asciende a 620 MMPCD en promedio, a partir del año 2011.

La demanda total de Gas Natural (Interna y Externa) se incrementa de 126,6 MMPCD en el 2009 a 1545,3 MMPCD en el 2028.

Asimismo, la demanda de Gas Natural suministrada por Camisea, que comprende la demanda interna y externa proveniente de este yacimiento, para el periodo 2009 - 2028, se incrementa de 118,9 a 1528,4 MMPCD, mientras que en la zona de influencia de Aguaytia (Selva Central) el incremento de la demanda sería de 0,2 a 2,9 MMPCD y en la zona Noroeste Talara-Tumbes, dicho incremento sería de 7,5 a 14 MMPCD, ambos para el mismo periodo de análisis.

En cuanto a la demanda de Gas Natural por Sectores Económicos se observa que el sector con mayor consumo de gas natural a nivel nacional es el sector industrial que en el 2009 tiene un consumo promedio de 99,2 MMPCD y en el 2020 el consumo es de 358,4 MMPCD mientras que para el año 2028 la demanda ascendería a 516,6MMPCD.

Luego, el otro sector con un alto consumo de gas natural a nivel nacional es el sector petroquímico cuyo consumo se proyecta en forma constante a lo largo del horizonte e igual a 170 MMPCD, tal como se muestra en Cuadro 3.2.

En cuanto a la demanda de Gas Natural por Mercados Geográficos, se observa que el mercado de mayor consumo se da en el Departamento de Lima y Callao cuyo consumo al final del periodo de análisis asciende a 406,9 MMPCD, seguido por el Departamento de Ica cuyo consumo en el mismo año es de 252,8 MMPCD siendo uno de los principales consumidores en esta zona el Sector Petroquímico.

La proyección del consumo de Gas Natural por Mercados Geográficos, representa en el Cuadro N° 3.3.

3.3.1.3 Oferta del Gas Natural de Camisea

La Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), elaboró una proyección de la producción garantizada de GN disponible para el mercado, proveniente de los lotes 56 y 88 del yacimiento de Camisea actualmente en explotación.

De manera similar, la DGH también elaboró una proyección del gas natural de Camisea estimado adicional, no garantizado, pero posible, a ser confirmada en los próximos años.

Las proyecciones de la producción garantizada y posible del GN de Camisea, antes mencionadas, se presentan en el Cuadro N° 3.4.

Cuadro N° 3.4
Oferta Garantizada y Posible de GN de Camisea - Producción y Transporte

Año	Oferta Garantizada de GN de Camisea - Producción y Transporte - Lotes 88 y 56 MMPCD	Posible Oferta Adicional de GN de Camisea - Lotes Aledaños MMPCD	Total Garantizado y Posible MMPCD
2009	400	0	400
2010	480	0	480
2011	1 098	0	1 098
2012	1 368	0	1 368
2013	1 368	0	1 368
2014	1 368	0	1 368
2015	1 368	400	1 768
2016	1 368	400	1 768
2017	1 548	400	1 948
2018	1 548	400	1 948
2019	1 548	400	1 948
2020	1 548	600	2 148
2021	1 548	600	2 148
2022	1 548	600	2 148
2023	1 548	600	2 148
2024	1 548	600	2 148
2025	1 548	800	2 348
2026	1 548	800	2 348
2027	1 548	800	2 348
2028	1 548	800	2 348

Fuente: Dirección General de Hidrocarburos - MINEM

3.3.2 Expansión de Gasoductos

La proyección de la demanda de la DGH considera la expansión de la red de gasoductos para extender la cobertura de servicio del GN en el país, de su actual extensión en la Costa Central, al Sur y Norte del país.

La expansión prevista por la DGH comprende con la implementación de gasoductos regionales al Sur: Camisea – Cuzco – Puno - Moquegua-Tacna, al Norte: Ramal Ayacucho – Junin – Pasco - Ancash, y al Sur Chico: Ramal Pisco-Ica-Marcona, como se muestra en el plano del Gráfico N° 3.6.

Se estima que el gasoducto regional de Sur Medio entre en servicio el 2011 y los gasoductos regionales del Norte y Sur en el 2013.

Gráfico N° 3.6
Expansión de Gasoductos



3.3.3 Determinación del Precio Internacional Referencial del Gas Natural en la Costa Peruana

3.3.3.1 General

A efectos de tener una referencia comparativa del valor de mercado internacional del gas natural de Camisea en la costa peruana, se ha utilizado la metodología de paridad de exportación (o metodología Net Back a partir de un precio referencial internacional del gas natural). Dicho precio de paridad podría considerarse un precio relevante, siempre que represente todos los costos eficientes asociados a un eventual proceso de exportación a precios de mercado, permitiendo establecer precios internos eficientes económicamente dentro del país, a partir de las premisas que existen libertad de exportación de gas natural y la determinación de los precios internos se realiza tomando en cuenta la eventual competencia con dicha exportación.

Desde que la paridad de exportación del gas natural representa un valor teórico que refleja los costos que se incurren en una exportación eficiente del mismo, una posibilidad de cálculo sería restar a un valor de referencia internacional del gas natural (como el valor Henry Hub en Estados Unidos), la totalidad de costos que se incurrirían para llegar a dicho lugar a partir de la entrega del gas natural en la planta de licuefacción en un puerto peruano, que para el caso sería la planta desarrollada por PerúLNG en Pampa Melchorita entre Ica y Lima.

Por otro lado, considerando que no existe posibilidad que los buques de LNG que transporten el gas natural desde Perú, puedan atravesar el Canal de Panamá limitado a buques de capacidad máxima de 68 000 toneladas (DWT), para descargar directamente en la costa del golfo de los Estados Unidos, las alternativas de análisis se acotan a las denominadas rutas A y B en los Gráficos N° 3.7 y N° 3.8.

- Ruta A : Transporte marítimo desde el puerto de Pampa Melchorita (Perú), hasta puerto de Manzanillo (México), 2 975 millas (4 760 km); y
- Ruta B : Transporte desde el puerto de Pampa Melchorita (Perú), hasta puerto de Ensenada o Rosarito (México), 4 200 millas (6 750 km); y transporte en gasoducto desde Rosarito hasta Henry Hub, 2 450 km.

Asimismo, las actividades comprendidas en un proceso de transporte de gas natural vía LNG, se aprecian esquemáticamente en el Gráfico N° 3.9.

Gráfico N° 3.7
Alternativas de Rutas Analizadas para la Exportación de LNG desde Perú



Gráfico N° 3.8
Esquema de Gasoductos y Plantas de LNG en México

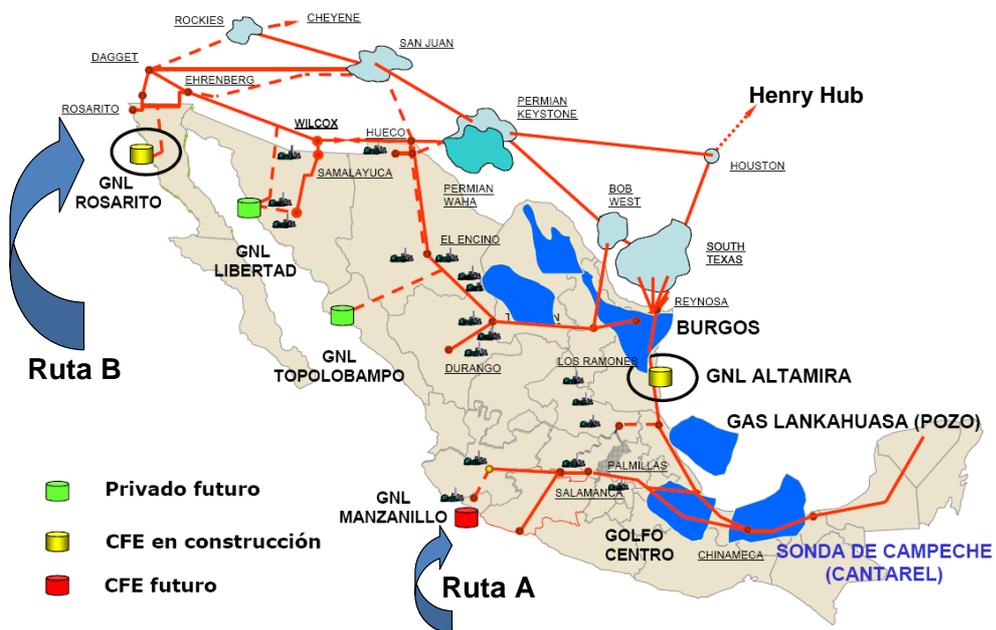


Gráfico N° 3.9
Esquema de las Actividades Comprendidas en el Transporte del GN vía LNG



Considerando las actividades señaladas en la figura anterior, la estructura global del precio de la Paridad de Exportación, mostrado según la Ruta B, comprendería:

$$\text{Precio de Paridad de Exportación} = \text{Valor Henry Hub} - \text{USA}$$

- Transporte gasoducto, planta de regasificación a *Henry Hub* (Lousiana – USA)
- Planta de Regasificación en Rosarito (México)
- Transporte marítimo
- Planta de Licuefacción en Perú

Mientras que la determinación de precios según la Ruta A, por contar con un precio referencial de mercado para el LNG en el puerto de Manzanillo, comprendería la siguiente estructura de precios:

$$\text{Precio de Paridad de Exportación} = \text{Valor en Manzanillo (igual a 91\% del valor en Henry Hub – USA)}$$

- Transporte marítimo
- Planta de Licuefacción en Perú

3.3.3.2 Precio de Referencia Internacional del Gas Natural

El mercado relevante para el cálculo del Precio de Referencia del gas natural debe corresponder a un mercado que sea capaz de transar a mínimo costo en condiciones de liquidez y transparencia. Una posibilidad es considerar directamente los precios de Henry Hub de Estados Unidos (Lousiana), publicados en el portal Energy Information Administration del departamento de Energía de los Estados Unidos.

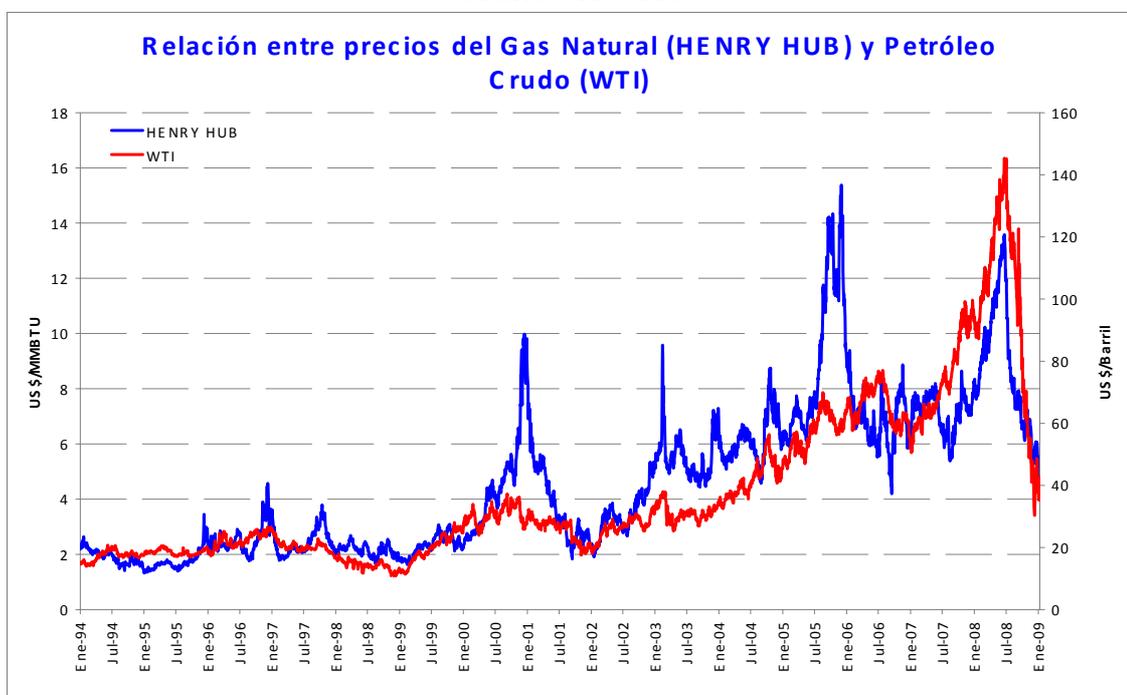
La selección directa del Henry Hub como mercado de referencia para las exportaciones desde Perú estaría basada principalmente en la liquidez y transparencia de dicho mercado, que involucra los siguientes elementos:

- Volúmenes significativos de suministro disponible.
- Volúmenes substanciales de demanda.
- Grandes movimientos de importación y exportación.
- Elevado número de participantes (productores, consumidores y traders), de modo que ningún agente o pequeño grupo de actores tenga oportunidad de influir en los precios.

Asimismo, la cercanía del Henry Hub con la Costa del Golfo, el mayor centro de refinación de los Estados Unidos, concentra operaciones de un elevado número de Traders y Brokers, y la competencia es intensa en dichos mercados, donde se definen precios spot del gas natural y del crudo (ver Gráfico N° 3.10), con las tendencias mostradas en dicha figura.

Una eventual desventaja de utilizar el Henry Hub como referencia directa para el caso de una exportación desde Perú, sería que los precios del gas natural a su arribo al continente adoptarían valores que se comportarían de manera inversa a los que se obtendrían en la práctica en los diferentes puntos del gasoducto entre Rosarito y Henry Hub (Ruta B). Por ello, en el presente análisis se opta por considerar únicamente como precio referencial del gas natural, el valor del LNG determinado en la licitación pública convocada por la Comisión Federal de Electricidad de México en Manzanillo¹, precio que está relacionado con el valor del Henry Hub.

Gráfico N° 3.10



Fuente: Energy Information Administration – <http://www.eia.doe.gov>

¹ Se opta también por considerar la estructura de precios de la Ruta A.

3.3.3.3 Flete Marítimo del LNG

El transporte marítimo del LNG se estimó en 0,89 US\$/MMBTU, en base a considerar una flota propia para el transporte del gas natural, en las siguientes condiciones básicas:

Puerto de Embarque	:	Melchorita (Perú)
Puerto de Destino	:	Manzanillo (México)
Distancia marítima	:	2 975 millas náuticas

3.3.3.4 Costos del proceso de licuefacción

Los costos del proceso de licuefacción comprenden los costos del proceso de purificación de impurezas y enfriamiento a -163° Celsius (-261° Fahrenheit), a que será sometido el gas natural para transformarlo al estado líquido, reduciendo así su volumen en 600 veces para facilitar su almacenamiento y transporte marítimo. La planta de licuefacción de gas natural e instalaciones marítimas que se prevé construir en el Sur Medio del Perú, tendrá una capacidad nominal de 4,45 millones de toneladas por año.

La inversión estimada para el proceso de licuefacción se estima en la desagregación mostrada en el Cuadro N° 3.5.

Cuadro N° 3.5
Estimación de la Inversión Desagregada de PerúLNG

Instalaciones	Mio. US\$
05 Buques metaneros a 190 Mio. US\$/unidad	950
Ducto Chiquintirca-Melchorita, 34", 408 km (60 US\$-pulg-m)	979
Planta de Licuefacción	1,800
Otras inversiones	80
Inversión Total	3,809

El costos del proceso de licuefacción sobre la base de una capacidad anual de 4,5 millones Ton/año por 20 años se estima entre 1,72 y 1,88 US\$/MMBTU.

3.3.3.5 Estimación de los precios internos en el país

Los precios internos en el país, determinados en función al promedio anual de los valores respectivos de Henry Hub que hubieran generado hipotéticamente los precios en puerto Manzanillo en el período 1994-2009, son mostrados en el Cuadro N° 3.6. Así, el promedio de estos precios internos en el período 1994-2009 alcanzaría a 1,37 US\$/MMBTU (precio más bajo que el pagado actualmente por el gas de Camisea en la costa del Perú).

Asimismo, si se asume que el periodo de preferencia revelada es aquel que corresponde al período 2000-2009, dado que los precios resultan similares en ambos extremos de dicho período, el precio promedio interno, alcanzaría a 2,81 US\$/MMBTU, precio que resulta equivalente al precio pagado actualmente por el gas de Camisea en la costa del país, para uso eléctrico, según detalle del Cuadro N° 3.6.

Cuadro N° 3.6
Precio Local determinado a partir de la Paridad de Exportación (Net Back)

Año	Henry Hub US\$/MMBTU	Precio Manzanillo US\$/MMBTU	Transporte US\$/MMBTU	Licuefacción US\$/MMBTU	Precio Local US\$/MMBTU
1994	1.93	1.73	0.89	1.88	-1.04
1995	1.69	1.51	0.89	1.88	-1.26
1996	2.50	2.25	0.89	1.88	-0.52
1997	2.48	2.22	0.89	1.88	-0.55
1998	2.16	1.93	0.89	1.88	-0.84
1999	2.32	2.08	0.89	1.88	-0.69
2000	4.31	3.89	0.89	1.88	1.12
2001	4.05	3.66	0.89	1.88	0.89
2002	3.37	3.03	0.89	1.88	0.26
2003	5.49	4.97	0.89	1.88	2.20
2004	6.18	5.59	0.89	1.88	2.82
2005	9.01	8.17	0.89	1.88	5.40
2006	6.98	6.32	0.89	1.88	3.55
2007	7.12	6.45	0.89	1.88	3.68
2008	8.90	8.07	0.89	1.88	5.30
2009 (*)	5.36	4.85	0.89	1.88	2.08
Promedio Total	4.58	4.14	0.89	1.88	1.37
Promedio 2000-2009	6.16	5.58	0.89	1.88	2.81
Promedio 2005-2009	7.97	7.22	0.89	1.88	4.45

Nota: Precios hasta el 19 de enero de 2009

De la diferencia de Precios Locales de los Precios Henry Hub, actualizados a valores constantes de 2008, de los últimos 5 años, se presentan en el Cuadro N° 3.7, y el promedio asciende a 3,75 US\$/MMBTU, o a 4,1 US\$/mpc, para el GN de Camisea, adoptándose estos valores como el diferencial (“net back”) entre los precios locales y el precio de referencia Henry Hub.

Cuadro N° 3.7
Diferencia de Precios Henry Hub – Precios Locales (NetBack) en US\$/MMBTU

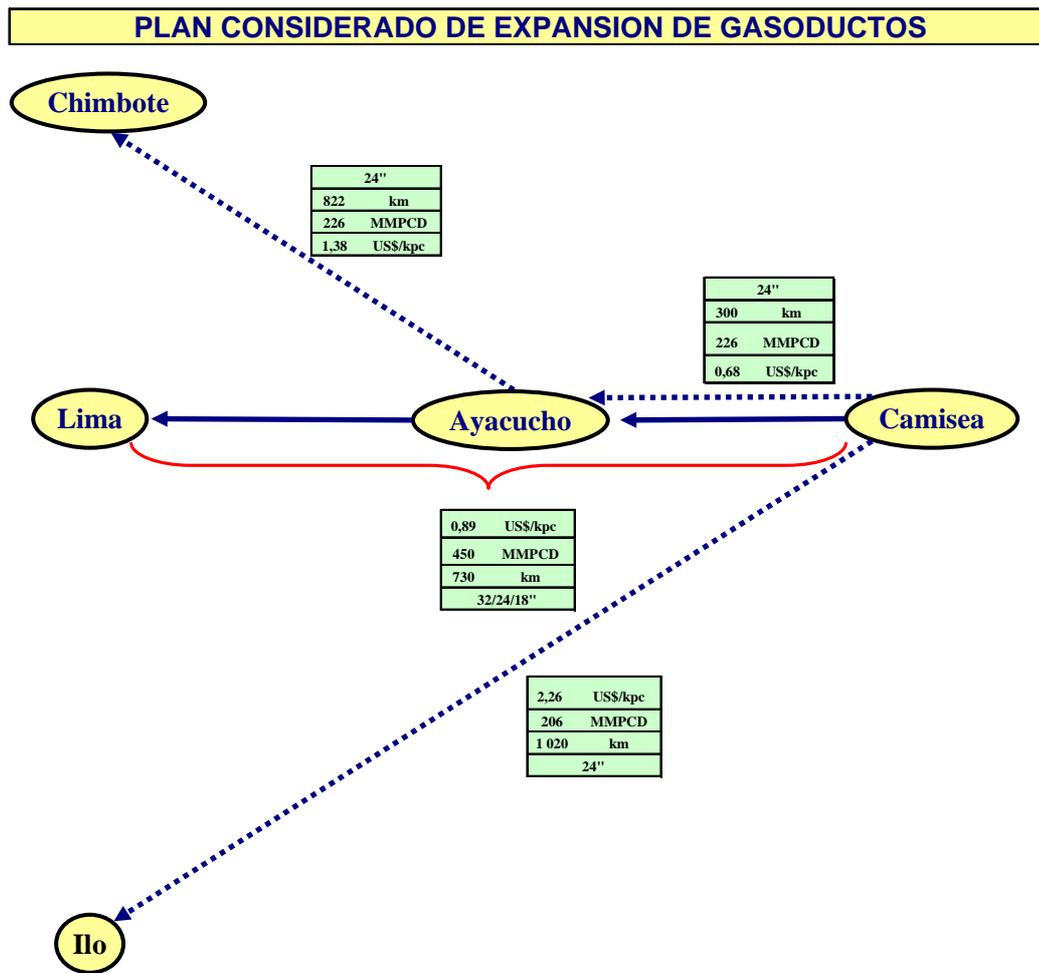
	2008	2007	2006	2005	2004	Promedio
Nominales	3,6	3,44	3,43	3,7	3,36	
US\$ 2008	3,60	3,57	3,66	4,08	3,83	3,75
Inflación USA	1,00	1,04	1,07	1,10	1,14	

3.3.4 Cálculo de la Tarifa Única de Transporte de GN para Generación Eléctrica

Para el PRE-2008 se considera una tarifa única de transporte de GN de Camisea para uso eléctrico (precio “estampilla”). Esto se sustenta en que para fines de oferta de electricidad el transporte de GN por gasoductos compite con el transporte de electricidad por líneas de transmisión; y dado que el peaje de transmisión es “estampillado” (peajes del Sistema Principal de Transmisión y el Sistema Garantizado de Transmisión). Por igualdad de condiciones de competencia, los gasoductos también deben de igual forma tener un peaje “estampillado”.

Para el cálculo de la tarifa única de transporte de gas natural, se consideró el Plan de Expansión indicado en el Gráfico N° 3.11:

Gráfico N° 3.11



Las capacidades máximas de los gasoductos, indicadas en el Cuadro N° 3.8 se determinaron aplicando factores de carga a la suma de las demandas de gas natural del Sector No Eléctrico y del Sector Eléctrico, para las zonas Norte y Sur del país.

Cuadro N° 3.8
Capacidad de Gas Natural Gasoductos Sur y Norte
(Millón pc/día)

Gasoducto Camisea - Ilo

City Gate	Tipo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	Total	114	126	131	148	142	149	156	163	171	177	184	190	196	200	203	205	206
	Eléctrico	112	112	112	112	112	112	112	112	112	110	109	107	105	104	102	101	99
	No Eléctrico	2	13	18	36	30	36	43	51	59	67	75	83	91	97	101	104	107

Gasoducto Camisea - Ayacucho - Chimbote

City Gate	Tipo	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Total	Total				148	182	186	193	199	205	209	209	211	214	216	219	222	226
	Eléctrico				112	112	112	112	112	112	110	109	107	105	104	102	101	99
	No Eléctrico				36	70	74	81	87	93	98	100	104	108	113	117	122	127

Las capacidades máximas de los gasoductos, se determinaron aplicando factores de carga a la suma de las demandas de gas natural del Sector No Eléctrico y del Sector Eléctrico, para las zonas norte y sur del país.

Un resumen de las características de cada gasoducto serían las señaladas en el Cuadro N° 3.9.

Cuadro N° 3.9

Ducto	Diámetro (pulg)	Longitud (km)	%Tramo Selva (*)	%Tramo Sierra	%Tramo Costa
Camisea-Ilo	24	1 047	11,6%	81,3%	7,2%
Camisea-Ayacucho	24	300	43%	57%	0%
Ayacucho-Chimbote	24	822	0%	53,8%	46,2%

(*) Tramo Selva hasta zona de Kepashiato, aprox. km: 130

Los costos de inversión estimados del plan de expansión de gasoductos, se indican en el Cuadro N° 3.10.

Cuadro N° 3.10**MONTO DE INVERSION DE LOS GASODUCTOS**

Ducto	Total Inversión (Mio. US\$)	Inversión en Zona de Selva (Mio. US\$)	Inversión en Zona de Sierra (Mio. US\$)	Inversión en Zona de Costa (Mio. US\$)
Camisea-Ilo	1 020	164,9	803,0	52,6
Camisea-Ayacucho	337	175,4	161,4	0,0
Ayacucho-Chimbote	683	0,0	417,2	265,9

Con las inversiones estimadas, las demandas de GN y capacidades de los gasoductos, se determinaron las Tarifas Base de transporte que aplicarían a cada uno de los gasoductos, y a partir de estos se estimó la Tarifa Base Única, que asciende a 1,51 US\$/mpca, como se resume en el cálculo mostrado en el Cuadro N° 3.11.

Cuadro N° 3.11

Condiciones Contratadas	Camisea - Lima	Camisea - Ilo	Camisea - Ayacucho	Ayacucho - Chimbote
Capacidad Garantizada (MMPCD)	450	206	226	226
Tarifa Base (US\$/MPC)	0,89	2,26	0,68	1,38
Ingreso Garantizado Anual (Mio. US\$)	146,18	169,74	56,26	113,73
Total Ingreso Garantizado Anual (Mio. US\$)	485,92			
Total Capacidad Garantizada (MMPCD)	882			
Tarifa Base Unica (US\$/MPC)	1,51			

3.4 FORMULACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN DEL SEIN

3.4.1 Consideraciones Generales sobre el Gas Natural de Camisea

Previo al proceso de formulación del Plan de Expansión de la Generación, es importante definir la oferta disponible del gas natural de Camisea para uso eléctrico, ya que ese es uno de los energéticos más importantes que definirá la estructura del parque generador del SEIN.

3.4.1.1 Oferta Disponible del Gas Natural de Camisea para Generación Eléctrica

La proyección de la demanda de gas natural de Camisea para uso no eléctrico, así como la oferta garantizada (de los lotes en actual producción, 56 y 88), fueron elaborados por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) hasta el 2028, como se describe en la sección 3.3 del presente capítulo.

La proyección de la demanda no eléctrica, la oferta garantizada, así como la oferta posible, no garantizada, se presentan esquemáticamente en los Gráficos N° 3.12 y N° 3.13, respectivamente.

La oferta garantizada alcanza una producción máxima de 1 548 MMPCD al final del período, mientras que la demanda no eléctrica llega a 1528 MMPCD por esa fecha.

Gráfico N° 3.12

Demanda de Gas Natural de Camisea para Usos No Eléctricos
(Fuente: DGH-MINEM)

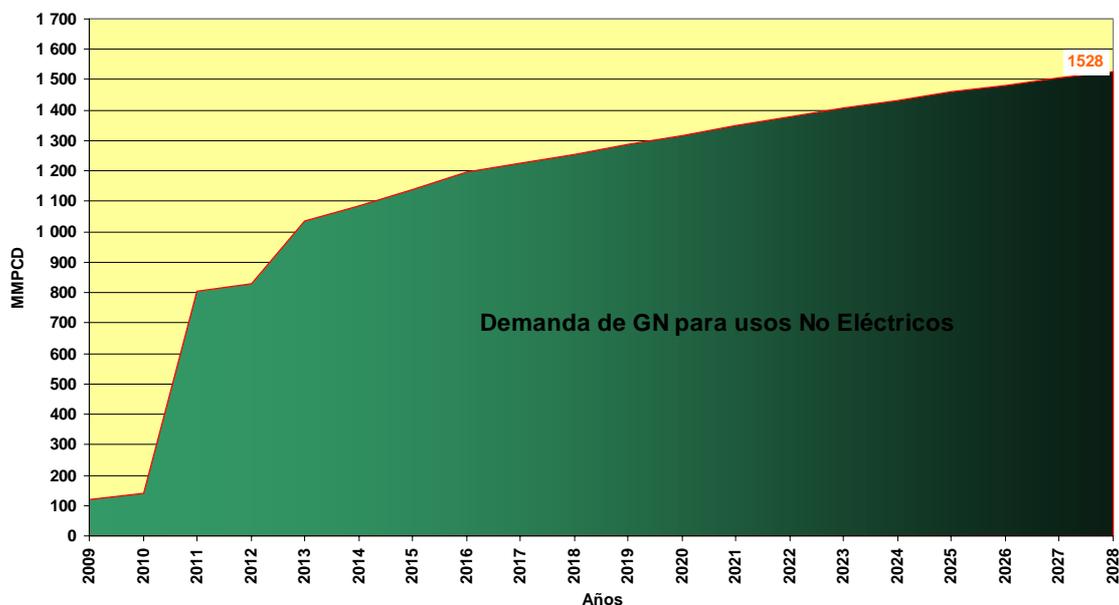
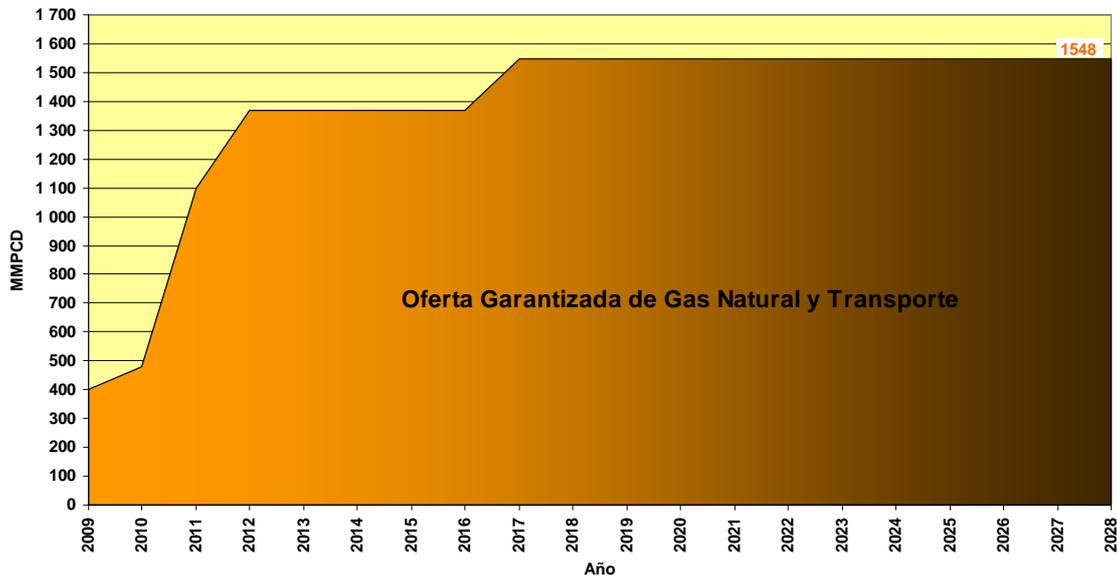


Gráfico N° 3.13

Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56)
 Capacidad de Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD
 (Fuente: DGH-MINEM)



A partir de la demanda no eléctrica y la oferta garantizada del gas natural de Camisea, se obtuvo el remanente disponible de oferta garantizada, mostrada en el Gráfico N° 3.14. Este remanente sería el que podría ser asignado a la generación eléctrica, si se establece un criterio de mayor prioridad a la demanda de GN no eléctrica, sobre la eléctrica. Este remanente se considera insuficiente debido a que es decreciente en el tiempo yendo de un consumo actual de 200 MMPCD a menos de 30 MMPCD al final del período. Esta asignación no permite contratos de suministro de gas de largo plazo para plantas eléctricas.

También la DGH elaboró una proyección estimada de gas natural de Camisea adicional, no garantizada, pero posible; proyección a ser confirmada en los próximos años, ésta se muestra en el Gráfico N° 3.15, alcanzando 800 MMPCD adicionales para el final del período.

Es importante que un plan de expansión de la oferta se base en información certera, de manera que garantice la disponibilidad de recursos que pueda utilizarse en la expansión del parque generador. Esto es aún más importante, cuando se deba comprometer proyectos de generación térmicos, aún en el Corto Plazo, ya que su expectativa de operación, como para toda central de generación, es de Largo Plazo, por lo que es importante conocer el recurso del que dispondrá en ese horizonte, durante la vida del proyecto.

Por lo anterior, se consideró, para el estudio, la oferta garantizada del gas natural de Camisea.

Dada la disponibilidad de oferta remanente decreciente en el tiempo, se llega a tener un conflicto de priorización del recurso a Corto Plazo, entre el uso para generación eléctrica y para el uso no eléctrico.

Gráfico N° 3.14

**Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56) y
Demanda de GN para Usos No Eléctricos
Capacidad de Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD
(Fuente: DGH-MINEM)**

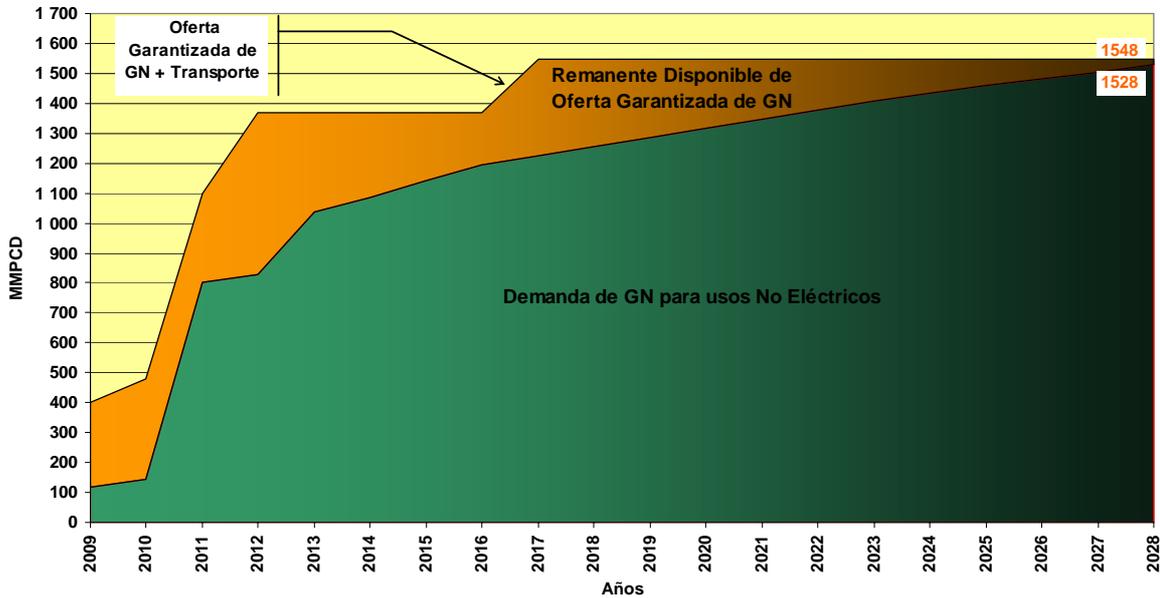
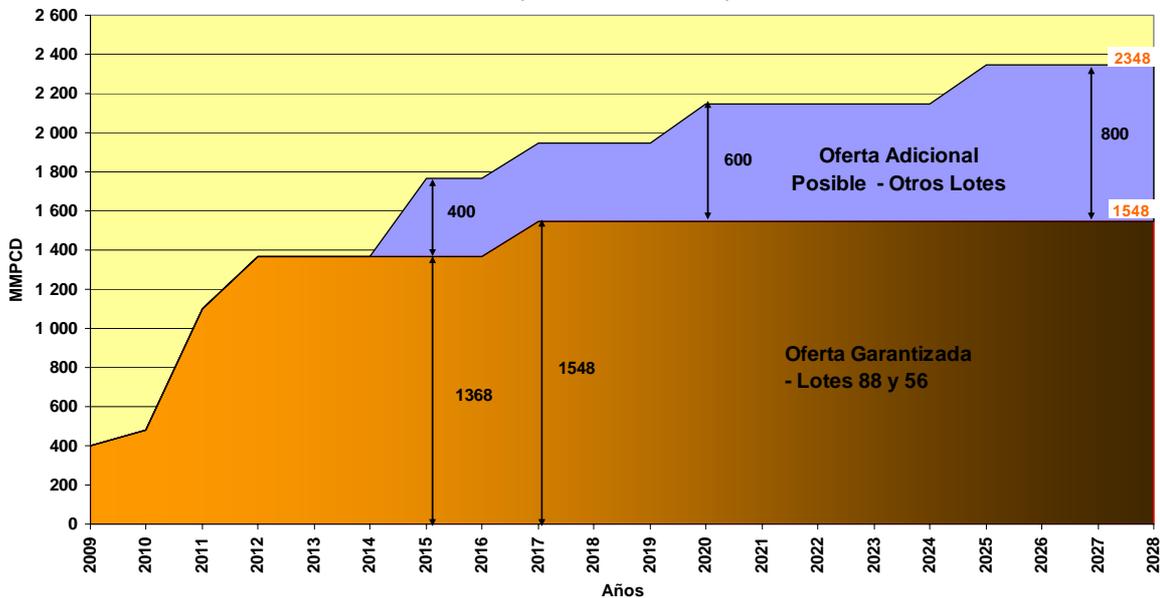


Gráfico N° 3.15

**Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56) y
Adicional Posible de Lotes Aledaños
Capacidad de Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD
(Fuente: DGH-MINEM)**



3.4.1.2 Criterio de Asignación del GN de Camisea en el Corto Plazo – D.U- N° 023-2009.

Se consideró, tomando como criterio de asignación del GN de Camisea, el Decreto de Urgencia N° 023-2009, que en su primer artículo establece una Priorización

Temporal de Asignación de Uso del GN hasta el año 2011, como literalmente señala:

Artículo 1º. Priorización de la asignación de volúmenes de gas natural

Para la celebración de los nuevos contratos de venta de gas natural, cuyo suministro se inicie durante la vigencia de la presente norma, la asignación de los volúmenes seguirá el siguiente orden de prioridad:

1. *Concesionarios de distribución de gas natural destinado a servicio público.*
2. *Centrales térmicas duales de ciclo combinado que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2011.*
3. *Centrales térmicas duales de ciclo abierto que entren en operación antes del 31 de diciembre de 2011.*
4. *Otros clientes.*

Bajo este dispositivo se consideró que las siguientes unidades a GN en actual ejecución y otros posibles con solicitud de autorización puedan ejecutarse hasta finales del 2011:

- Turbovapor TV1 de 180 MW comprendiendo el cierre de 2 turbogas existentes a ciclo combinado en el Centro.
- Turbovapor TV2 de 180 MW comprendiendo el cierre de 2 turbogas existentes a ciclo combinado en el Centro.
- Nueva Planta de Ciclo Combinado de 520 MW ubicada en el Centro
- Unidad Turbogas Dual GN/Diesel N°2, de 180 MW ubicada en el Centro

Además, para el 2013 se contempla la puesta en servicio los gasoductos regionales de GN al Norte (Chimbote) y al Sur (Ilo), como se indica en la sección 3.3 del presente capítulo. Dada la gran importancia nacional de estos proyectos, se considera la asignación de GN para la implementación de dos centrales a GN de Ciclo Combinado de 520 MW cada una, una en cada extremo de esos gasoductos.

Considerando la asignación de contratos de gas acogiéndose al D.U. N° 023-2009 y a las centrales de los gasoductos regionales Norte y Sur, la disponibilidad de GN de Camisea para generación eléctrica se amplía a 360 MMPCD a fines del 2011 y a 500 MMPCD a partir del 2013, como se muestra en el Gráfico N° 3.16. En éste se observa que solo hay remanente de oferta de GN disponible, hasta el 2011, y que a partir de ese año la demanda de de GN para usos no eléctricos sería restringida.

Si se consideraran los mismos contratos de GN con el DU N° 023-2009 y centrales de gasoductos regionales Norte y Sur; y la oferta posible, pero aún no garantizada de GN de Camisea; la asignación de GN sería la mostrada en el Gráfico N° 3.17. En éste se observa que el remanente de oferta de GN garantizado se mantiene hasta el 2011, mientras que el remanente de GN posible, pero no garantizado, se tendría a partir del 2015, pero con márgenes relativamente pequeños acotados a: 160 MMPCD para el 2019, 215 MMPCD para el 2024 y a 320 MMPCD para el 2028.

De los resultados se observa que la asignación de GN para generación eléctrica adoptada, sería adecuada para el largo plazo tanto para una proyección de oferta garantizada, como de oferta posible, no garantizada, ya que el margen que ésta

última podría ofrecer, para incrementar la generación a GN, es pequeña en el horizonte a partir del 2015, y no acorde al tamaño del sistema en ese período.

Por lo anterior la oferta adicional posible, no garantizada, sería mayormente asignada a la demanda de GN para uso no eléctrico.

De los resultados del análisis, se observa que la asignación del GN de Camisea con mayor trascendencia para el Largo Plazo se daría en los contratos a ser suscritos en el corto plazo (en el escenario simulado, hasta el 2013). Luego del cual ya no la disponibilidad de GN garantizado para generación eléctrica, sería limitada, hasta el final del período. Incluso considerando la oferta adicional posible estimada, pero no garantizada, la disponibilidad adicional para generación eléctrica sería limitada.

Gráfico N° 3.16

**Oferta de Gas Natural de Camisea - Producción y Transporte Garantizado (Lotes 88 y 56),
Demanda Máxima de GN para Uso Eléctrico Bajo el Amparo de Priorización del DU N° 023-2009 y
Proyectos Regionales
Producción Máxima Garantizada GN 1548 MMPCD**

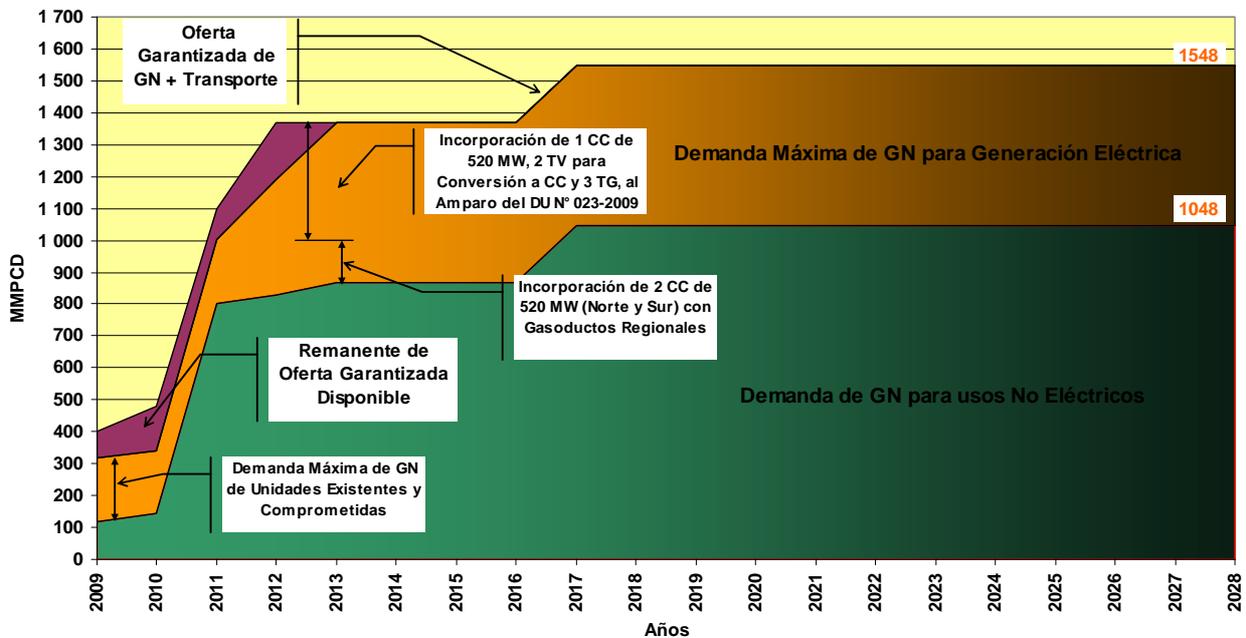
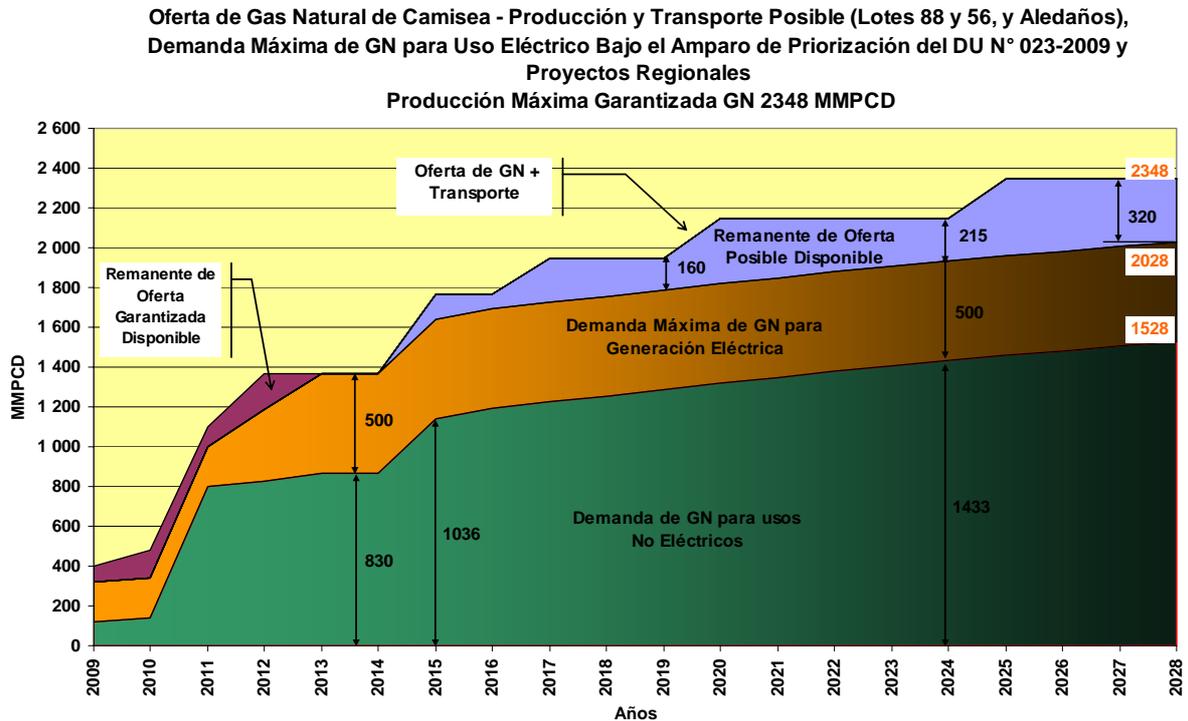


Gráfico N° 3.17



3.4.2 Proyectos Candidatos de Centrales Eléctricas

Para la formulación del plan de expansión de la generación y transmisión troncal se consideraron proyectos candidatos clasificados en tres categorías:

- Proyectos en Ejecución o Comprometidos para Ejecución
- Proyectos de Generación Hidráulicos Medianos
- Proyectos de Generación Térmicos
- Proyectos de Grandes Centrales Hidráulicas

Los proyectos de generación de energía renovable no convencional (ERNCC) (Eólicos, Geotérmicos y Pequeñas Hidráulicas) no se consideran como proyectos candidatos, ya que no compiten con los demás proyectos, sino entre ellos mismos, y su inclusión en el plan de expansión se realiza acorde a los dispositivos legales de promoción que benefician este tipo de proyectos.

Detalles de los proyectos de generación candidatos, se presentan en formato de Fichas Técnicas en el Anexo N° 5.4 y 5.5.

3.4.2.1 Proyectos en Ejecución o Comprometidos para Ejecución

Estos proyectos comprende centrales o unidades de generación en actual ejecución o que ya cuentan con compromisos para ejecución como contratos suscritos, equipos comprometidos en compra, etc., que indican que la toma de decisión de ejecución ya han sido hechas. Estos proyectos no serían candidatos propiamente dichos porque ya no compiten con otros proyectos, y tienen fechas estimadas

definidas de puesta en operación. Los proyectos que corresponden a los años 2009 y 2010, corresponden a los considerados en la Fijación de Tarifas en Barra 2009 de OSINERGMIN.

Estos proyectos en ejecución o comprometidos se presentan en el Cuadro N° 3.12.

De estas las centrales hidráulicas la C.H. El Platanal, el mayor de todos estos proyectos, se encuentra en etapa final de culminación, al igual que la C.H. La Joya, mientras que la C.H. Machupicchu está por iniciarse su ejecución.

**Cuadro N° 3.12
Proyectos de Generación en Ejecución o Comprometidos**

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW
2008	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24
2009	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70
	C.T. Paíta – Turbogas GN	Gas Natural	Norte	30
	C.H. El Platanal	Hidráulico	Centro	220
	Turbogas a GN Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176
	Turbogas a GN Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180
2010	Turbogas a GN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180
2012	C.H. Machupicchu II	Hidráulico	Sur	98

3.4.2.2 Proyectos Candidatos de Generación Hidráulicos Medianos

Como proyectos candidatos hidráulicos medianos han sido considerados los proyectos hidráulicos menores de 300 MW que cuentan con ya sea con Concesión Definitiva, o Concesión Temporal o que cuentan con estudios suficientes como para que sean ejecutados en un horizonte menor a 10 años.

Para el caso de los proyectos con Concesión Definitiva, los datos técnicos han sido tomados de los expedientes de concesión presentados al MINEM, así como la información de costos, pero éstos últimos han sido actualizados sobre la base de los componentes principales del proyecto.

En relación a la información de costos, para este último caso, se quiere destacar que la información presentada por el Concesionario no necesariamente podría reflejar los costos comerciales del proyecto, ya que la información de costos es de propiedad del titular. Por lo anterior, los costos, de este tipo de proyectos, en el estudio son referenciales sobre la base de la información de público acceso presentado ante el MINEM.

La información de los proyectos con Concesión Temporal o con estudios, los datos técnicos han sido tomados de la información de estudios anteriormente realizados, y actualizados.

En el Cuadro N° 3.13 se presenta el listado de proyectos candidatos hidráulicos medianos considerados para el presente estudio.

3.4.2.3 Proyectos Candidatos de Generación Térmicos

Como proyectos candidatos de generación térmicos, se han considerado los térmicos a gas natural, a petróleo Diesel N° 2, a petróleo residual, y a carbón.

a) Proyectos Candidatos de Generación Térmicos a Gas Natural

Como proyectos térmicos a gas natural, se consideran turbinas a gas en ciclo abierto y en ciclo combinado, basados en unidades turbogas de 180 MW de capacidad, con lo que la central de ciclo combinado está conformado por 2 unidades de ciclo abierto de 180 MW y una unidad de vapor también de 180 MW, conformando una central de 540 MW.

Se determina el tamaño de unidad básica de 180 MW, debido a que es el tamaño de la unidad marginal de potencia, y es del rango de tamaño de la mayor parte de las nuevas unidades a gas instaladas en el SEIN.

También, el tamaño de la central básica a Ciclo Combinado, de 540 MW es adecuado a la modulación del crecimiento de la oferta, y a la oferta de gas natural.

Cuadro N° 3.13
Proyectos Candidatos de Generación Hidráulicos Medianos
A) PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN DEFINITIVA

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Platanal	220	1 079	Ejecutado
Machu Picchu II	98	584	149 000
Tarucani	50	334	67 809
Cheves	168	837	192 026
Santa Rita	174	1 000	173 732
La Virgen	64	385	63 344
Pucará	130	900	224 066
Quitaracsa	112	720	96 979
San Gabán I	110	744	205 891
Huanza	79	338	76 349
Marañón	96	425	101 571

B) OTROS PROYECTOS MEDIANOS CON CONCESIÓN TEMPORAL O CON ESTUDIOS

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	1000 \$
Santa Teresa	98	821	89 892
Lluta	220	1 507	311 892
Olmos I	120	675	115 484
Olmos II	120	714	133 862
Alto Piura I	150	455	208 432
Alto Piura II	150	395	209 199
El Caño	83	726	119 125
Lluclla	382	2 132	355 318
La Guitarra	220	1 831	586 650
Uchuhuerta	30	235	53 550
Molloco I	200	1 014	503 150
Molloco II	110	558	188 710

b) Otros Proyectos Candidatos de Generación Térmicos

Se consideran además los siguientes otros proyectos candidatos de generación térmicos:

- Central Térmica a Carbón Turbovapor de 500 MW
- Carbón Turbovapor de 1000 MW
- Petróleo Residual Turbovapor de 500 MW

Los costos de inversión de los proyectos candidatos de centrales térmicas a carbón y petróleo residual fueron estimados sobre la base de información referencial de estudios anteriores:

Los proyectos térmicos candidatos se presentan en el Cuadro N° 3.14.

Cuadro N° 3.14
Proyectos Candidatos – Centrales Térmicas

Item	Tipo de Central Térmica	Capacidad (MW)	Costo Total (Millones US\$)
1	Turbogas Solo GN	180	73,3
2	Turbogas Dual GN/Diesel	180	81,3
3	Turbogas Ciclo Combinado	540	340
4	Turbovapor Cierre de Ciclo Combinado	180	193
5	Carbón Turbovapor	500	900
6	Carbón Turbovapor	1000	1 400
7	Petróleo Residual Turbovapor	500	550

c) Grandes Proyectos Hidráulicos

Como grandes proyectos, se han considerando algunos proyectos de generación hidráulicos de gran envergadura, en la cuenca amazónica del Perú, basados en el Estudio de la Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional (EPHN), estudio que se inicio bajo el “Convenio de Cooperación Técnica entre los Gobiernos de la República Federal Alemana y el Gobierno del Perú”²; para la formulación del “Plan Energético Nacional 1973-1982.

La hidrología para el desarrollo del EPHN fue gruesa, a nivel regional, sobre la base de información de limitadas mediciones disponibles de la cuenca amazónica en esa época. Sin embargo, desde esa fecha no se cuenta con mayor información adicional, exceptuando con los registros hidrológicos de las centrales existentes, y algunos ríos.

Los costos de inversión estimados se realizaron sobre la base de los costos del EPHN actualizados. Dada la magnitud de los proyectos y el tiempo en que fueron estimados los costos de inversión, éstos son muy gruesos a nivel preliminar pero suficiente para planificación de Largo Plazo.

Los costos de los grandes proyectos hidráulicos candidatos se presentan en el Cuadro N° 3.15.

² Asesoramiento técnico al Ministerio de Energía y Minas Consorcio Lahmeyer-Salzgitter,

Cuadro N° 3.15
Grandes Proyectos de Generación Hidráulicos Candidatos

Central	Potencia	Energía	Costo de Inversión Estimado
	MW	GW-h	Millones US\$
Paquizapango	838	5 691	1 310
Inambari	1 355	10 330	2 310
Urubamba	735	5 196	1 200
Sumabeini	1 199	8 550	2 100
Puerto Prado	1 163	7 720	2 020
Rentema	854	6 097	1 420
Manseriche	1 644	13 120	3 240

Dado que los grandes proyectos hidráulicos considerados cuentan con aún bajo nivel de maduración, debido al nivel de estudios con que cuenta y la magnitud de las obras que comprende, la definición técnica y costos son muy preliminares, pero que permiten vislumbrar el desarrollo futuro de la generación eléctrica de Largo Plazo del país.

3.4.2.4 Tiempos Mínimos de Puesta en Operación de Proyectos de Generación

Los tiempos mínimos de puesta en operación de los proyectos candidatos han sido definidos acorde a su estado de maduración, la magnitud de obras a construir y el proceso de gestión de aprobación ambiental y social.

Los tiempos mínimos de puesta en operación de los proyectos candidatos son los siguientes:

a) Proyectos Candidatos Hidráulicos:

- Proyectos con Concesión Definitiva: 4 a 5 años
- Proyectos con Concesión Temporal y con estudios: 5 a 7 años
- Grandes Proyectos: 10 a 15 años

b) Proyectos de Centrales Térmicas

- Turbinas Duales a GN/Diesel N°2 Ciclo Abierto: 2 años
- Centrales de Ciclo Combinado a GN: 3 años
- Turbovapor Cierre de Ciclo Combinado: 3 años
- Turbovapor a Petróleo Residual: 4 años
- Turbovapor a Carbón: 5 años

3.4.2.5 Proyectos Candidatos de Enlaces de Transmisión Troncal

Dado que para la definición de los proyectos de generación es importante también contemplar los enlaces de de transmisión troncal, de manera que se pueda minimizar los costos totales del SEIN, considerando también que los enlaces troncales representan costos importantes que pueden hacer viable o no un plan de expansión de generación, sobre todo si involucra proyectos mayores, y en el Largo Plazo.

Los principales proyectos de enlaces troncales de transmisión considerados por el Plan Transitorio de Transmisión y que son incluidos en el plan de expansión de la transmisión del Plan Referencial de Electricidad 2008 – 2017, son los siguientes:

- a) **Enlace de Transmisión 220 kV Oroya Nueva – Carhuamayo – Paragsha – Vizcarra – Huallanca – Cajamarca – Carhuaquero.** En construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará la transmisión troncal Centro – Norte.
- b) **Enlace de Transmisión 500 kV Mantaro – Caravelí – Montalvo.** En construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará la transmisión Centro – Sur.
- c) **Enlace de Transmisión 220/500 kV Chilca – Planicie – Zapallal,** en construcción, que entrará en servicio el 2011, y reforzará el enlace de evacuación de generación de la zona de Chilca.
- d) **Enlace de Transmisión 500 kV Zapallal – Chimbote – Trujillo,** cuya licitación aún no ha sido convocada, y se prevé su ingreso el 2013. Reforzará el enlace Centro – Norte.

Estos proyectos, representan un importante refuerzo de la transmisión troncal entre el Norte, Centro y Sur hasta al menos el Mediano Plazo. Sin embargo, se plantean proyectos candidatos de reforzamiento a ser considerados en la planificación para el Largo Plazo.

En el Cuadro N° 3.16 se presentan los proyectos candidatos de enlaces de transmisión troncal.

Cuadro N° 3.16
Proyectos Candidatos – Enlaces de Transmisión Troncal

item	Refuerzo entre Zonas	Líneas de Transmisión Troncal - Candidatas	Tensión (kV)	Longitud Estimada (km)	N° de Circuitos	Max. Capacidad (MW)	Costo Estimado de Inversión (US\$ Millones)
1	Centro - Sur	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Centro-Sur (Mantaro-Caravelí-Ilo)	500	1300	1	900	490
2	Centro - Norte Medio	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Centro-Norte Medio (Lima-Trujillo)	500	600	1	900	240
3	Norte Medio - Norte	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Norte Medio - Norte (Trujillo - Tumbes)	220	600	1	1x180	130
4	Centro - Sur	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Centro - Sur (Chilca-Caravelí-Ilo)	500	1100	1	900	420
5	Norte Medio - Norte	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Norte Medio - Norte (Trujillo - Tumbes)	500	600	1	900	240
6	Centro - Norte Medio	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Centro-Norte Medio (Lima-Trujillo)	500	600	1	900	240
7	Norte Medio - Norte	Refuerzo del Enlace Transmisión Troncal Norte Medio - Norte (Trujillo - Tumbes)	500	600	1	900	240

3.4.3 Consideraciones Generales para la Expansión de la Generación y Transmisión

Los planes de expansión de generación y transmisión del SEIN fueron formulados bajo los siguientes criterios y premisas generales:

3.4.3.1 Criterio General de Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión

El criterio general de planificación de la expansión de generación y transmisión, es el de obtener el plan que presente el “Mínimo Costo” total, tomando en cuenta costos de inversión y operativos, que los proyectos que los componen sean técnica y económicamente viables bajo las consideraciones de operación económica del mercado definidas por el marco regulatorio del subsector, y que sea concordante con la estrategia de desarrollo eléctrico establecido para el sector.

El plan considerará únicamente los requerimientos de oferta nacionales. Los requerimientos de las interconexiones internacionales serán definidos de manera separada por estar sometida a instancias internacionales.

Los proyectos de generación de energía renovable no convencional (ERNC) (Eólicos, Geotérmicos y Pequeñas Hidráulicas) no se consideran en competencia con los otros tipos de proyectos, sino entre ellos mismos, por lo que su inclusión en el plan de expansión se realiza acorde a la normativa legal de promoción que beneficia ese tipo de proyectos.

3.4.3.2 Proyección de Precios de Energéticos

a) Proyección de Precios del Petróleo Crudo

La proyección del precio de petróleo crudo liviano en el mercado internacional, referencia de los precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo (Petróleo Diesel N°2 y Petróleo Residual) para generación eléctrica se basa en el promedio de la proyección realizada por la EIA³, para los períodos 2008-2017 y 2018-2027, como se muestra en el Gráfico N° 3.18. Donde se observa que los valores promedio del petróleo crudo liviano para el período 2008-2017 alcanzan a 95,8 US\$/barril, y a 118,9 US\$/barril para el período 2018-2027.

A partir de estos precios del crudo se determinan la proyección de precios de los combustibles líquidos derivados del petróleo, cuyos valores se presentan en el Cuadro N° 3.19.

b) Proyección de Precios del Gas Natural

Se considera el precio del gas natural de Camisea, para generación eléctrica, único en todos los puntos de consumo del SEIN (Precio “Estampilla”), precio que incluye los precios a boca de pozo en Camisea, y todos los costos de transporte por la red de gasoductos principales existentes, el reforzamiento de éstos y los nuevos gasoductos regionales.

³ Proyección de precios de exportación de Estado Unidos , de EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso de Referencia

Cuadro N° 3.17
Precios de Energéticos Derivados del Petróleo

AÑO	Diesel N° 2 en Puerto	Diesel N° 2 en la Central*	Residual 6	Residual500
	US\$/Ton	US\$/Ton	US\$/Ton	US\$/Ton
2008	961	1 009	495	467
2009	961	1 009	495	467
2010	961	1 009	495	467
2011	961	1 009	495	467
2012	961	1 009	495	467
2013	961	1 009	495	467
2014	961	1 009	495	467
2015	961	1 009	495	467
2016	961	1 009	495	467
2017	961	1 009	495	467
2018	1 193	1 253	615	579
2019	1 193	1 253	615	579
2020	1 193	1 253	615	579
2021	1 193	1 253	615	579
2022	1 193	1 253	615	579
2023	1 193	1 253	615	579
2024	1 193	1 253	615	579
2025	1 193	1 253	615	579
2026	1 193	1 253	615	579
2027	1 193	1 253	615	579
2028	1 193	1 253	615	579

(*) Precio Diesel N° 2 con costo de transporte hasta las plantas duales

Cuadro N° 3.18
Precios Proyectados de Gas Natural para Generación Eléctrica

Año	Gas Camisea			Precio Gas NoroOeste - Talara Tumbes	Precio Gas Selva Central - Aguaytía
	Precio en la Costa	Peaje Gasoductos Regionales*	Total Precio "Estampilla" Camisea		
	US\$/mpc	US\$/mpc	US\$/mpc		
2008	2,6	0,0	2,6	2,5	2,1
2009	2,6	0,0	2,6	2,5	2,1
2010	2,6	0,0	2,6	2,5	2,1
2011	2,6	0,0	2,6	2,5	2,1
2012	2,6	0,0	2,6	2,5	2,1
2013	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2014	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2015	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2016	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2017	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2018	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2019	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2020	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2021	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2022	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2023	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2024	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2025	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2026	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2027	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1
2028	2,6	1,5	4,1	2,5	2,1

(*) Año 2013 - Entrada en servicio de gasoductos regionales

Gráfico N° 3.18

Proyección de Precio del Petróleo Liviano de Bajo Azufre
 (Fuente: EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso de Referencia)

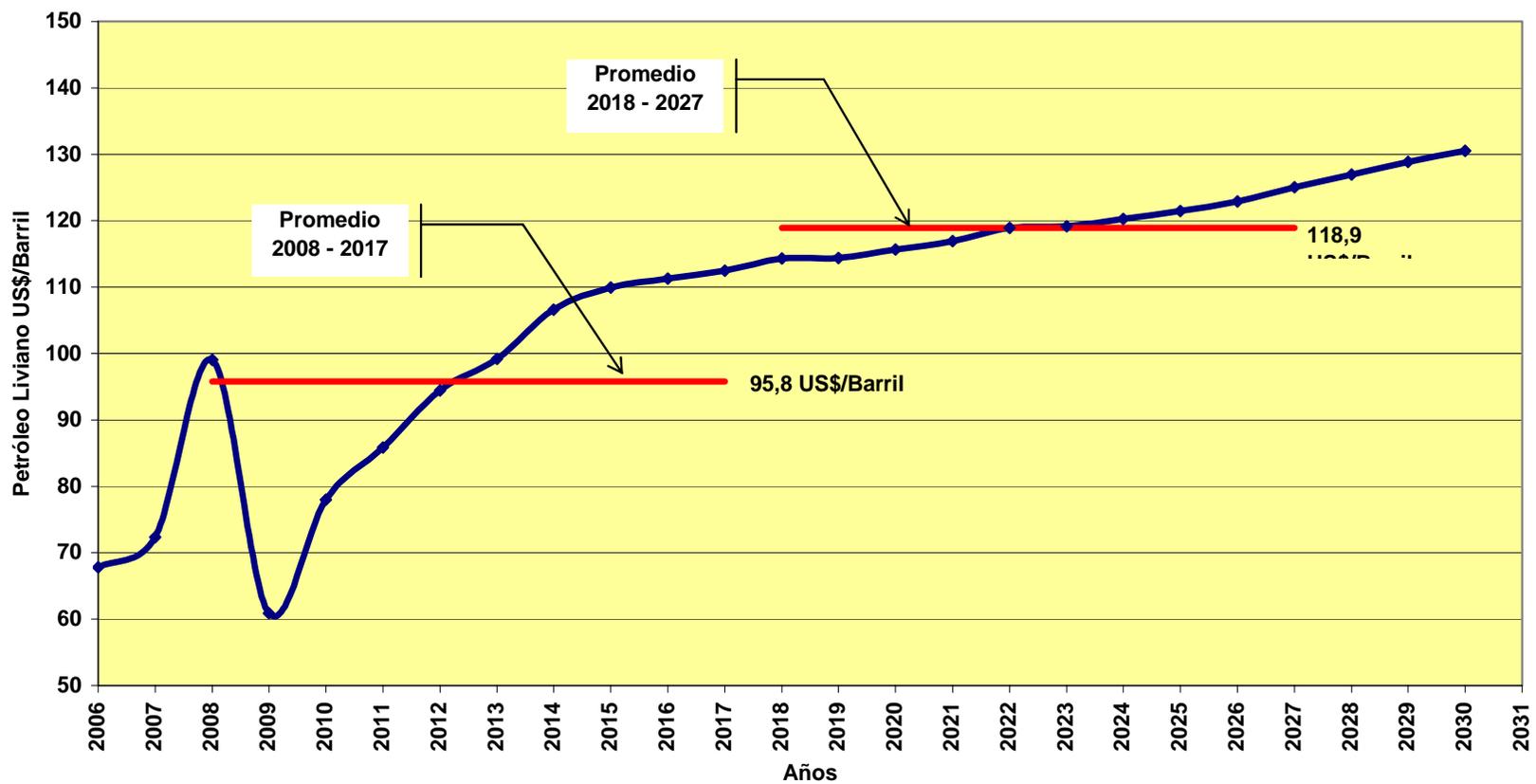
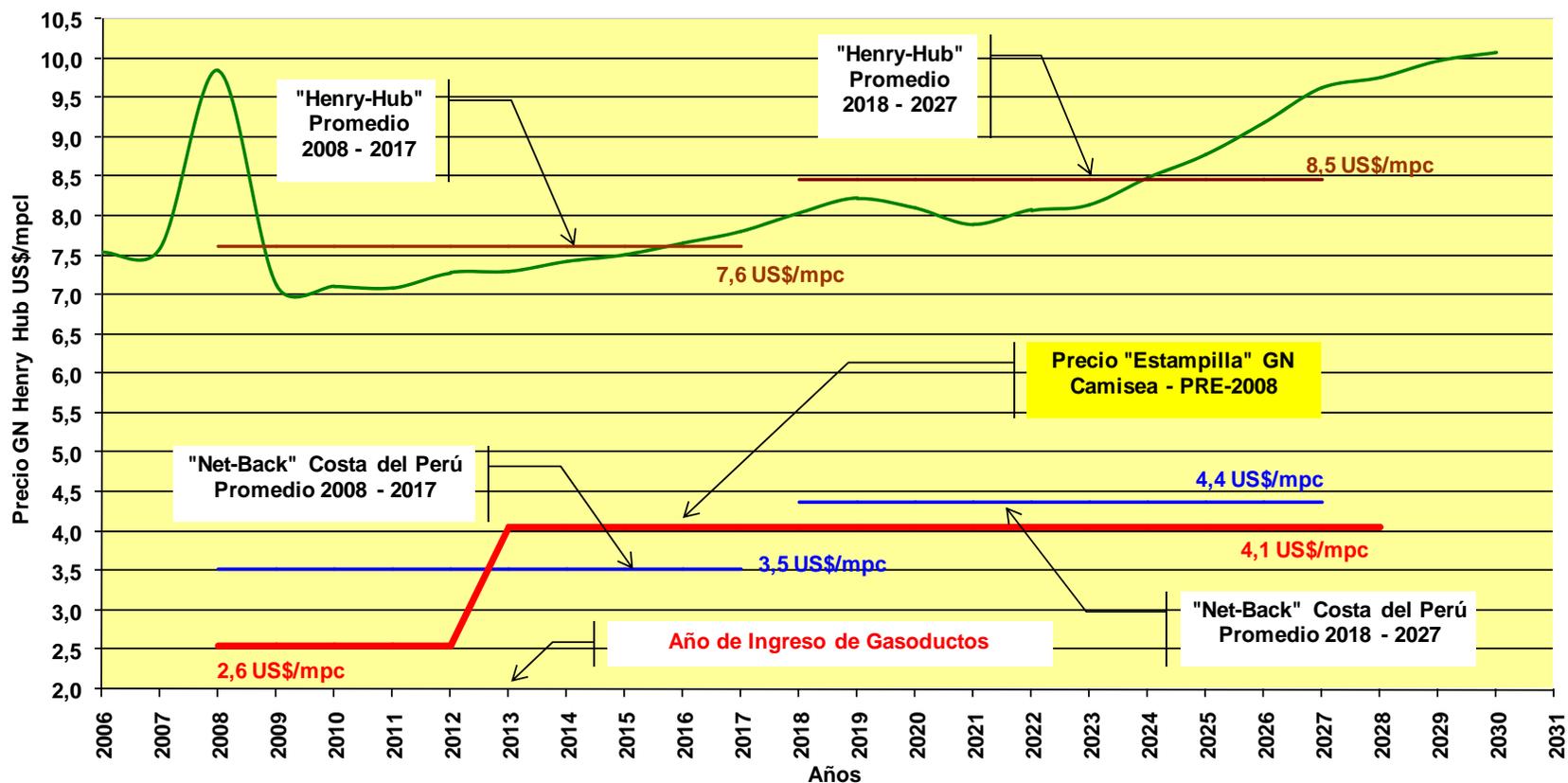


Gráfico N° 3.19

Proyección de Precio del GN Camisea y Comparación con Referencia Internacional "Henry Hub"
 (Fuente: EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008 - Caso Referencia y Cálculos Propios)
 Precios en US\$ del 2008



La razón por la que se socializa entre todos los consumidores (“estampillan”) los costos de peaje por transporte, se debe a que en el mercado eléctrico se da la competencia entre los costos de la transmisión eléctrica y los del transporte de gas natural, ya que ambos compiten por reducir los costos finales del suministro eléctrico.

Sin embargo, la actual normativa establece que la transmisión eléctrica troncal tiene una remuneración “estampillada” por lo que, para igualdad de condiciones, el transporte de gas también debe ser considerado de la misma manera.

En la sección 3.3 del presente capítulo, se exponen los alcances de la expansión de gasoductos considerados para la determinación del peaje “estampilla” de éstos.

Por otro lado, el precio del gas de Camisea de los lotes 88 y 56 es regulado, pero diferenciado para uso en generación eléctrica y para los otros mercados, y han sido fijados acorde al contrato de explotación suscrito entre el Gobierno y el consorcio explotador del yacimiento. Este precio estimado, a valores reales sin incluir inflación, se considera constantes en el horizonte de estudio.

Sin embargo, la inclusión de gasoductos regionales, aplicando el criterio de precio “estampilla”, incrementará el peaje de transporte del gas del SEIN, y en consecuencia también el del precio final del gas natural a los generadores.

Por otro lado se considera que los precios del gas natural de los otros yacimientos, Noroeste (Talara Tumbes), y Selva Central (Aguaytía) se estiman que se mantenga en los valores actuales, a precios constantes, dado que éstos están asociados a la producción de líquidos.

Los precios proyectados de gas natural para generación eléctrica se presentan en el Cuadro N° 3.18.

Con la finalidad de comparar estos precios de gas con equivalentes relacionados con el mercado internacional, se determinaron los precios reflejados del precio de referencia internacional Henry-Hub (“net-back”) en la costa peruana, bajo la premisa de que el Perú exporta GN.

Para la proyección del precio de referencia Henry – Hub, se tomó la proyección del EIA⁴, obteniéndose como promedios de los períodos 2008-2017 y 2018-2027, 7,6 US\$/mpc y 8,5 US\$/mpc, respectivamente. Estos precios reflejados en la costa peruana (“net-back”), resultan en 3,5 US\$/mpc y 4,4 US\$/mpc, para los mismos períodos, respectivamente. La diferencia “net-back” entre el precio de referencia y el precio reflejado en el Perú se ha estimado en 4,1 US\$/mpc.

Por lo anterior los valores de los precios del gas natural, en la costa peruana, proyectados, se encuentran dentro del rango de los precios de referencia del mercado internacional, reflejados en el Perú. En el Gráfico N° 3.16 se muestran los precios proyectados de gas natural y su comparación con la referencia del mercado internacional.

⁴ Proyección de precios del mercado “spot” “Henry – Hub” de gas natural, de largo plazo. EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008.

c) Proyección del Precio del Carbón

Se considera la base del precio del carbón, el precio promedio de exportación F.A.S. de Estados Unidos, tomados de la proyección de precios de exportación de la EIA⁵, como se indica en el Cuadro N° 3.19.

Cuadro N° 3.19

PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN

Precio Promedio Exportación F.A.S. USA - (Dólares Constantes/Tonelada Corta)¹

	US\$ /Short Ton	US\$ /Short Ton	US\$ / Short Ton
Promedio 2008 - 2018	87,33	96,26	99,92
Promedio 2019 - 2027	89,58	98,74	102,49
Promedio 2008 - 2027	88,45	97,50	101,21

CIF ²	US\$/ton	141,54
PPI ²	US\$/ton	143,78

(1) Ref. EIA Energy Outlook 2009 - Dic. 08 Release

(2) Procedimiento de cálculo de precios de carbón de OSINERGMIN para la actualización de precios en barra.

3.4.3.3 Margen de Reserva de Generación

Se ha considerado como Márgenes de Reserva de Generación, de la potencia efectiva del parque generador, sobre la máxima demanda, los siguientes valores:

- Período 2009 – 2011, los márgenes de reserva de generación actualmente vigentes, fijados por el MINEM:

Año 2009:	29%
Año 2010:	28%
Año 2011:	27%

- Período 2012 – 2027: 25%

3.4.3.4 Criterios Técnicos Generales

- La base técnica de parámetros del sistema se basan en simulaciones realizadas por COES, para modelos de flujo de carga, y de la Fijación Tarifaria en Barras 2009 de OSINERGMIN para los modelos SUPER-OLADE-BID y PERSEO.
- La data histórica e hidrología a utilizar en el modelo SUPER-OLADE-BID y en el modelo PERSEO se basa en la data considerada para la Fijación Tarifaria en Barras 2006 de OSINERG. Para el proceso de planificación se considera la hidrología promedio de la data histórica disponible del SEIN.
- Se considera que la señal de costos marginales no será relevante en la fijación de precios para la expansión futura, debido a la nueva modalidad de determinación de precios en barra, sobre la base de licitaciones y subastas, y no de precios nodales basados en costos marginales. En consecuencia los costos marginales no serán tomados en cuenta en la definición económica de congestión de enlaces de transmisión.

⁵ Proyección de precios de exportación de Estado Unidos , de EIA Energy Outlook 2009 Early Release - Dic. 2008.

- d) Se consideran tamaños de unidades de las plantas generadoras térmicas a turbinas a gas o en ciclo combinado, en tamaño y configuración estándares (unidad básica turbogas de 180 MW, y ciclo combinado con dos turbinas de 180 MW y una turbovapor de 180 MW) acorde a los requerimientos del sistema.
- e) No se considera retiro de plantas térmicas por tiempo de servicio, en el horizonte de estudio.

3.4.3.5 Criterios Económicos Generales

- | | |
|---|---|
| a) Criterio Económico de Precios: | Costo Medio |
| b) Criterio de Evaluación Económica: | Sectorial |
| c) Tasa de Descuento: | 12% |
| d) Flujos Económicos: | En US \$ a valores reales del 2008, sin inflación |
| e) Vida Útil Económica Generación Térmica: | 20 años |
| f) Vida Útil Económica Generación Hidráulica: | 50 años |
| g) Vida Útil Económica Transmisión: | 30 años |

3.4.3.6 Criterios Generales para el Análisis de Flujo de Carga

a) Criterios de Operación

(i) Tensión

Los límites de tolerancia de variación de tensión:

- Operación Normal: Para el análisis en condiciones de operación normal se considera las variaciones del nivel de tensión entre 0,95 a 1,05 p.u.
- Operación en Emergencia: Para el análisis en condiciones de emergencia, los niveles de tensión varían entre 0.9 a 1.1 p.u.

(ii) Factor de Potencia

Se han considerado los factores de potencia en todas las barras de carga como sigue:

- Factor de potencia de 0,95 en barras MT a partir del año 2008
- Factor de potencia de 0,97 en barras MT a partir del año 2010

(iii) Márgenes de Potencia Reactiva

Se han considerado los siguientes criterios de márgenes de reserva de potencia reactiva en el sistema:

- Mantener un nivel de reserva para garantizar algún déficit de potencia reactiva como consecuencia de salida de algún componente que afecte el nivel de reactivos que requiere el sistema.
- Los compensadores estáticos deben operar con cierto margen de generación o absorción de potencia reactiva, con el fin de que tengan margen de actuación en casos de contingencia.

b) Capacidad de líneas de transmisión

La capacidad de las líneas de transmisión será considerada bajo los siguientes criterios de carga:

- Capacidad en Condiciones de Operación Normal: La máxima carga permisible de diseño en régimen permanente.
- Capacidad en Condiciones de Operación en Emergencia: Sobrecarga del 50 % de la Capacidad en Condiciones de Operación Normal.

c) Capacidad de transformadores

La capacidad de los transformadores serán considerados bajo los siguientes criterios de carga:

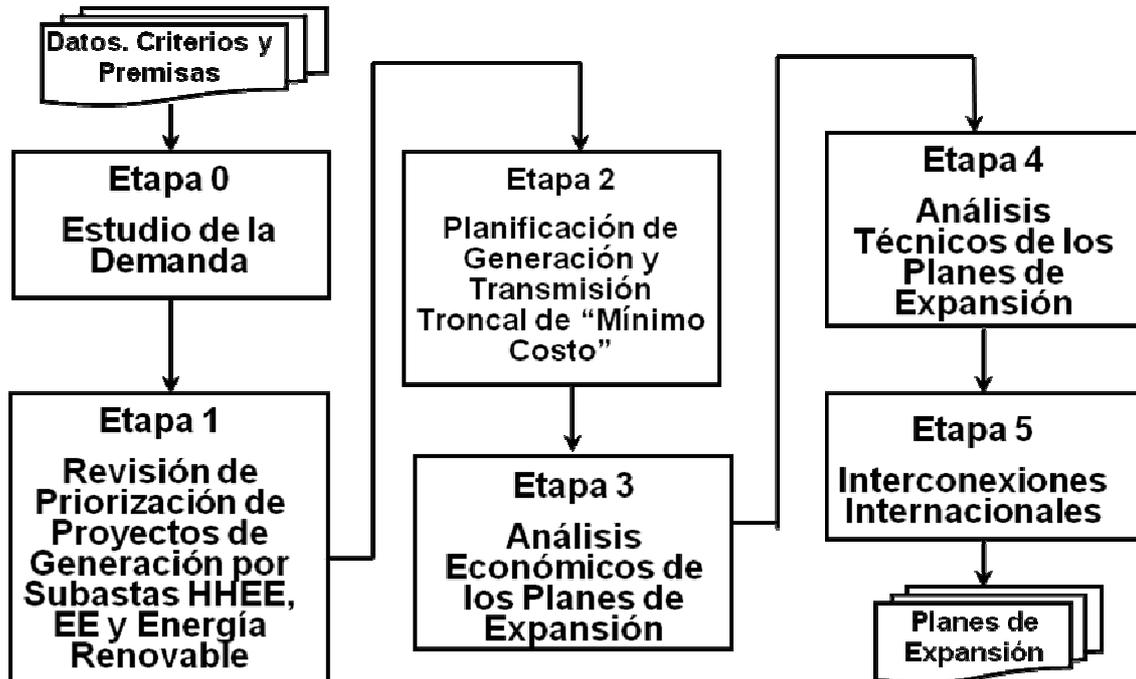
- Capacidad en Condiciones de Operación Normal: 100% de la Capacidad Nominal.
- Capacidad en Condiciones de Operación en Emergencia: 110% de la Capacidad Nominal.

3.4.4 Metodología de Planificación

Los planes de expansión de la generación y transmisión del SEIN han sido formulados bajo una metodología de planeamiento que siguiendo el enfoque definido en el capítulo 1, busca satisfacer los criterios generales expuestos en la sección 3.4.3 anterior.

La metodología seguida se presenta esquemáticamente en el Gráfico N° 3.20.

Gráfico N° 3.20
Metodología para la Formulación de Planes de Expansión de la Generación y Transmisión



En la Etapa 0 de la metodología se determina la proyección de la demanda por escenarios, cuyos resultados se exponen en el presente capítulo.

En las siguientes secciones se presentan la descripción y alcances de las siguientes etapas.

Con la metodología seguida se sustenta que para cada escenario planteado, el PRE-2008 concluya, en planes de expansión de la generación y la transmisión del SEIN de “mínimo costo”, que incluyan proyectos de generación y transmisión viables económicamente cuya inversión puedan ser realizados por agentes del mercado del lado de la oferta o de la demanda, o por ambos, a fin de optimizar económicamente el suministro de electricidad del corto plazo al largo plazo, en un entorno de alto grado de competencia de manera que lleven a la eficiencia económica del conjunto.

Dado que de los dos actuales Sistemas Aislados Mayores del país, Iquitos, y Tarapoto-Moyobamba-Bellavista, solo Iquitos no cuenta con proyectos de integración al SEIN en ejecución, el análisis de integración de los Sistemas Aislados no se contempla como una etapa dentro de la metodología.

3.4.4.1 Etapa 1 - Revisión de Priorización de Proyectos por subastas y licitaciones de contratos, y proyectos de ERNC

En esta etapa, se incluyen proyectos de Energía Renovable No Convencional – ERNC- (Eólicas, geotérmicas y pequeñas hidráulicas) que previamente se han estimado se acojan a los dispositivos legales de promoción que benefician este tipo de proyectos, ya que no compiten con los demás proyectos de generación, sino

entre ellos mismos. El plan de expansión de los proyectos de ERNC se incluye directamente en el plan de expansión de generación del SEIN.

Además, se definen los tipos de proyectos de generación hidráulicos que pueden ser incorporados en el Corto a Mediano Plazo en el mecanismo de subastas de contratos para empresas distribuidoras, que supervisa OSINERGMIN, y licitaciones, como los que se está promoviendo con PROINVERSIÓN para la suscripción de contratos de largo plazo para proyectos de generación hidráulicos.

Para el presente PRE-2008 se consideran que todos los proyectos hidráulicos que cuenten con Concesión Definitiva, sean candidatos a participar en las subastas y licitaciones. De estos se definen paquetes de proyectos cuyos tamaños a ser asignados cada año del horizonte de estudio, se determinan como resultado del proceso de optimización de la Planificación de Generación y Transmisión Troncal de “Mínimo Costo”, considerado en la Etapa 2 de la metodología.

Los proyectos con Concesión Definitiva se consideran con el menor tiempo de implementación, por su mayor grado de maduración, por lo que participarán primero en las subastas y licitaciones.

Los proyectos con Concesión Temporal o que cuentan con Estudios requieren mayor tiempo de implementación, que los que tienen Concesión Definitiva, por su relativo menor grado de maduración, y por tanto participarán luego en las subastas y licitaciones.

En esos paquetes, no se incluyen proyectos hidroeléctricos en ejecución o comprometidos para ejecución los que directamente se incluyen en el plan de expansión.

3.4.4.2 Etapa 2 - Planificación, de “Mínimo Costo”, de la Generación y Transmisión Troncal

En esta etapa se define los planes de expansión de generación y transmisión troncal, considerando el criterio de “Mínimo Costo” utilizando la herramienta de planificación de optimización multinodal. Es decir, la determinación de la expansión de generación y reforzamiento de la transmisión troncal, que a partir de los proyectos candidatos, defina el plan de expansión de generación y transmisión troncal del mínimo valor presente de los costos totales, los que incluyen costos de inversión y costos operativos del SEIN.

La herramienta de análisis de planificación de generación y transmisión troncal utilizada es el SUPER (Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional) de OLADE (Organización Latinoamericana de Energía), y cuya descripción, alcances y documentación técnica básica se encuentra en: <http://www.olade.org.ec/super.html> .

Los proyectos de generación del proceso de planificación resultante de esta etapa, integrarán el Plan de Expansión optimizado del SEIN, o de “Mínimo Costo”, y de este plan los proyectos hidráulicos con Concesión Definitiva, con Concesión Temporal y que cuenten con Estudios, se considerará que conforman los paquetes que participarán en licitaciones y subastas, de manera agregada, sin identificarlos individualmente.

3.4.4.3 Etapa 3 - Análisis Económico de los Planes de Expansión Óptimos Considerados

En esta etapa se realiza los análisis económicos de los planes de expansión óptimos, sobre la base de los resultados de las simulaciones de despacho económico, costos operativos, consumos de energéticos, costos marginales de corto plazo y emisiones.

La herramienta de análisis utilizada en esta etapa es el PERSEO, desarrollado por OSINERGMIN para realizar simulaciones de operación económica del SEIN, para fines de fijación de tarifas en barra.

La descripción, alcances y documentación técnica básica del modelo PERSEO se encuentra en: <http://www2.osinerg.gob.pe/gart.htm> .

3.4.4.4 Etapa 4 - Análisis Técnico de los Planes de Expansión Óptimos Considerados

En esta etapa se realiza los análisis técnicos del SEIN, simulando la operación de las nuevas centrales de generación y enlaces de transmisión troncales considerados en los planes de expansión óptimos de generación obtenidos en la Etapa 2.

La red de transmisión a ser analizada en esta etapa lo conforman, además de las centrales y enlaces de transmisión troncal del plan de expansión obtenido en la Etapa 2, los enlaces de conexión al SEIN de las nuevas centrales y cargas consideradas. Como resultado del análisis técnico se definen los requerimientos de refuerzos complementarios de enlaces de transmisión menores, dentro de las zonas del SEIN, refuerzos de subestaciones de transmisión y transformación, y nueva compensación reactiva en el SEIN.

Dado que el PRE-2008 no es un plan de nivel operativo de corto plazo, sino un plan “macro” de Largo Plazo, de nivel subsectorial, el requerimiento técnico de análisis de la red de transmisión se ha restringido solo al análisis estacionario.

En los estudios para otros planes, de carácter vinculante en el Corto Plazo, y por tanto de mayor nivel de detalle, como el Plan de Transmisión, se requerirán análisis más detallados para el dimensionamiento y la definición técnica de las instalaciones.

3.4.4.5 Etapa 5 – Interconexiones Internacionales

En esta etapa se analiza las perspectivas de integración eléctrica con los países vecinos. El análisis de interconexión se realiza país por país, conforme a la evolución de los acuerdos bilaterales de interconexión con cada país.

3.4.5 Resultados de la Planificación de la Expansión de la Generación y Transmisión

3.4.5.1 Planes de Expansión de la Generación y Transmisión - Escenario de Demanda Medio

El Plan de Expansión de la Generación del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Medio (Escenario Base), considera un incremento de capacidad instalada a 6 000 MW en el período 2008-2017, de los cuales 718 MW corresponden a proyectos de generación de ERNC.

Para el período 2018-2027 se estima un requerimiento de oferta de generación de 5 454 MW.

Ver Cuadro N° 3.20.

Se determinaron los costos marginales de largo plazo (CMgLP) del Plan de Expansión de la Generación 2008-2027, bajo los criterios de considerar o no los proyectos de energía renovable no convencionales (ERNC) (Eólica, Geotérmica y Pequeñas Hidráulicas), los mismos que han sido definidos de manera separada acorde a las exigencias normativas de incorporación de esos proyectos en la expansión del parque generador.

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación para el Escenario de Demanda Medio, fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 44,3 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,7 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 7,7% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

Cuadro Nº 3.20 PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad	Inversión
				MW	Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paíta	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca Turbogas 3	Gas Natural	Centro	176	73
Kallpa Turbogas 2	Gas Natural	Centro	180	73	
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	580	617
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120	135
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 -2017				6.000	5.384

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los proceso de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad	Inversión
				MW	Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Norte	180	81
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2023	Manseriche	Hidráulico	Norte	1.644	3.240
2025	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
TOTAL SEIN 2018 -2027				5.454	8.140
TOTAL SEIN 2008 -2027				11.454	13.524

De los resultados de la planificación conjunta de la expansión de la generación y transmisión troncal para el presente escenario de análisis se determinaron que no

se requieren mayores refuerzos troncales adicionales a los ya definidos en el Plan Transitorio de Transmisión

El Plan de Expansión de la Transmisión para el Escenario Medio de crecimiento de la demanda se presenta en el Cuadro N° 3.21.

Cuadro N° 3.21
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - ESCENARIO BASE

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 - 2017

Año	Descripción	Costo (Millones US\$)	Observaciones	
I) PROYECTOS CON CONCESIÓN (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)				
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500 kV 94 km	52	El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble terna en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500 kV 761 km	146	
	Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220 kV 697 km	106	
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220 kV 204 km	35	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)			339	
II) PROYECTOS POR CONCESIONAR (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)				
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220 kV 303 km	65	En Onocora se conectará la C.H. Pucará
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220 kV 55 km	13	
	Piura - Talara (2do Circuito)	220 kV 104 km	23	
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500 kV 515 km	200	
B) COMPENSACIÓN REACTIVA				
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300 MVar	7	
C) TRANSFORMACIÓN				
2011	Tintaya 220/138 kV	120 MVA	3	Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV
	Onocora 220/138 kV	120 MVA	3	
2013	Chimbote 500/220 kV	620 MVA	13	
	Trujillo - 500/220 kV	450 MVA	9	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)			336	
III) PROYECTOS NUEVOS (REFUERZOS DEL SISTEMA)				
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
2011	Chilca - Marcona	500 kV 380 km	143	Se necesita por la
	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220 kV 137 km	29	

					entrada de la C.T. BPZ	
2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220	kV	240	km	52
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	83	km	19
	Trujillo - Guadalupe (2do Circuito)	220	kV	103	km	23
	Chiclayo - Piura (2do Circuito)	220	kV	211	km	44
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220	kV	11	km	4
2015	Cajamarca – Cacic-Moyobamba	220	kV	251	km	30
2017	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220	kV	137	km	29
	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220	kV	9	km	4
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220	kV	18	km	6
B) COMPENSACIÓN REACTIVA						
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100	MVA			5
C) TRANSFORMACIÓN						
2011	Marcona 500/220 kV	300	MVA			6
2014	Azángaro 220/138 kV	120	MVA			3
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)					397	
TOTAL 2008 - 2017 (MILLONES US\$)					1 072	

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción				Costo (Millones US\$)	
2019	Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	170	km	139
2021	Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	590	km	443
2022	Trujillo Norte - Piura Oeste	500	kV	400	km	150
	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500	kV	324	km	247
	Campo Armiño - Chilca	500	kV	270	km	105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500	kV	48,5	km	54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500	kV	29	km	40
	Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito)	220	kV	35,1	km	11
	Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito)	220	kV	107	km	23
2023	Manseriche - Piura Oeste (Doble Circuito)	500	kV	430	km	321
2025	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500	kV	240	km	104
2027	Marcona - Caravelí	500	kV	220	km	87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500	kV	34,6	km	32
	Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito)	220	kV	106	km	23
	Onocora - Machupicchu	220	kV	211	km	44
B) COMPENSACIÓN REACTIVA						
2019	Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni	1000	MVA			14
2021	Reactor de CH Inambari	1000	MVA			14
2022	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100	MVA			1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100	MVA			1
	Reactor en Marcona 500 kV	2x100	MVA			2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100	MVA			2
2023	Reactor de CH Manseriche	1000	MVA			14
C) TRANSFORMACIÓN						
2022	Piura Oeste 500/220 kV	1000	MVA			21
	San Juan 500/220 kV	1500	MVA			31
	Ventanilla 500/220 kV	550	MVA			12
	Chavarría 500/220 kV	2000	MVA			42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200	MVA			25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300	MVA			6

2027	Santa Rosa 500/220 kV	600	MVA	13
INVERSIÓN TOTAL 2018 -2027				2 021
INVERSIÓN TOTAL EN TRANSMISIÓN - 2008 - 2027 (MILLONES US\$)				3 093

IV) PROYECTOS ASOCIADOS A GENERACIÓN					
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN					
2009	Chilca - Platanal	220	kV	110 km	En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220	kV	50 km	Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho	220	kV	75 km	Conexión de C.H. Cheves
	Marañón - Vizcarra	220	kV	40 km	Conexión de C.H. Marañón
	Uchuhuerta - Carhuamayo	138	kV	46 km	Conexión de C.H. Uchuhuerta
2014	San Gabán - Azángaro	220	kV	159 km	Conexión de C.H. San Gabán I
2015	Olmos - Derivación Olmos	220	kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura
	Majes - Socabaya	220	kV	102 km	Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220	kV	102 km	Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138	kV	91 km	Conexión de C.H. Tarucani
2017	Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito)	220	kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos II

3.4.5.2 Planes de Expansión de la Generación y Transmisión - Escenario de Demanda Optimista

El Plan de Expansión de la Generación del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Optimista, indica el requerimiento de implementación de 7 427 MW de nueva generación hasta el año 2017, de los cuales 718 MW corresponden a proyectos de generación de ERNC.

Para el período 2018-2027 se estima un requerimiento de oferta de generación de 5 384 MW.

Ver Cuadro N° 3.22.

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 44,8 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,7 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 6,5% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

Cuadro Nº 3.22

PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	727	800
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	788	1.328
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	120	134
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 - 2017				7.427	6.737

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2022	Inambari	Hidráulico	Centro	1.355	2.310
2025	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
2026	Rentema	Hidráulico	Norte	854	1.416
	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
TOTAL SEIN 2018 -2027				5.384	6.641
TOTAL SEIN 2008 -2027				12.811	13.378

El Plan de Expansión de la Transmisión, del SEIN para el escenario de crecimiento de la demanda optimista, comprende la instalación de 4 411 km de líneas de

transmisión, 640 MVAR de compensación reactiva, y 265 MVA de capacidad de transformación. Cuadro N° 3.23.

Cuadro N° 3.23
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA

A) Horizontde de Mediano Plazo 2008 - 2017

Año	Descripción				Costo (Millones US\$)	Observaciones	
I) PROYECTOS CON CONCESIÓN (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)							
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500	kV	94	km	52	El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble terna en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500	kV	761	km	146	
	Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220	kV	697	km	106	
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220	kV	204	km	35	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)						339	
II) PROYECTOS POR CONCESIONAR (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)							
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220	kV	303	km	65	En Onocora se conectará la C.H. Pucará
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220	kV	55	km	13	
	Piura - Talara (2do Circuito)	220	kV	104	km	23	
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500	kV	515	km	200	
B) COMPENSACIÓN REACTIVA							
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300	MVAr			7	
C) TRANSFORMACIÓN							
2011	Tintaya 220/138 kV	120	MVA			3	Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV
	Onocora 220/138 kV	120	MVA			3	
2013	Chimbote 500/220 kV	620	MVA			13	
	Trujillo - 500/220 kV	450	MVA			9	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)						336	
III) PROYECTOS NUEVOS (REFUERZOS DEL SISTEMA)							
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN							
2011	Chilca - Marcona	500	kV	380	km	143	Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ
	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220	kV	137	km	29	
2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220	kV	240	km	52	
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	83	km	19	
	Trujillo - Guadalupe (2do Circuito)	220	kV	103	km	23	

	Chiclayo - Piura (2do Circuito)	220	kV	211	km	44	
	Guadalupe - Chiclayo (2do Circuito)	220	kV	84	km	19	
	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220	kV	137	km	29	
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220	kV	11	km	4	
2015	Cajamarca – Caclic - Moyobamba	220	kV	251	km	30	
2017	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220	kV	9	km	4	
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220	kV	18	km	6	
B) COMPENSACIÓN REACTIVA							
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100	MVAr			5	
C) TRANSFORMACIÓN							
2011	Marcona 500/220 kV	300	MVA			6	
2014	Azángaro 220/138 kV	120	MVA			3	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)						416	

TOTAL 2008 - 2017 (MILLONES US\$)						1 091	
--	--	--	--	--	--	--------------	--

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción			Costo (Millones US\$)		
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
2019	Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	170	km	139
2022	Inambari - Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500	kV	590	km	443
	Trujillo Norte - Piura Oeste	500	kV	400	km	150
	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500	kV	324	km	247
	Campo Armiño - Chilca	500	kV	270	km	105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500	kV	48,5	km	54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500	kV	29	km	40
	Pomacocha - Pachachaca - Oroya Nueva (Segundo Circuito)	220	kV	35,1	km	11
2027	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500	kV	240	km	104
	Rentema - Piura Oeste	500	kV	300	km	115
	Marcona - Caravelí	500	kV	220	km	87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500	kV	34,6	km	32
	Chiclayo Oeste - Derivación Olmos (Tercer Circuito)	220	kV	106	km	23
	Onocora - Machupicchu	220	kV	211	km	44
B) COMPENSACIÓN REACTIVA						
2019	Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni	1000	MVA			14
2022	Reactor de CH Inambari	1000	MVA			14
	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100	MVA			1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100	MVA			1
	Reactor en Marcona 500 kV	2x100	MVA			2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100	MVA			2
2027	Reactor de CH Rentema	2x300	MVA			8
C) TRANSFORMACIÓN						
2022	Piura Oeste 500/220 kV	1000	MVA			21
	San Juan 500/220 kV	1500	MVA			31
	Ventanilla 500/220 kV	550	MVA			12
	Chavarría 500/220 kV	2000	MVA			42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200	MVA			25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300	MVA			6
2027	Santa Rosa 500/220 kV	600	MVA			13

INVERSIÓN TOTAL 2018 -2027	1 786
INVERSIÓN TOTAL EN TRANSMISIÓN - 2008 - 2027 (MILLONES US\$)	2 877

IV) PROYECTOS ASOCIADOS A GENERACIÓN				
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
2009	Chilca - Platanal	220 kV	110 km	En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220 kV	50 km	Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho	220 kV	75 km	Conexión de C.H. Cheves
	Marañón - Vizcarra	220 kV	40 km	Conexión de C.H. Marañón
	Uchuhuerta - Carhuamayo	138 kV	46 km	Conexión de C.H. Uchuhuerta
	La Virgen - Caripa	138 kV	62 km	Conexión de C.H. La Virgen
2014	San Gabán - Azángaro	220 kV	159 km	Conexión de C.H. San Gabán I
2015	La Guitarra - Campo Armiño (Triple Circuito)	220 kV	20 km	Conexión de C.H. La Guitarra
	Olmos - Derivación Olmos	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos I en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura
	Majes - Socabaya	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220 kV	102 km	Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138 kV	91 km	Conexión de C.H. Tarucani
2017	Olmos - Derivación Olmos (2do Circuito)	220 kV	80 km	Conexión de C.H. Olmos II

3.4.5.3 Planes de Expansión de la Generación y Transmisión - Escenario de Demanda Conservador

El Plan de Expansión de la Generación del SEIN para el Escenario de Crecimiento de la Demanda Conservador incluye un incremento de 5 638 MW hasta el año 2017, de los cuales 718 MW corresponden a proyectos de generación de ERNC.

Para el período 2018-2027 se estima un requerimiento de oferta de generación de 4 328 MW.

Ver Cuadro N° 3.24.

Los CMgLP resultantes del Plan de Expansión de la Generación fueron los siguientes:

- CMgLP sin considerar proyectos ERNC: 43,8 US\$/MWh
- CMgLP considerando proyectos ERNC: 47,8 US\$/MWh

De estos resultados se observa que el CMgLP de la expansión de la generación considerando proyectos de ERNC, es un 9,1% mayor que el similar CMgLP sin considerar esos proyectos.

Cuadro N° 3.24
PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2008-2017

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Caiana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	518	526
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	568	741
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 - 2017				5.638	5.077

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1.540	1.308
2023	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1.200
2024	Rentema	Hidráulico	Norte	854	1.416
2026	Sumabeini	Hidráulico	Centro	1.199	2.101
TOTAL SEIN 2018 -2027				4.328	6.025
TOTAL SEIN 2008 -2027				9.966	11.102

El Plan de Expansión de la Transmisión para el Escenario Conservador de crecimiento de la demanda, considera hasta el 2017, un incremento de 3728 km de

líneas de transmisión, 1000 MVAR de compensación reactiva y 1310 MVA de capacidad de transformación.

Cuadro N° 3.25
PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR

A) Horizonte de Mediano Plazo 2008 -2017

Año	Descripción	Costo (Millones US\$)	Observaciones	
I) PROYECTOS CON CONCESIÓN (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)				
2011	Chilca - Planicie - Zapallal	500 kV 94 km	52	El proyecto consiste de una línea en 500 kV de Chilca a Zapallal y otra línea Chilca - Planicie - Zapallal en 500 kV que se operará como doble terna en 220 kV hasta que el sistema requiera el cambio de tensión
	Mantaro - Caravelí - Montalvo	500 kV 761 km	146	
	Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	220 kV 697 km	106	
	Machupicchu - Cotaruse (Doble Circuito)	220 kV 204 km	35	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)			339	
II) PROYECTOS POR CONCESIONAR (INCLUIDOS EN EL PLAN TRANSITORIO DE TRANSMISIÓN)				
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
2011	Onocora - Tintaya - Socabaya	220 kV 303 km	65	En Onocora se conectará la C.H. Pucará
	Independencia - Ica (2do Circuito)	220 kV 55 km	13	
	Piura - Talara (2do Circuito)	220 kV 104 km	23	
2013	Zapallal - Chimbote - Trujillo	500 kV 515 km	200	
B) COMPENSACIÓN REACTIVA				
2013	Reactores Zapallal - Chimbote - Trujillo	2x300 MVar	7	
C) TRANSFORMACIÓN				
2011	Tintaya 220/138 kV	120 MVA	3	Onocora se enlaza con punto intermedio de línea existente Tintaya - Combapata 138 kV
	Onocora 220/138 kV	120 MVA	3	
2013	Chimbote 500/220 kV	620 MVA	13	
	Trujillo - 500/220 kV	450 MVA	9	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)			336	
III) PROYECTOS NUEVOS (REFUERZOS DEL SISTEMA)				
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN				
2011	Chilca - Marcona	500 kV 380 km	143	Se necesita por la entrada de la C.T. BPZ
	Zorritos - Talara (2do Circuito)	220 kV 137 km	29	
2014	Puno - Azángaro - Tintaya	220 kV 240 km	52	
	Carhuaquero - Chiclayo (2do Circuito)	220 kV 83 km	17	
2015	Cajamarca – Cacic-Moyobamba	220 kV 251 km	30	

2017	Trujillo - Cajamarca (2do Circuito)	220 kV	137 km	29	
	Chavarría - Barsi (3er Circuito)	220 kV	9 km	4	
	Ventanilla - Zapallal (3er Circuito)	220 kV	18 km	6	
	Ventanilla - Chavarría (4to Circuito)	220 kV	11 km	4	
B) COMPENSACIÓN REACTIVA					
2011	Reactores Chilca - Marcona	4x100 MVar		5	
C) TRANSFORMACIÓN					
2011	Marcona 500/220 kV	300 MVA		6	
2014	Azángaro 220/138 kV	120 MVA		3	
INVERSIÓN TOTAL (MILLONES US\$)				328	

TOTAL 2008 - 2017 (MILLONES US\$)	1003
--	-------------

B) Horizonte de Largo Plazo 2018 - 2027

Año	Descripción	Costo (Millones US\$)
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		
2019	Paquizapango - Sumabeni - Campo Armiño (Doble Circuito)	500 kV 170 km 139
2022	Campo Armiño - Zapallal (Doble Circuito)	500 kV 324 km 247
	Campo Armiño - Chilca	500 kV 270 km 105
	Chilca - San Juan (Doble Circuito)	500 kV 48,5 km 54
	Zapallal - Ventanilla - Chavarría (Doble Circuito)	500 kV 29 km 40
	Pomacocha - Pachachaca (Segundo Circuito)	220 kV 13,5 km 5
	Socabaya - Montalvo (Tercer Circuito)	220 kV 107 km 23
2023	Urubamba - Sumabeni - Campo Armiño	500 kV 240 km 104
2024	Rentema - Piura Oeste	500 kV 300 km 115
	Trujillo Norte - Piura Oeste	500 kV 400 km 150
2026	Sumabeni - Campo Armiño	500 kV 80 km 38
2027	Marcona - Caravelí	500 kV 220 km 87
	San Juan - Santa Rosa - Chavarría	500 kV 34,6 km 32
	Onocora - Machupicchu	220 kV 211 km 44
B) COMPENSACIÓN REACTIVA		
2019	Reactor de CH Paquizapango en Sumabeni	1000 MVA 14
2022	Reactor en Marcona 500 kV	2x100 MVA 2
	Reactor en Caravelí 500 kV	2x100 MVA 2
2024	Reactor de CH Rentema	2x300 MVA 8
	Reactor en Piura Oeste 500 kV	100 MVA 1
	Reactor en Trujillo Norte 500 kV	100 MVA 1
C) TRANSFORMACIÓN		
2022	San Juan 500/220 kV	1500 MVA 31
	Ventanilla 500/220 kV	550 MVA 12
	Chavarría 500/220 kV	2000 MVA 42
	Ampliación Transformación Chilca 500/220 kV	1200 MVA 25
	Ampliación Transformación Marcona 500/220 kV	300 MVA 6
2024	Piura Oeste 500/220 kV	1000 MVA 13
2027	Santa Rosa 500/220 kV	600 MVA 21
INVERSION TOTAL 2018 -2027		1 361
INVERSIÓN TOTAL EN TRANSMISIÓN - 2008 - 2027 (MILLONES US\$)		2 364

IV) PROYECTOS ASOCIADOS A GENERACIÓN						
A) LÍNEAS DE TRANSMISIÓN						
2009	Chilca - Platanal	220	kV	110	km	En ejecución
2013	Santa Rita - Virú	220	kV	50	km	Conexión de C.H. Santa Rita en punto intermedio de Línea Chimbote - Trujillo
	Cheves - Huacho	220	kV	75	km	Conexión de C.H. Cheves
	La Virgen - Caripa	138	kV	62	km	Conexión de C.H. La Virgen
2014	San Gabán - Azángaro	220	kV	159	km	Conexión de C.H. San Gabán I
2015	Olmos - Derivación Olmos	220	kV	80	km	Conexión de C.H. Olmos en punto intermedio de Línea Chiclayo - Piura
	Majes - Socabaya	220	kV	102	km	Conexión de C.H. Lluta
2016	Majes - Socabaya (2do Circuito)	220	kV	102	km	Conexión de C.H. Lluclla
	Tarucani - Cerro Verde	138	kV	91	km	Conexión de C.H. Tarucani

3.4.5.4 Balances Oferta - Demanda de los Planes de Expansión de Generación

Los balances oferta – demanda de los planes de expansión de generación para el Escenario de Oferta Base y los Escenarios de Demanda Conservador, Medio y Optimista, se presentan en los Gráficos N° 3.21, N° 3.22 y N° 3.23.

Gráfico N° 3.21
Balance Oferta – Demanda – Escenario de Demanda Medio

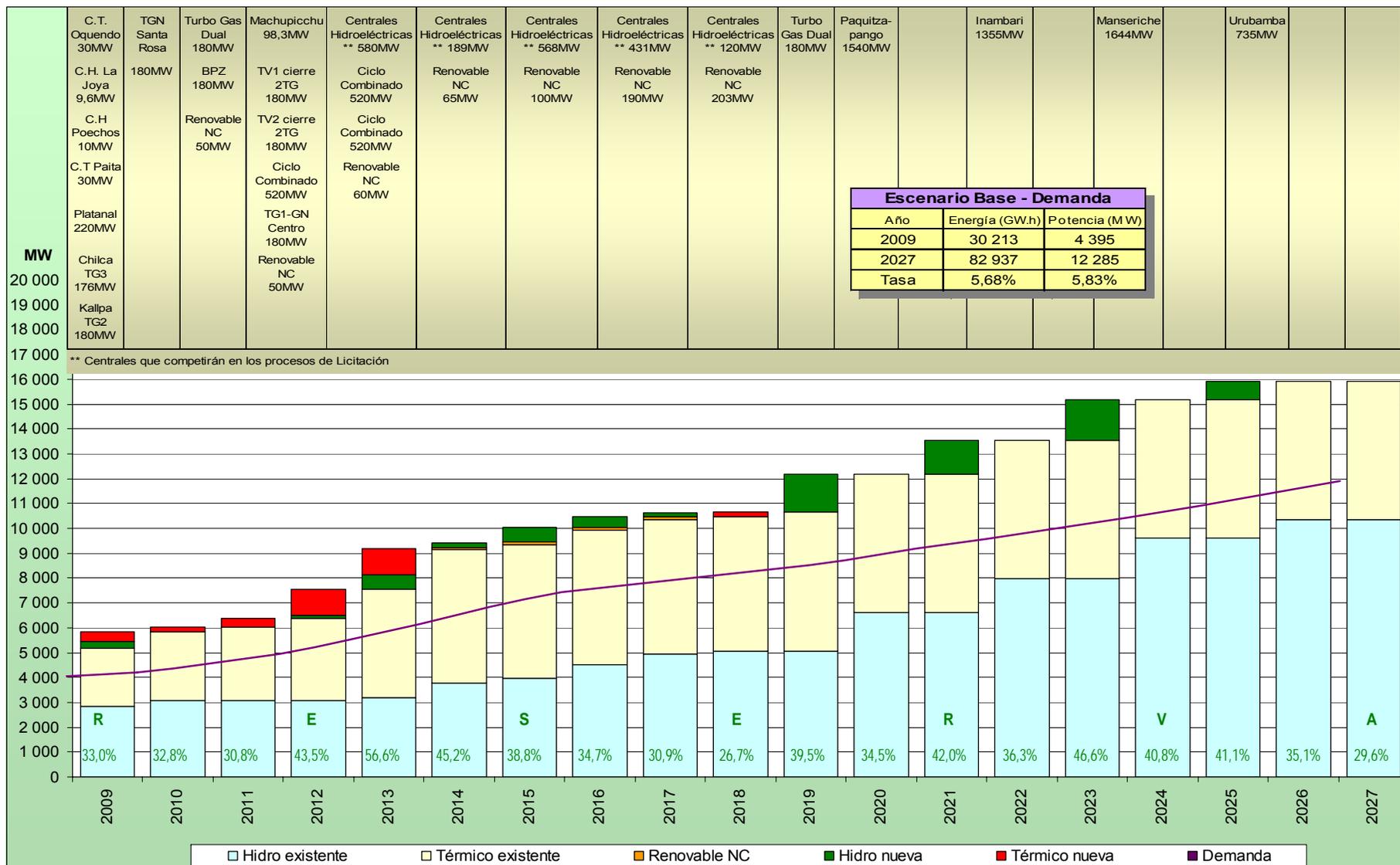


Gráfico N° 3.22
Balance Oferta – Demanda – Demanda Optimista

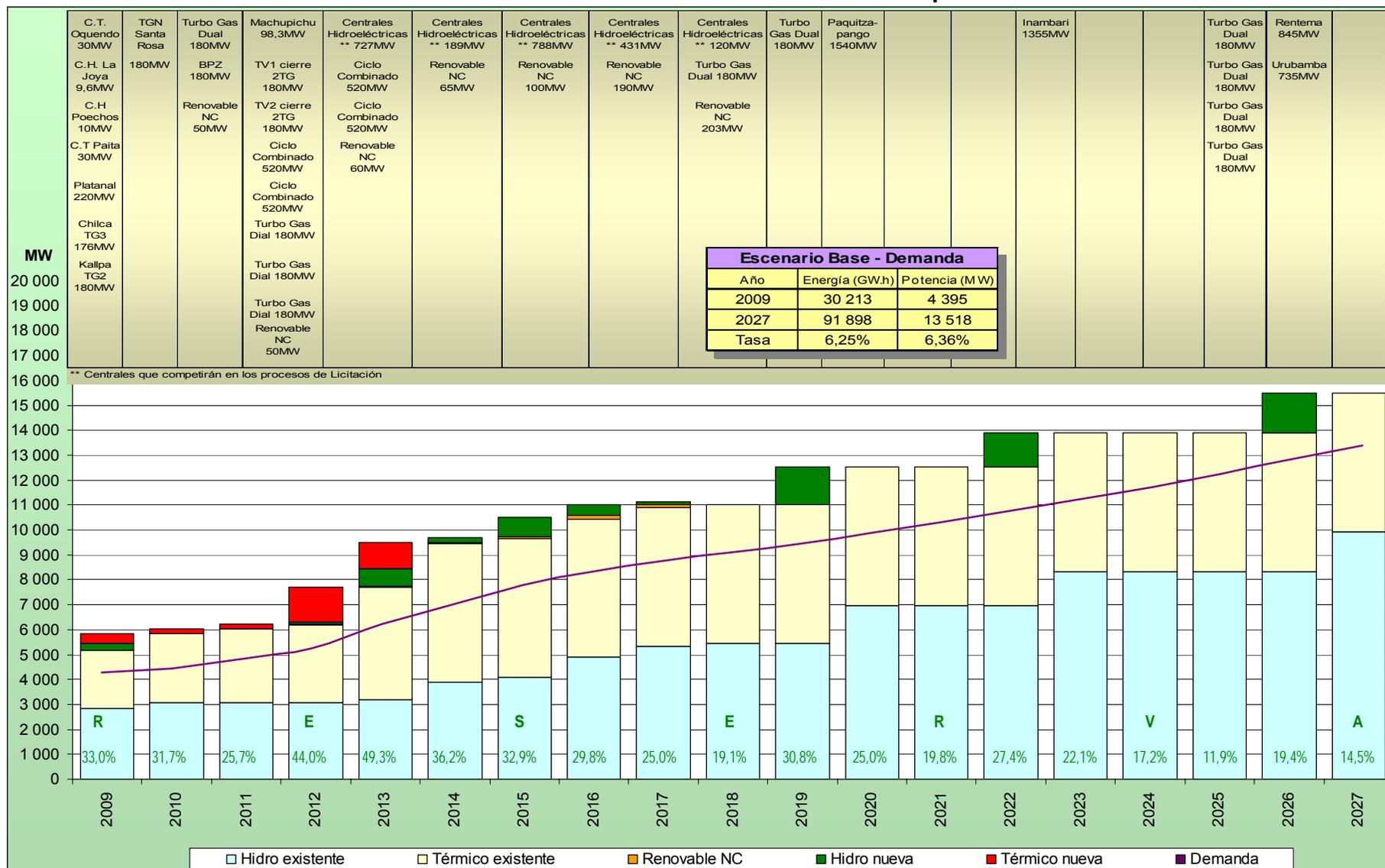
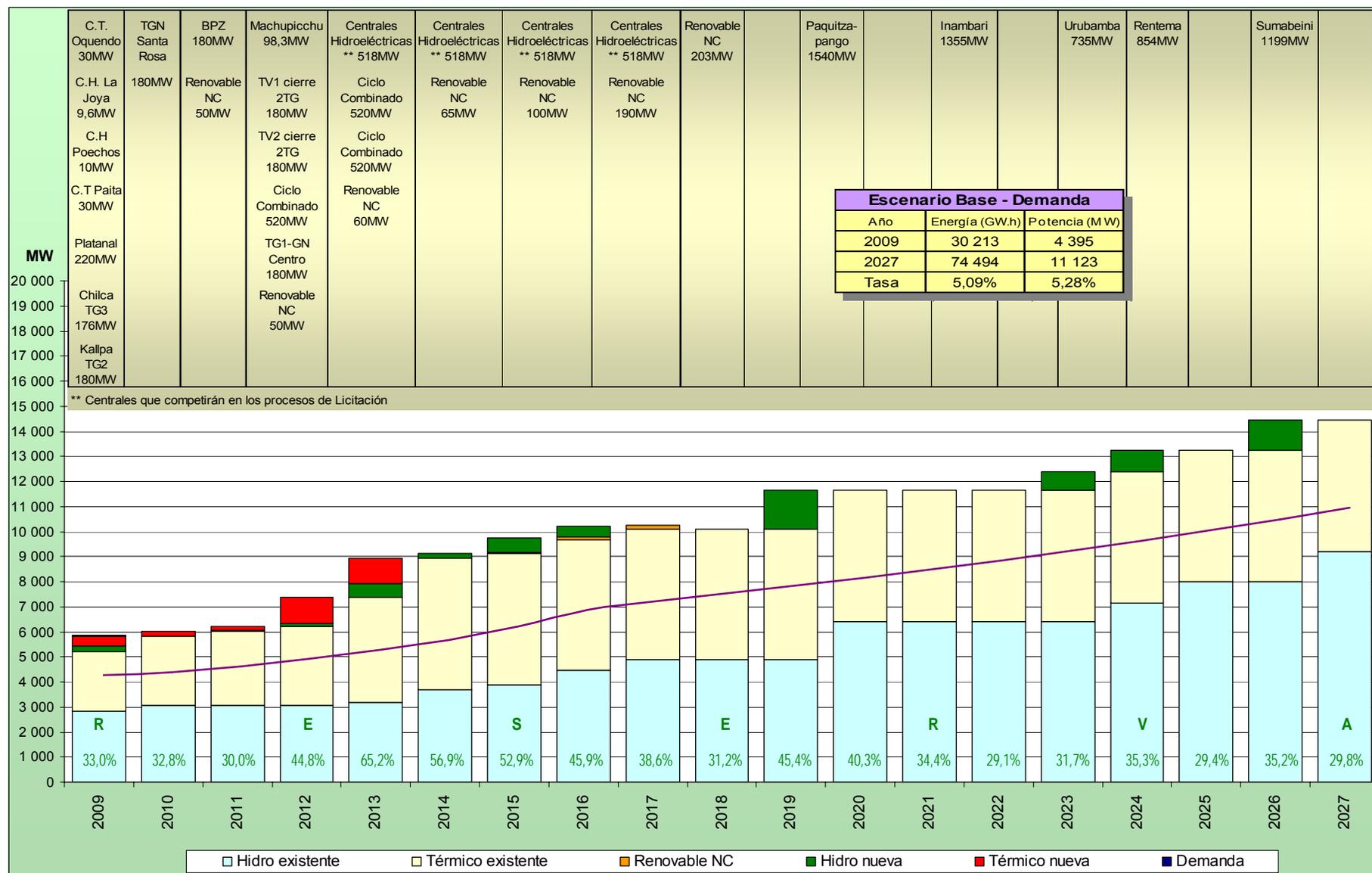


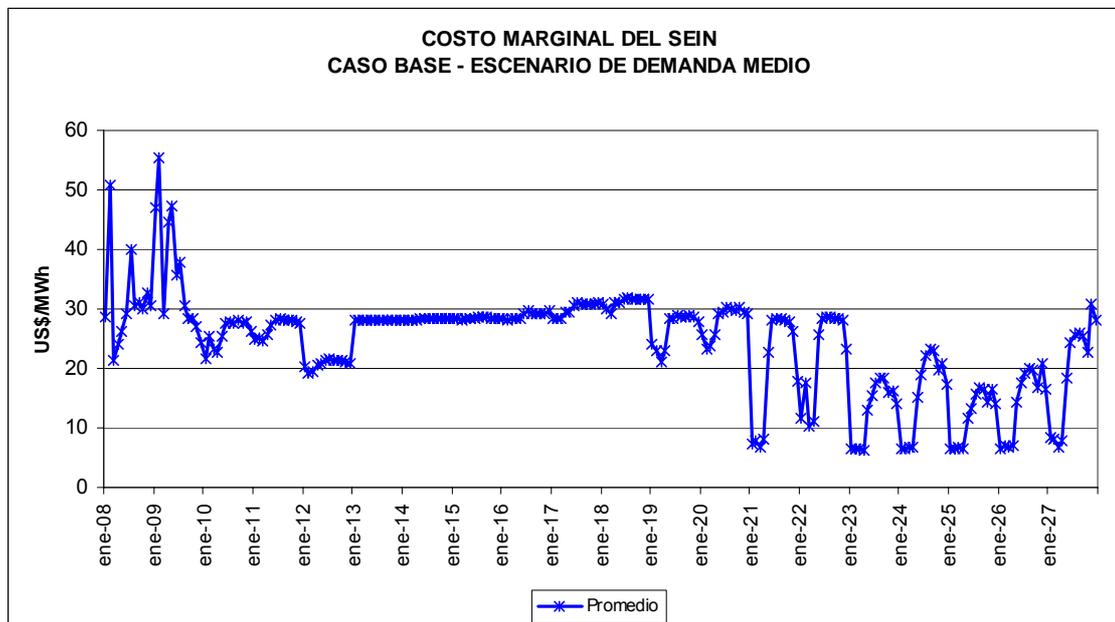
Gráfico N° 3.23
Balance Oferta – Demanda – Escenario de Demanda Conservador



3.4.5.5 Costos Marginales del SEIN

La evolución del costo marginal promedio del SEIN (Costo Marginal de Corto Plazo) para el Escenario de Demanda Medio en el horizonte del estudio se presenta en el Gráfico N° 3.24

Gráfico N° 3.24



Hay que tener en cuenta que dado que el sistema de transmisión troncal es muy sólido a partir del ingreso de los principales proyectos de reforzamiento al Norte y al Sur (2011), y que la expansión de generación es descentralizada, no se originan congestiones en estos enlaces, y por tanto las diferencias de costos marginales entre las barras del sistema son despreciables, y no se requiere explicitar sus valores.

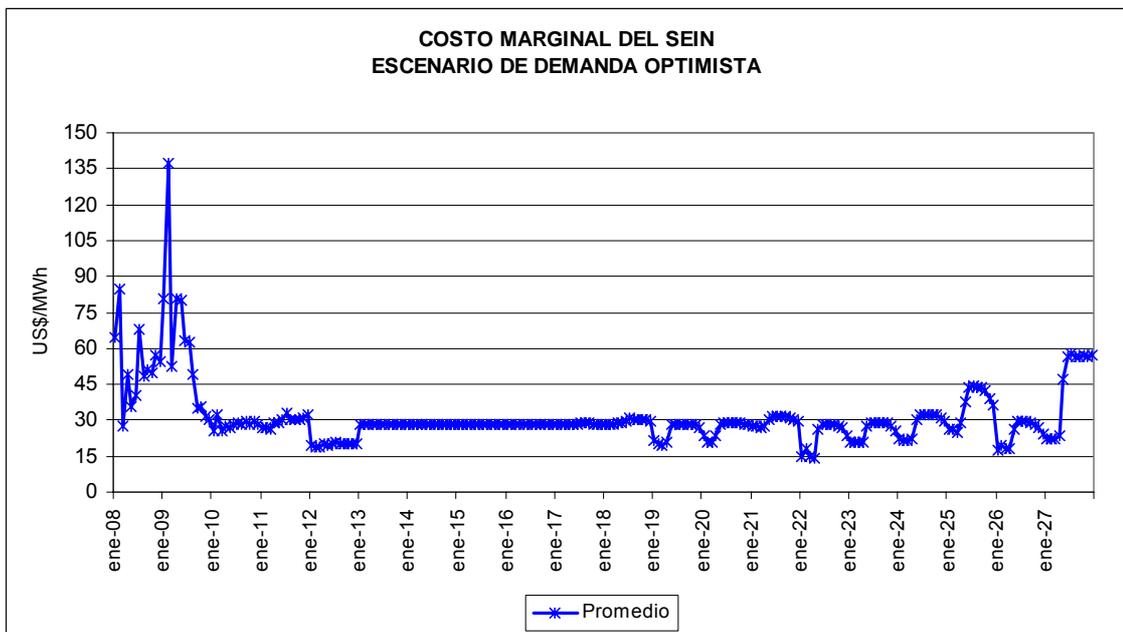
Se observa que con el ingreso de las centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas, los costos marginales están acotados a valores máximos un poco mayores a 30 US\$/MWh, y menores en alrededor de 5 US\$/MWh. Este último al final del período con el ingreso de las grandes centrales hidráulicas.

El incremento sensible de valores de costos marginales en el año 2013 se debe al incremento de precio del gas por el peaje “estampilla” de los gasoductos al Norte y al Sur.

Dado que el nuevo esquema de fijación de precios ya no se basa en costos marginales, los bajos valores observados no son relevantes para el precio en barra.

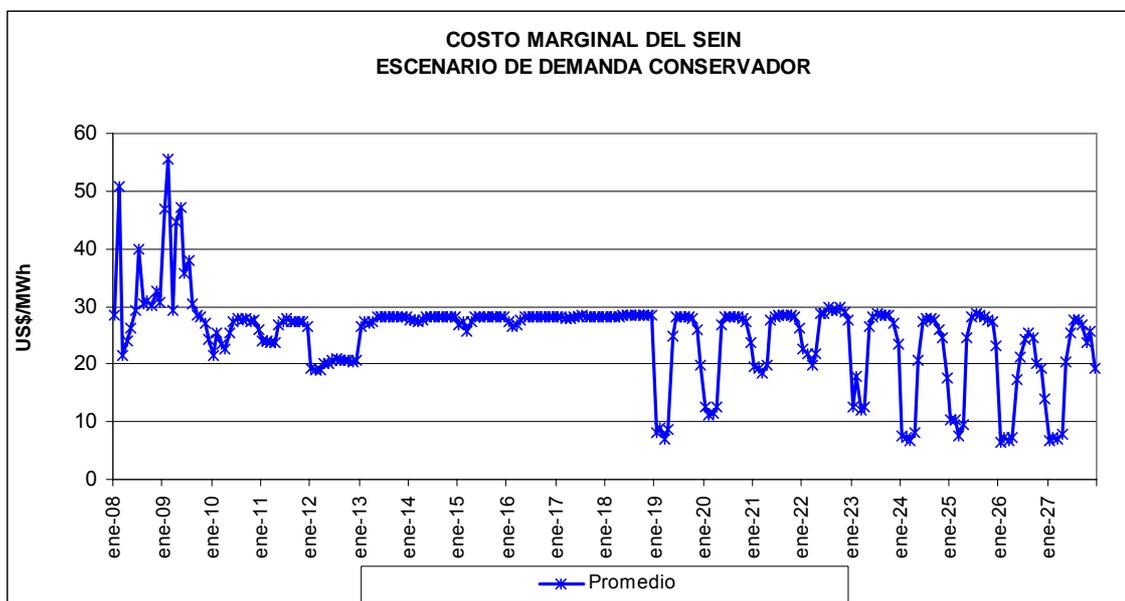
La evolución del costo marginal promedio del SEIN (Costo Marginal de Corto Plazo) para el Escenario de Demanda Optimista en el horizonte del estudio se presenta en el Gráfico N° 3.25.

Gráfico N° 3.25



La evolución del costo marginal promedio del SEIN (Costo Marginal de Corto Plazo) para el Escenario de Demanda Conservador en el horizonte del estudio se presenta en el Gráfico N° 3.26.

Gráfico N° 3.26



Se observa que con el ingreso de las centrales de ciclo combinado e hidroeléctricas, los costos marginales están acotados a valores máximos un poco mayores a 30 US\$/MWh, y menores en alrededor de 5 US\$/MWh. Este último al final del período con el ingreso de las grandes centrales hidráulicas.

El incremento sensible de valores de costos marginales en el año 2013 se debe al incremento de precio del gas por el peaje “estampilla” de los gasoductos al Norte y al Sur.

Dado que el nuevo esquema de fijación de precios ya no se basa en costos marginales, los bajos valores observados no son relevantes para el precio en barra.

Los costos marginales determinados por la expansión de la generación para el Escenario de Oferta Base y Escenarios de Demanda Medio, Optimista y Conservador se presentan en los Gráficos N° 3.24, N° 3.25 y N° 3.26.

3.4.4.6 Proyección de la Estructura Hidrotérmica del Parque Generador – Potencia Efectiva del SEIN

La proyección de la estructura Hidrotérmica de Potencia Efectiva del parque generador del SEIN para el Escenario de Demanda Medio se presenta en el Cuadro N° 3.26, y esquemáticamente, en MW y porcentaje, en los Gráficos N° 3.27 y N° 3.28 respectivamente.

De manera similar, para el Escenario de Demanda Optimista, se presenta la proyección hidro – térmica en el Cuadro N° 3.27 y los Gráficos N° 3.29 y N° 3.30, y para el Escenario de Demanda Conservador en el Cuadro N° 3.27 y los Gráficos N° 3.31 y N° 3.32.

Se observa que para el Escenario de Demanda Medio, el componente de equipamiento de generación hidráulica alcanza al 55% del parque generador, a inicio del período para descender al 41%, por el año 2013 y alcanzando a un 65% al final del período.

Para el Escenario de Demanda Optimista, el componente de equipamiento de generación hidráulica, al inicio del período, alcanza un 55% del parque generador, por el año 2012 un 38% y un 58% al final del período. Finalmente de manera similar para el Escenario de Demanda Conservador los valores oscilan entre un 42% por el año 2013, y un 64%, al final del período.

Cuadro Nº 3.26
Potencia Efectiva del SEIN
Escenario de Demanda Medio

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 242	6 305
2012	3 161	4 302	7 463
2013	3 741	5 342	9 083
2014	3 930	5 342	9 272
2015	4 498	5 342	9 840
2016	4 929	5 342	10 271
2017	5 049	5 342	10 391
2018	5 049	5 522	10 571
2019	6 589	5 522	12 111
2020	6 589	5 522	12 111
2021	7 944	5 522	13 466
2022	7 944	5 522	13 466
2023	9 588	5 522	15 110
2024	9 588	5 522	15 110
2025	10 323	5 522	15 845
2026	10 323	5 522	15 845
2027	10 323	5 522	15 845

Gráfico Nº 3.27

POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

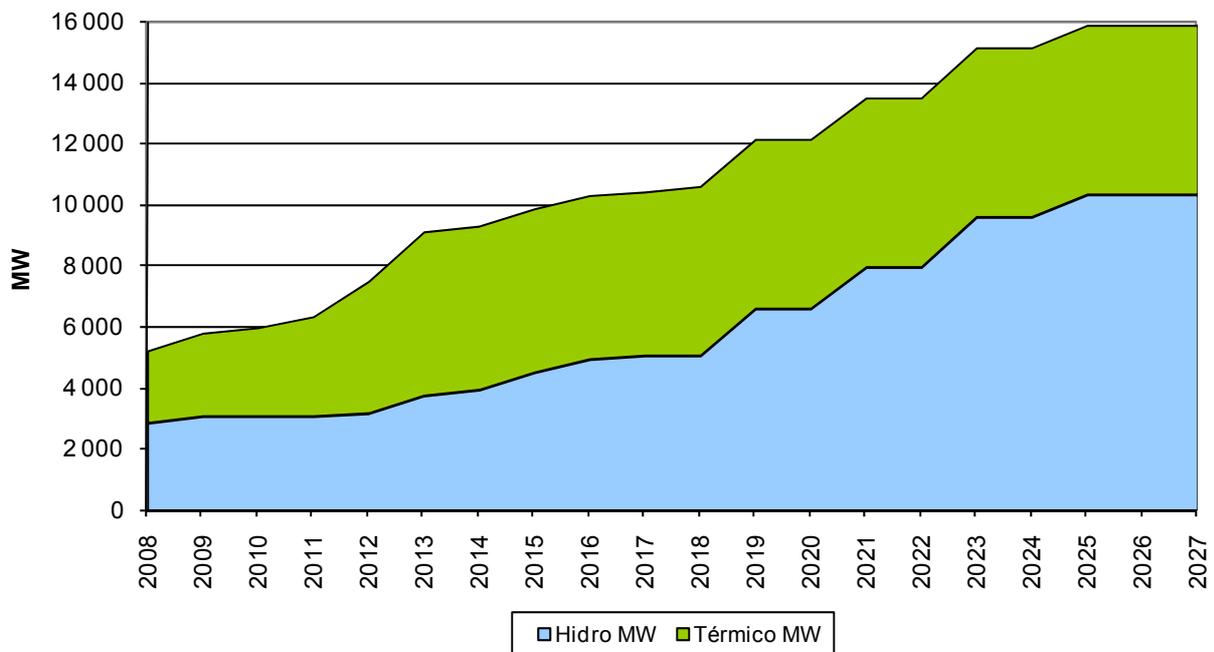
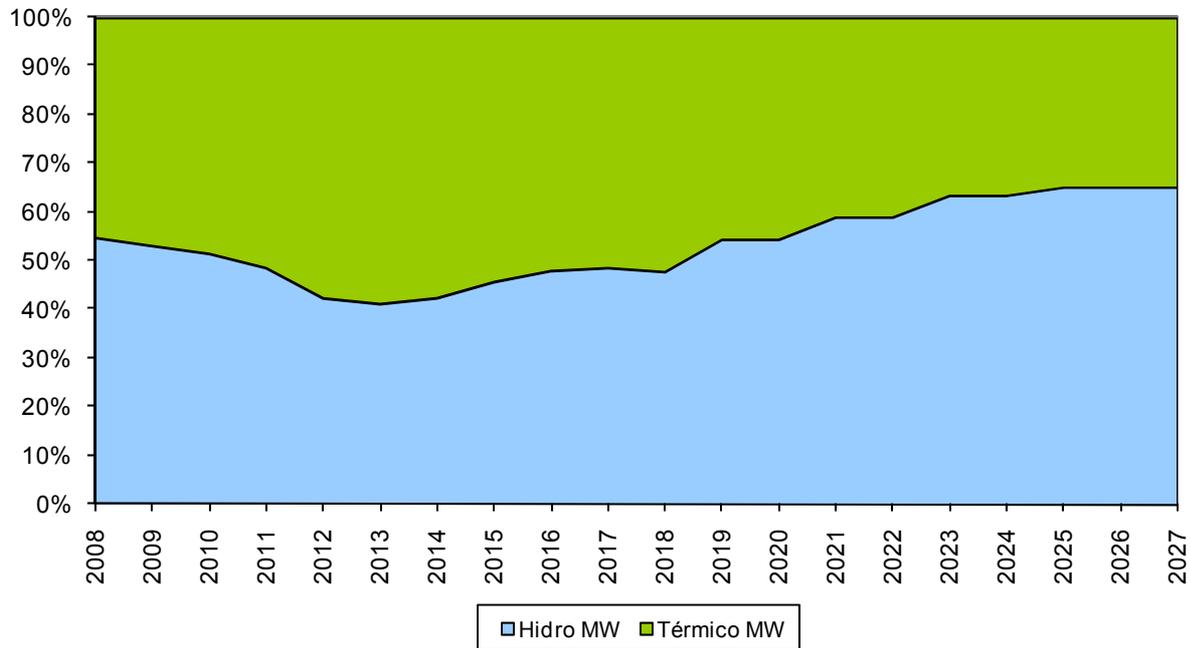


Gráfico N° 3.28

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO**



Cuadro N° 3.27

**Potencia Efectiva del SEIN
Escenario de Demanda Optimista**

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 242	6 305
2012	3 161	5 142	8 303
2013	3 888	6 182	10 070
2014	4 077	6 182	10 259
2015	4 865	6 182	11 047
2016	5 296	6 182	11 478
2017	5 416	6 362	11 778
2018	5 416	6 542	11 958
2019	6 956	6 542	13 498
2020	6 956	6 542	13 498
2021	6 956	6 542	13 498
2022	8 311	6 542	14 853
2023	8 311	6 542	14 853
2024	8 311	6 542	14 853
2025	8 311	7 262	15 573
2026	9 900	7 262	17 162
2027	9 900	7 262	17 162

Gráfico N° 3.29

**POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**

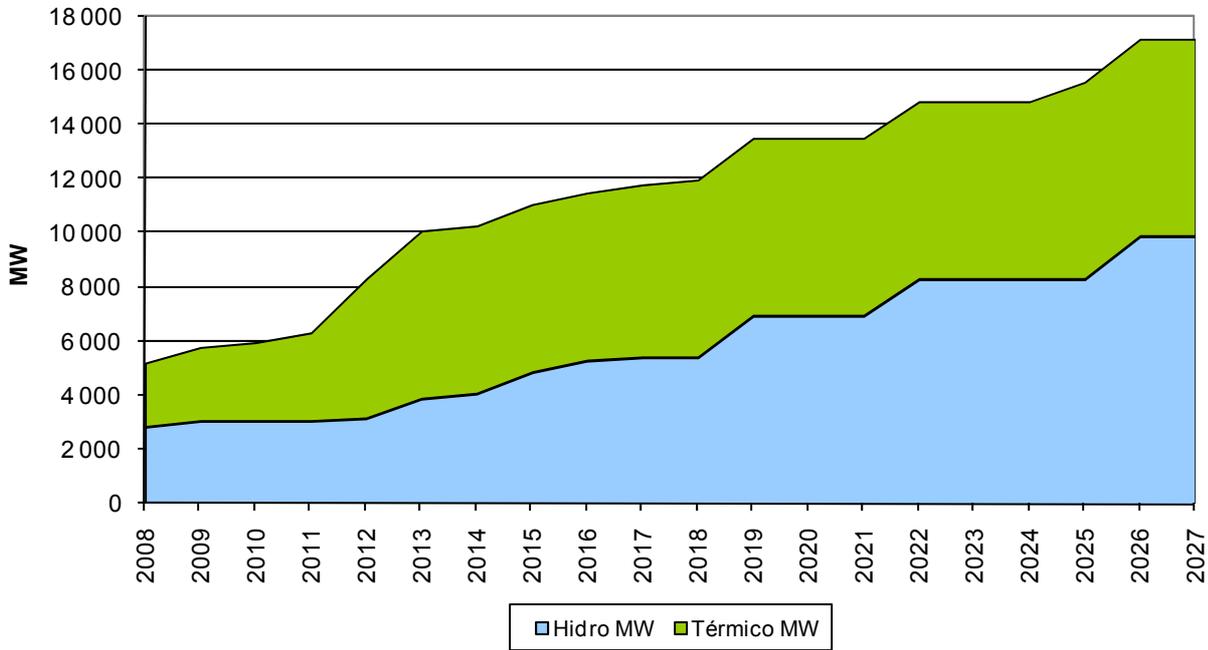
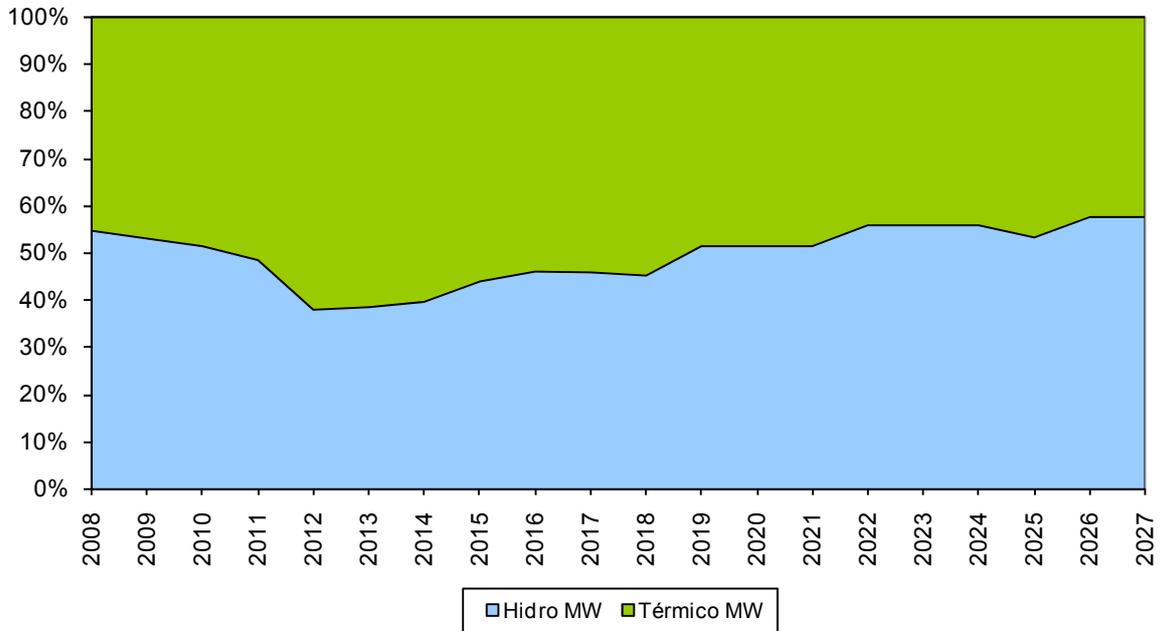


Gráfico N° 3.30

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**



Cuadro Nº 3.28
Potencia Efectiva del SEIN

Escenario de Demanda Conservador

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 062	6 125
2012	3 161	4 122	7 283
2013	3 679	5 162	8 841
2014	3 868	5 162	9 030
2015	4 436	5 162	9 598
2016	4 867	5 162	10 029
2017	4 867	5 162	10 029
2018	4 867	5 162	10 029
2019	6 407	5 162	11 569
2020	6 407	5 162	11 569
2021	6 407	5 162	11 569
2022	6 407	5 162	11 569
2023	7 142	5 162	12 304
2024	7 996	5 162	13 158
2025	7 996	5 162	13 158
2026	9 195	5 162	14 357
2027	9 195	5 162	14 357

Gráfico Nº 3.31

POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR

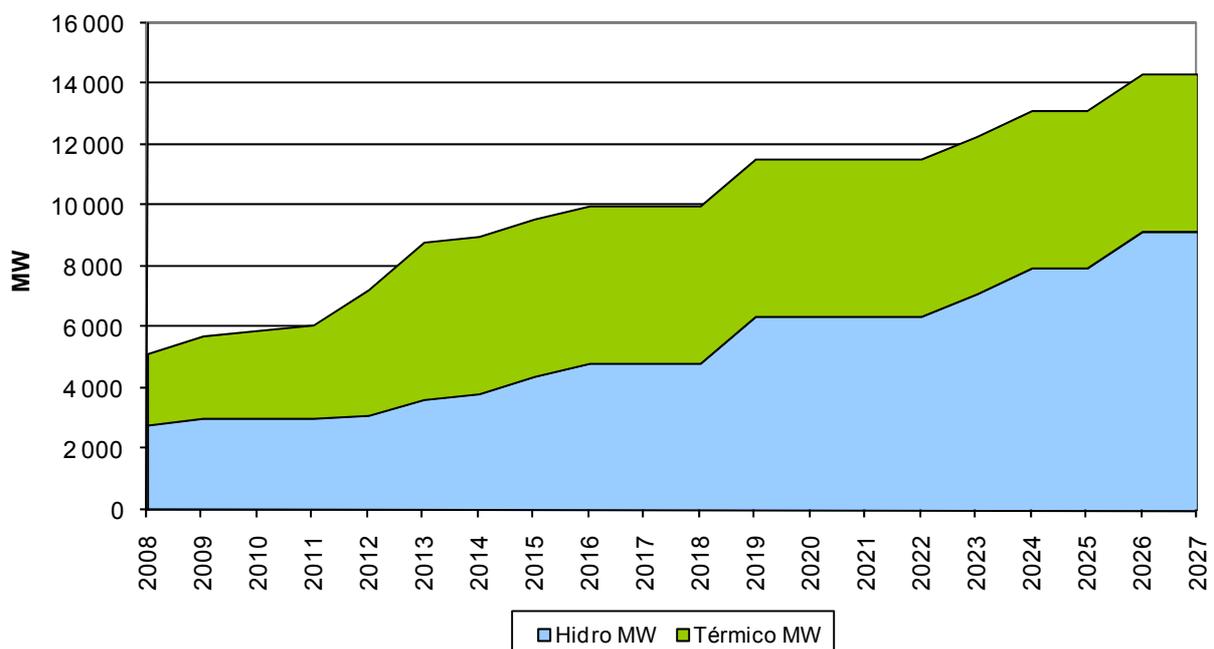
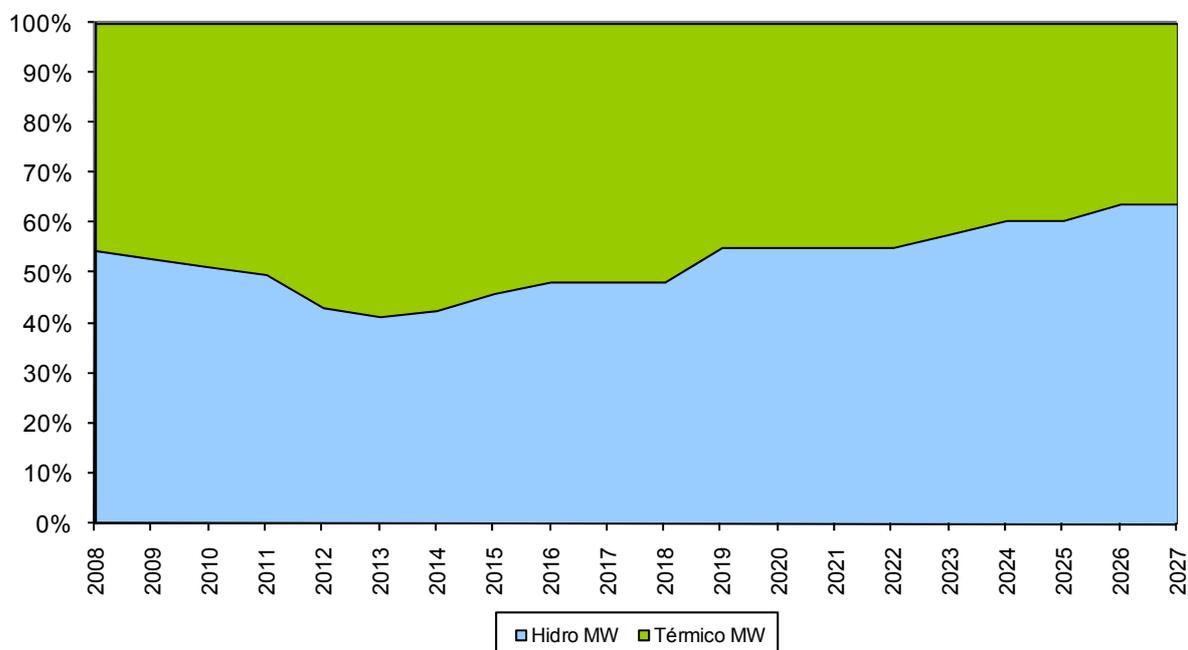


Gráfico N° 3.32

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**



3.4.4.6 Producción de Electricidad por Tipo de Energético

La proyección de la generación eléctrica por tipo de energético del SEIN para el Escenario de Demanda Medio se presenta en el Cuadro N° 3.29, y esquemáticamente, en MW y porcentaje, en los Gráficos N° 3.33 y N° 3.34 respectivamente.

De manera similar, para el Escenario de Demanda Optimista, se presenta la proyección de generación de electricidad en el Cuadro N° 3.3 y los Gráficos N° 3.35 y N° 3.36, y para el Escenario de Demanda Conservador en el Cuadro N° 3.31 y los Gráficos N° 3.37 y N° 3.38.

Se observa que para todos los escenarios los energéticos predominantes para la producción de electricidad son la generación hidráulica y la generación térmica a gas natural, quedando la producción por otros energéticos de manera marginal, principalmente al inicio del período y para cubrir la producción en horas punta y en estiaje.

Se observa que para el Escenario de Demanda Medio el despacho de generación hidráulica participa porcentualmente de un 70%, al inicio del período, reduciéndose a un mínimo de 62%, para el año 2014 e incrementándose luego hasta alcanzar un máximo de 95% para el año 2025.

De manera similar, para el Escenario de Demanda Optimista, se tiene un despacho hidráulico mínimo de 63% para el año 2013, y alcanzando un máximo de 87% para el año 2026.

Finalmente, para el Escenario de Demanda Conservador, se presenta un despacho mínimo para el año 2012.

Cuadro Nº 3.29
Generación Eléctrica del SEIN por tipo de Fuente (en GW h)
Escenario de Demanda Medio

Año	Hidro	Gas	Carbón	Residual	Diesel
2008	20 597	6 853	61	19	0
2009	20 606	7 721	63	92	0
2010	21 655	8 006	0	0	0
2011	21 987	10 464	0	0	0
2012	22 164	12 675	0	0	0
2013	25 735	13 222	0	0	0
2014	26 818	16 459	0	0	0
2015	30 965	18 014	0	0	0
2016	34 538	18 281	0	0	0
2017	35 295	19 442	0	0	0
2018	35 515	21 149	4	0	0
2019	46 120	12 601	0	0	0
2020	46 654	14 230	0	0	0
2021	55 974	7 711	0	0	0
2022	56 904	9 276	0	0	0
2023	65 432	3 388	0	0	0
2024	67 079	4 529	0	0	0
2025	70 848	3 707	0	0	0
2026	72 238	4 595	2	3	0
2027	73 361	6 568	6	10	6

Gráfico Nº 3.33

GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

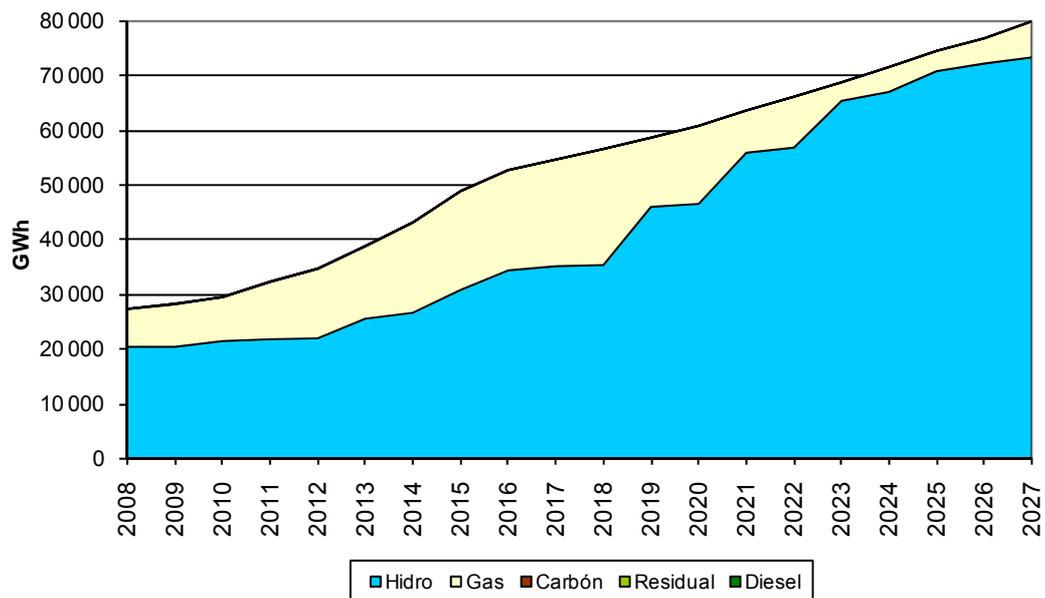
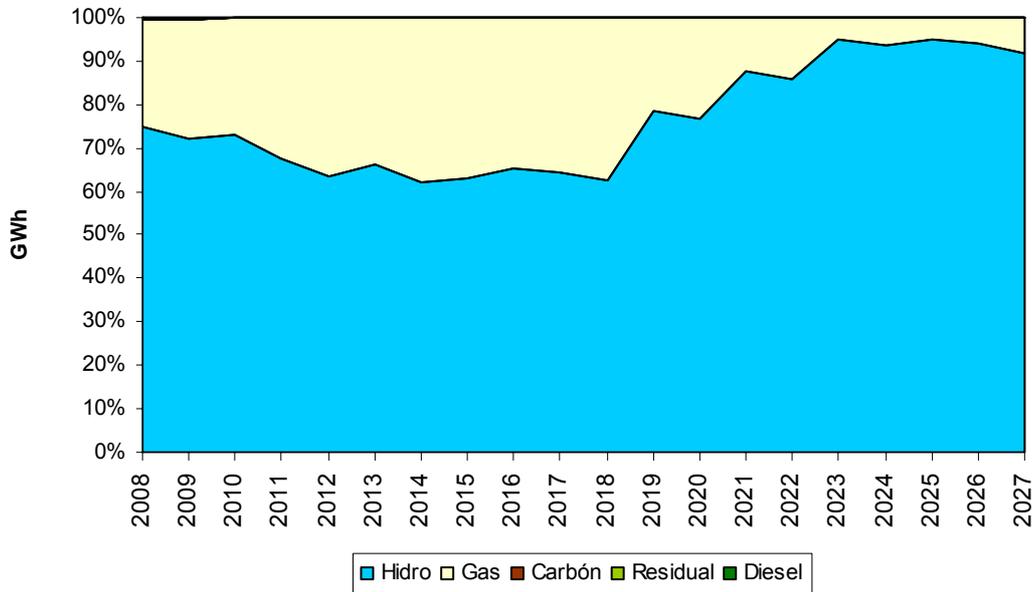


Gráfico N° 3.34

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO**



Cuadro N° 3.30

Generación Eléctrica del SEIN por tipo de Fuente (en GW h)

Escenario de Demanda Optimista

Año	Hidro	Gas	Carbón	Residual	Diesel
2008	20 213	8 429	179	249	22
2009	20 195	9 432	125	295	69
2010	21 241	9 732	1	0	0
2011	21 572	12 231	12	0	0
2012	21 741	14 594	0	0	0
2013	26 308	15 335	0	0	0
2014	27 436	18 402	0	0	0
2015	33 093	17 021	0	0	0
2016	36 765	17 396	0	0	0
2017	37 468	18 820	0	0	0
2018	37 770	20 665	0	0	0
2019	48 044	12 642	0	0	0
2020	48 492	14 616	0	0	0
2021	48 791	17 375	9	2	0
2022	59 052	9 931	0	0	0
2023	59 330	12 605	0	0	0
2024	59 775	15 274	17	3	2
2025	60 418	17 695	97	48	128
2026	70 555	10 943	8	0	0
2027	66 564	17 598	120	161	329

Gráfico N° 3.35

**GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN POR TIPO DE FUENTE
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**

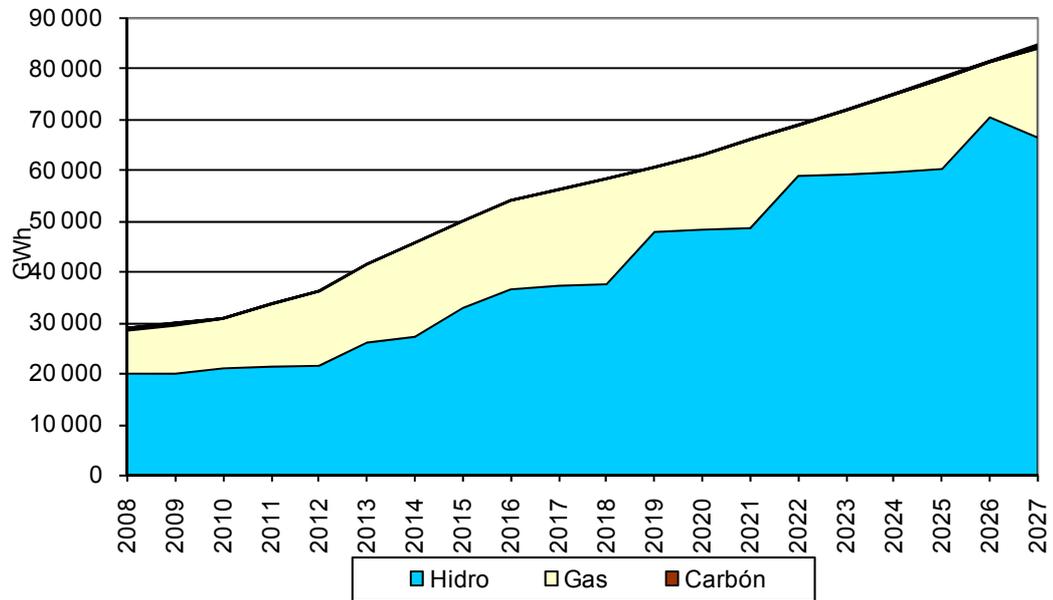
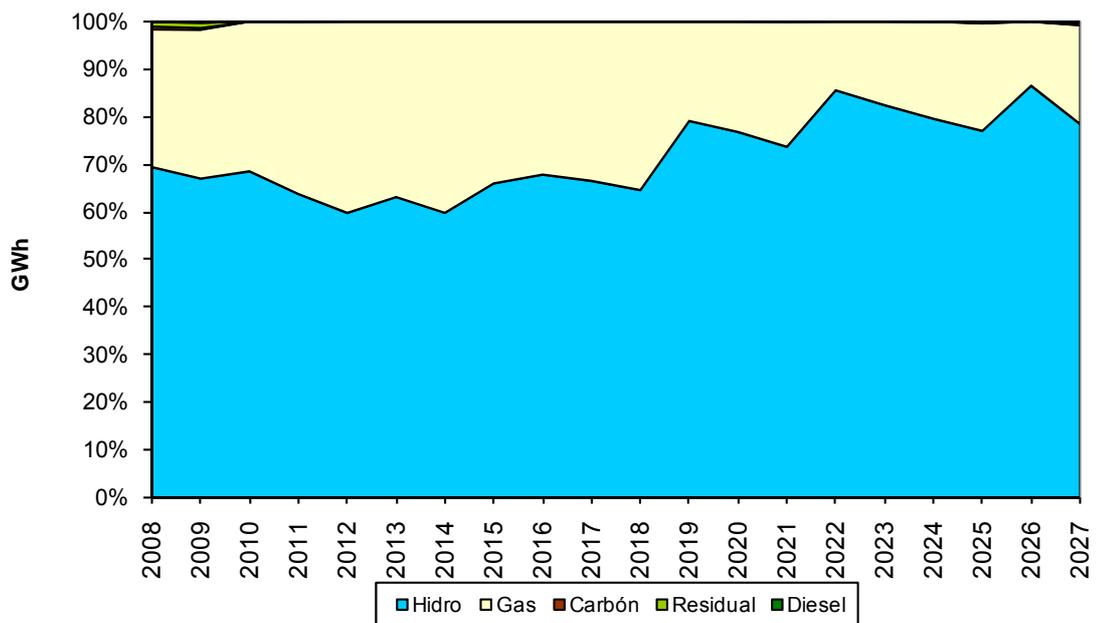


Gráfico N° 3.36

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**



Cuadro Nº 3.31
Generación Eléctrica del SEIN por tipo de Fuente (en GW h)
Escenario de Demanda Conservador

Año	Hidro	Gas	Carbón	Residual	Diesel
2008	20 270	6 848	61	19	0
2009	20 614	7 713	63	92	0
2010	21 709	7 952	0	0	0
2011	21 921	9 187	0	0	0
2012	22 165	11 496	0	0	0
2013	25 903	9 663	0	0	0
2014	27 042	11 203	0	0	0
2015	31 109	10 896	0	0	0
2016	34 730	11 539	0	0	0
2017	34 639	13 701	0	0	0
2018	34 875	15 480	0	0	0
2019	44 640	7 585	0	0	0
2020	45 267	8 863	0	0	0
2021	45 472	10 739	0	0	0
2022	45 779	12 629	0	0	0
2023	51 065	9 471	0	0	0
2024	56 275	6 701	0	0	0
2025	57 216	8 331	1	1	0
2026	63 014	5 241	0	0	0
2027	63 970	6 961	3	4	1

Gráfico Nº 3.37

GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR

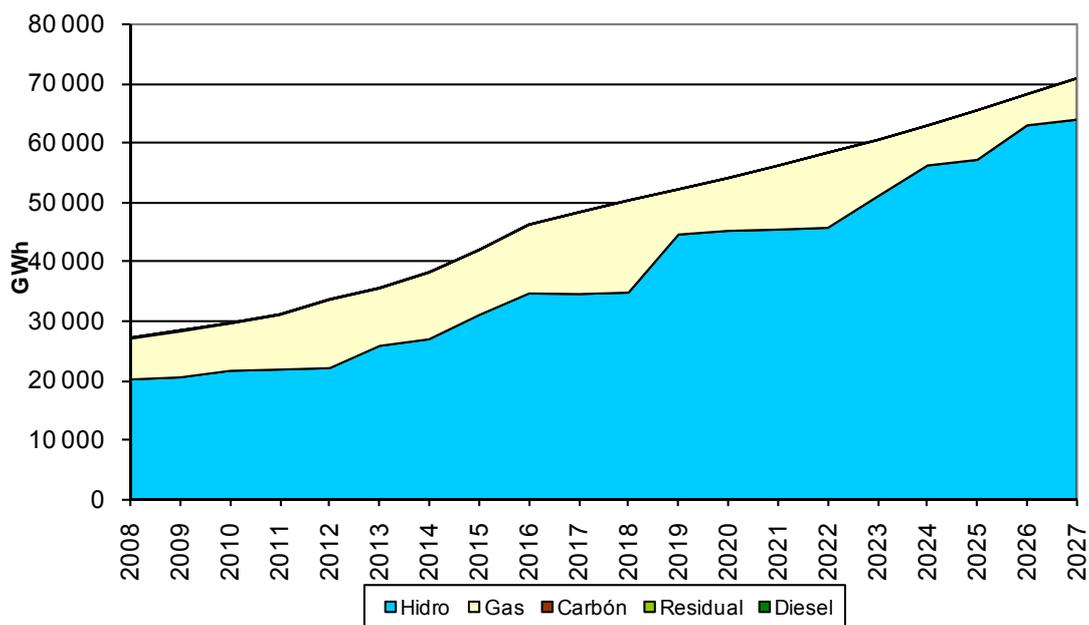
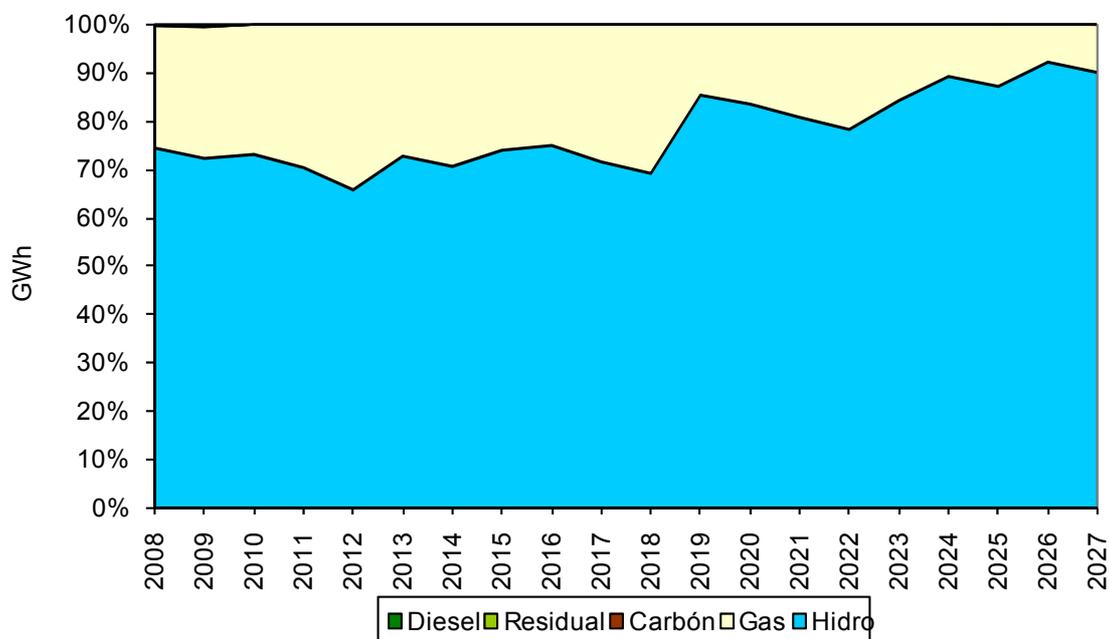


Gráfico N° 3.38

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO BASE - ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**



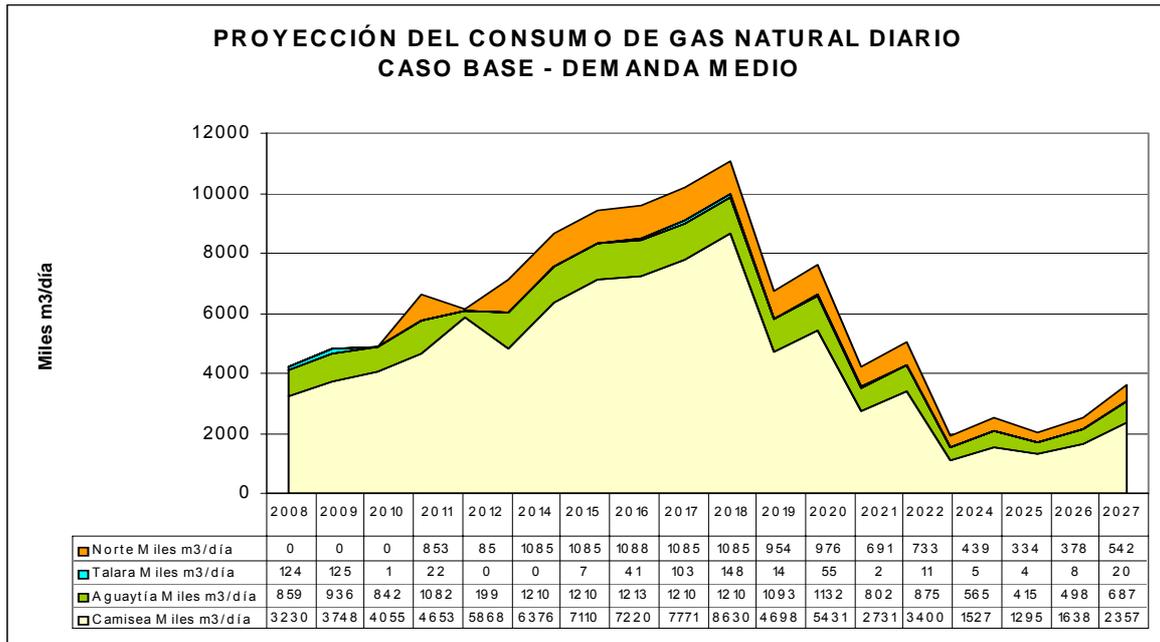
3.4.4.7 Consumo de Gas Natural

a) Consumo de GN Promedio Anual

El consumo del GN para el Escenario de Demanda Medio, en la generación eléctrica por fuente de procedencia (Camisea, Aguaytía, Talara y Zorritos-Tumbes) se presenta esquemáticamente y en valores en el Gráfico N° 3.39

Se puede apreciar en el horizonte que el consumo del GN de Camisea para generación eléctrica se incrementa de un promedio de 3 748 miles de m³/día (132,4 MMPCD), para el 2009, a un máximo de 8 630 miles de m³/día (305 MMPCD) hasta antes del ingreso de las grandes centrales hidráulicas, año 2017, para disminuir a 2 357 miles de m³/día (83,2 MMPCD) al final del período.

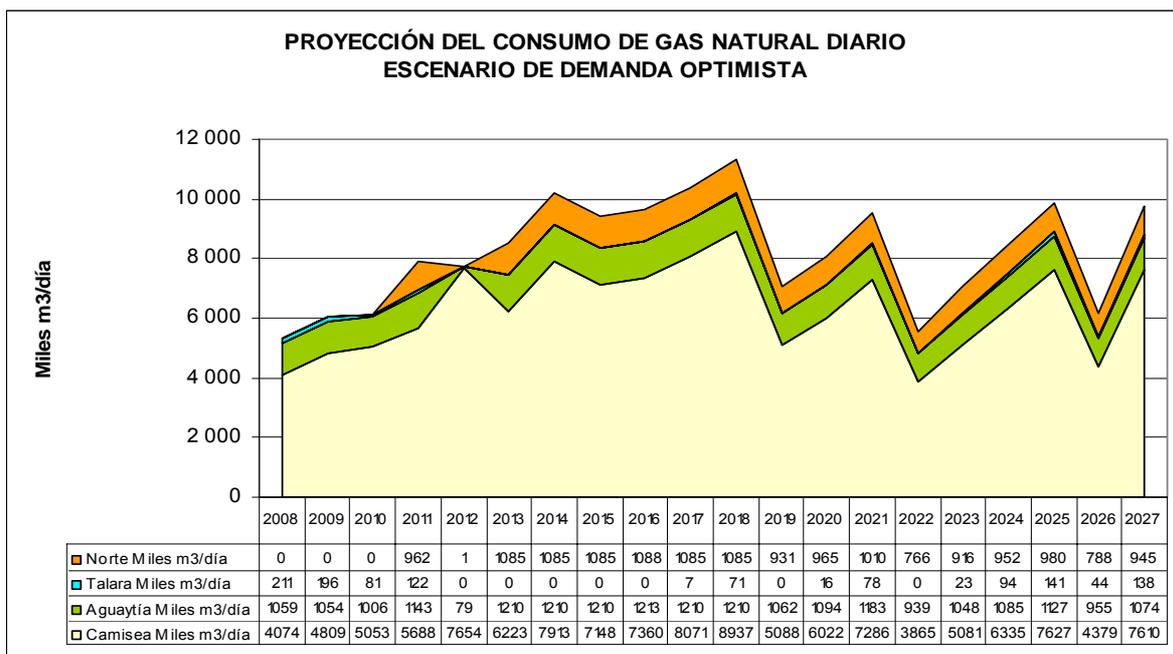
Gráfico N° 3.39



De manera similar, el consumo del GN para el Escenario de Demanda Optimista, en la generación eléctrica por fuente de procedencia se presenta esquemáticamente y en valores en el Gráfico N° 3.40

Se puede apreciar en el horizonte que el consumo del GN de Camisea para generación eléctrica se incrementa de 4 809 miles de m³/día (170 MMPCD), para el 2009, a un máximo de 8 937 miles de m³/día (316 MMPCD) hasta antes del ingreso de las grandes centrales hidráulicas, año 2017, para disminuir a 2 357 miles de m³/día (269 MMPCD) al final del período.

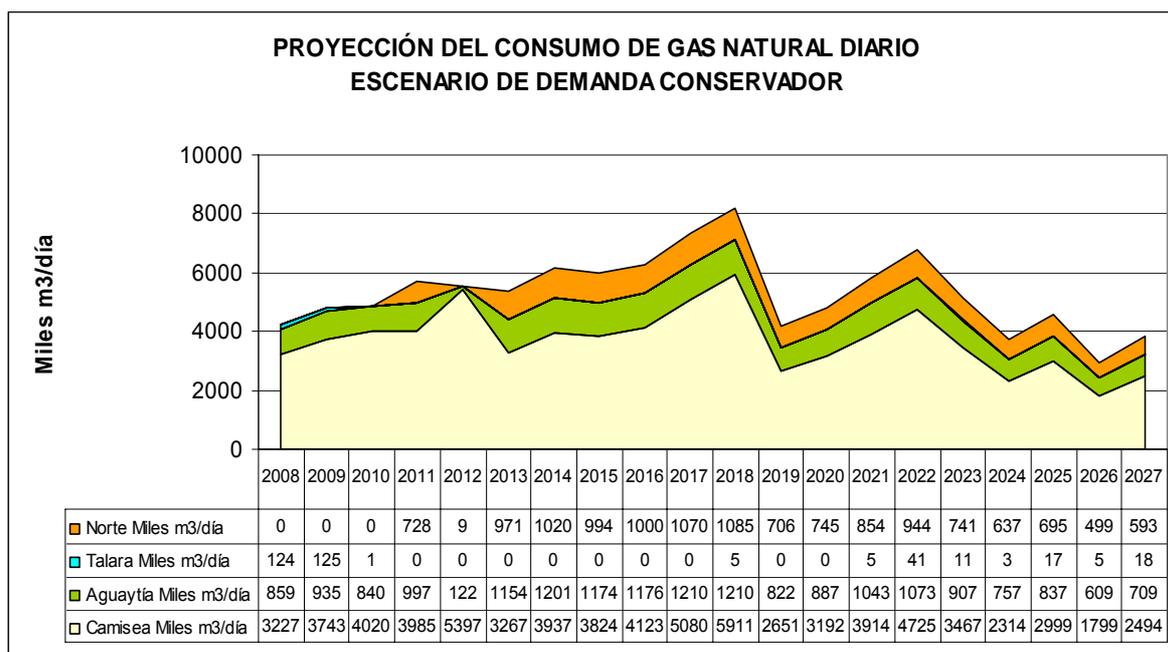
Gráfico N° 3.40



Finalmente, el consumo del GN para el Escenario de Demanda Conservador, en la generación eléctrica por fuente de procedencia se presenta esquemáticamente y en valores en el Gráfico N° 3.41.

Se puede apreciar en el horizonte que el consumo del GN de Camisea para generación eléctrica se incrementa de 3 743 miles de m³/día (132 MMPCD), para el 2009, a un máximo de 5 911 miles de m³/día (209 MMPCD) hasta antes del ingreso de las grandes centrales hidráulicas, año 2017, para disminuir a 2 494 miles de m³/día (88 MMPCD) al final del período.

Gráfico N° 3.41



El consumo total estimado de gas natural en generación eléctrica en el período 2008 – 2027, para los Escenarios de Demanda Medio, Optimista y Conservador; expresado en millones de m³ y millones de pie³, se presenta en el Cuadro N° 3.32

Cuadro N° 3.32

Proyección del Consumo de GN en el SEIN

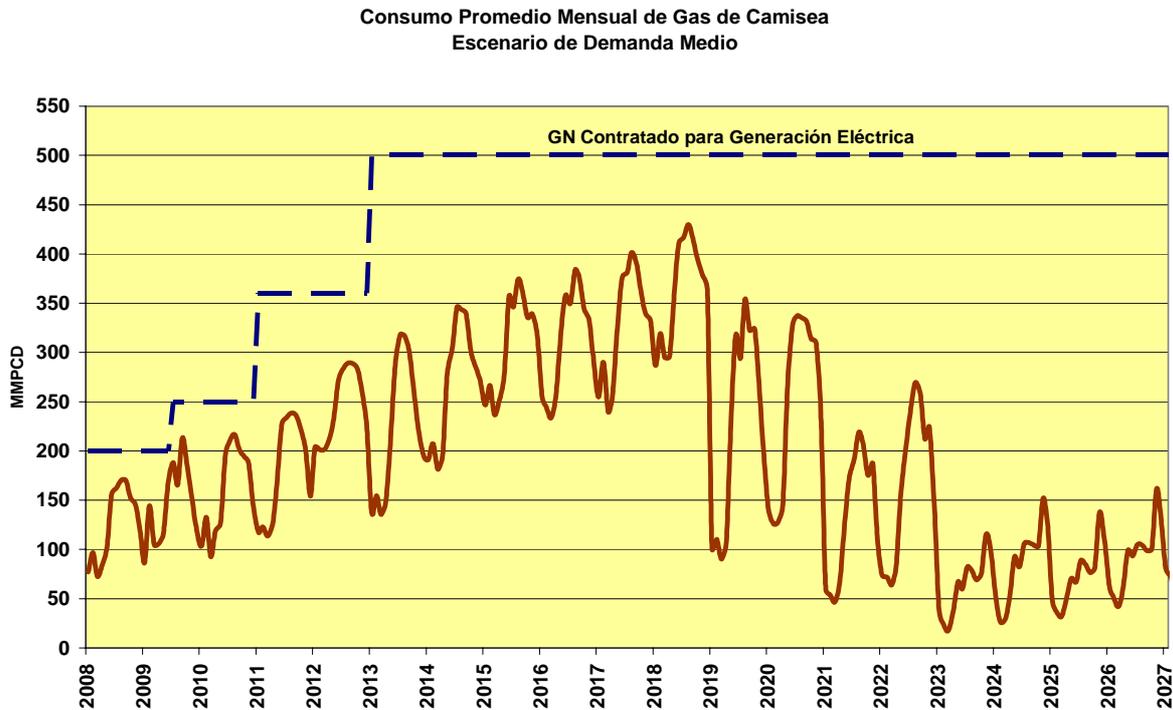
Volumen de Consumo de GN en el Período 2008 - 2017

Fuente	Escenario Conservador		Escenario Medio		Escenario Optimista	
	Millones m ³	Millones pie ³	Millones m ³	Millones pie ³	Millones m ³	Millones pie ³
Camisea	27 035	954 724	32 011	1 130 443	46 071	1 626 999
Aguaytía	6 761	238 752	6 456	228 005	7 728	272 909
Talara	130	4 592	252	8 912	447	15 778
Norte	4 851	171 316	4 690	165 620	5 742	202 784
Total	38 777	1 369 384	43 409	1 532 981	59 988	2 118 470

b) Consumo Promedio Mensual – Gas de Camisea

Para poder apreciar la utilización estacional del Gas de Camisea durante el año, en el Gráfico N° 3.42, se presenta el consumo promedio mensual del gas natural de Camisea en el período 2008 – 2027, para el Escenario de Demanda Medio expresado en millones de pie³/día.

Gráfico N° 3.42



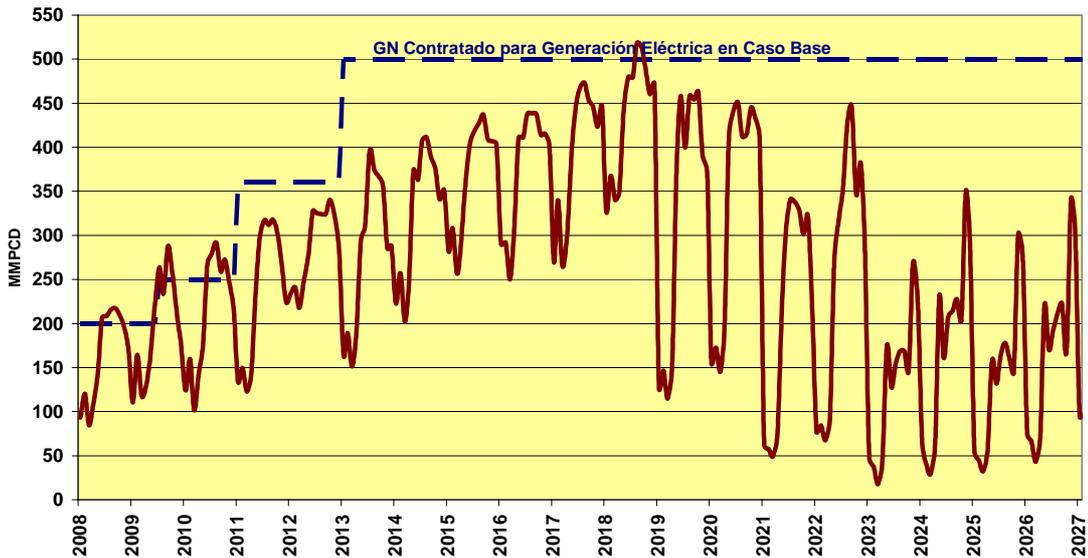
Si bien las capacidades contratadas de GN para generación eléctrica, son mayores que los promedios mensuales, los consumos “instantáneos” en horas punta, y en contingencia, sí pueden alcanzar el máximo contratado, pero sin embargo se presenta una alta variabilidad en el despacho de energía, de las centrales a gas natural, debido a las fuertes variaciones estacionales hidrológicas de un parque generador con un gran componente hidráulico.

Se observa un fuerte incremento de consumo del GN de Camisea, desde el inicio del período hasta el año 2018, cuando entra en servicio las grandes centrales hidráulicas.

Para evaluar el impacto de los “años secos” en el consumo de GN de Camisea se simuló un caso de operación del SEIN bajo hidrología seca, con una probabilidad del 90%, resultando el consumo promedio mensual mostrado en el Gráfico N° 3.43, en donde se puede apreciar que las capacidades contratada de GN son adecuada para cubrir los períodos de hidrología seca, y mas bien es importante mantener esos niveles de capacidad contratada como respaldo para afrontar estas condiciones hidrológicas críticas.

Gráfico N° 3.43

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Medio
Caso de Sensibilidad - Hidrología Seca



En los Gráficos N° 3.44 y N° 3.45, se presentan esquemáticamente los consumos de gas natural de Camisea del SEIN, para los Escenarios de Demanda Optimista y Conservador, respectivamente.

Gráfico N° 3.44

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Optimista

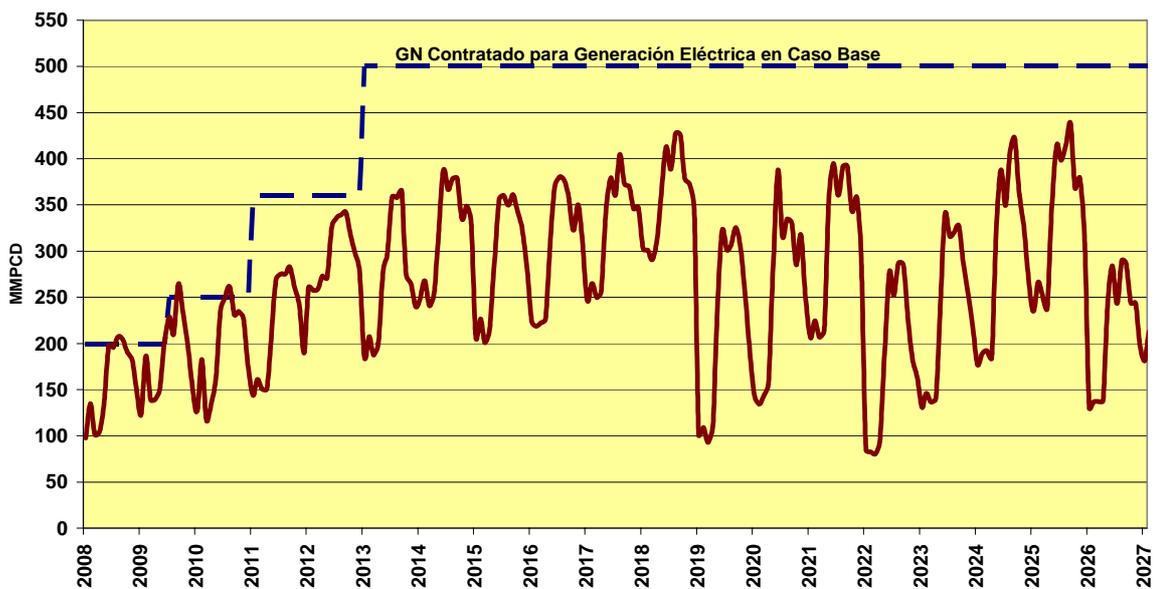
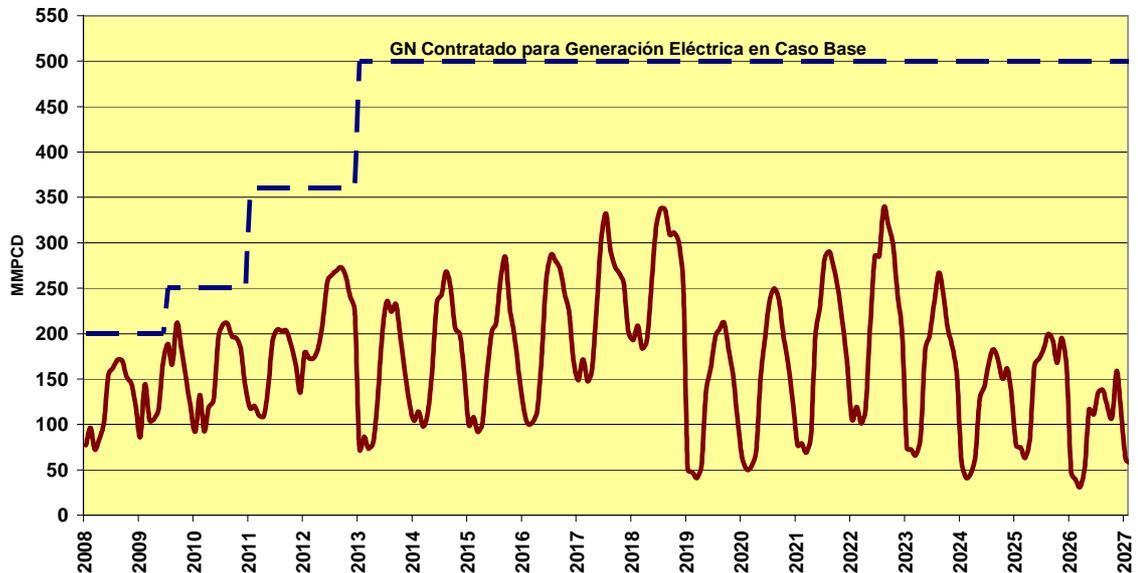


Gráfico N° 3.45

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Conservador



3.4.4.8 Emisiones

La estimación de emisiones, en toneladas por año, producidas por las centrales de generación térmicas para los escenarios de demanda Medio, Optimista y Conservador, se presentan en los Gráficos N° 3.46, N° 3.47 y N° 3.48, por contaminante Dióxido de Carbono (CO₂) Óxido de Nitrógeno (NO_x) y Monóxido de Carbono (CO), respectivamente. Asimismo estos valores de emisiones se presentan en los Cuadros N° 3.33, N° 3.34 y N° 3.35 para el CO₂, NO_x y CO respectivamente.

Se observa en todos los escenarios que las emisiones, a partir del año inicial, se incrementan hasta el año 2018, a partir del cual ingresan los grandes proyectos hidráulicos y se presenta una sensible disminución de las emisiones. Pero sin embargo, en el escenario optimista las emisiones se mantienen en un nivel relativamente alto en todo el horizonte de estudio

Gráfico N° 3.46

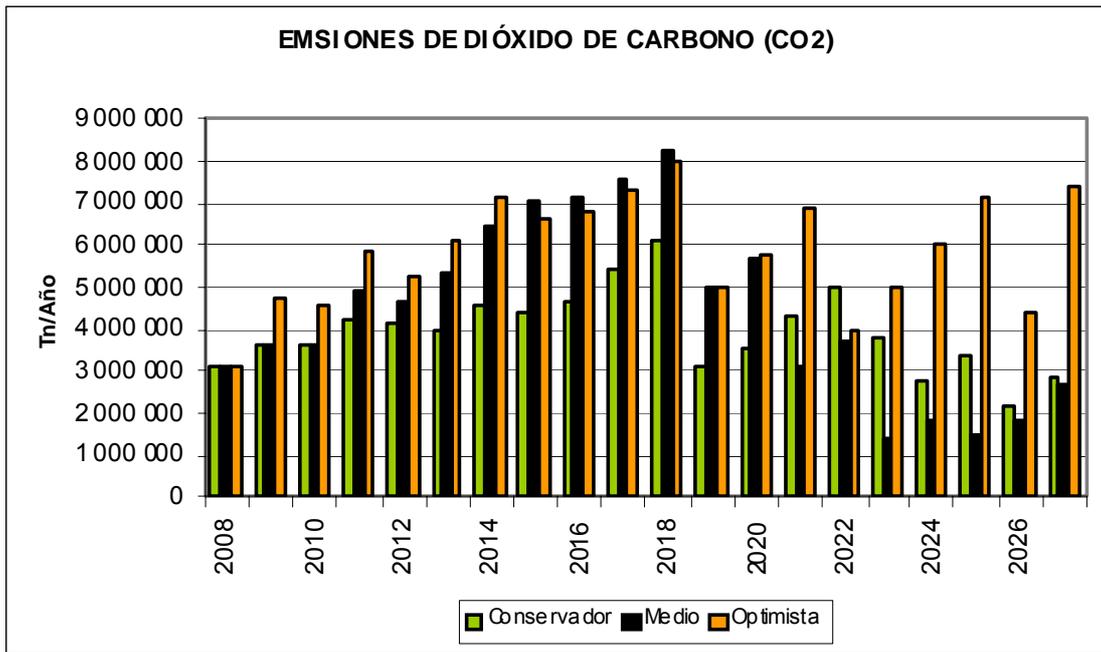


Gráfico N° 3.47

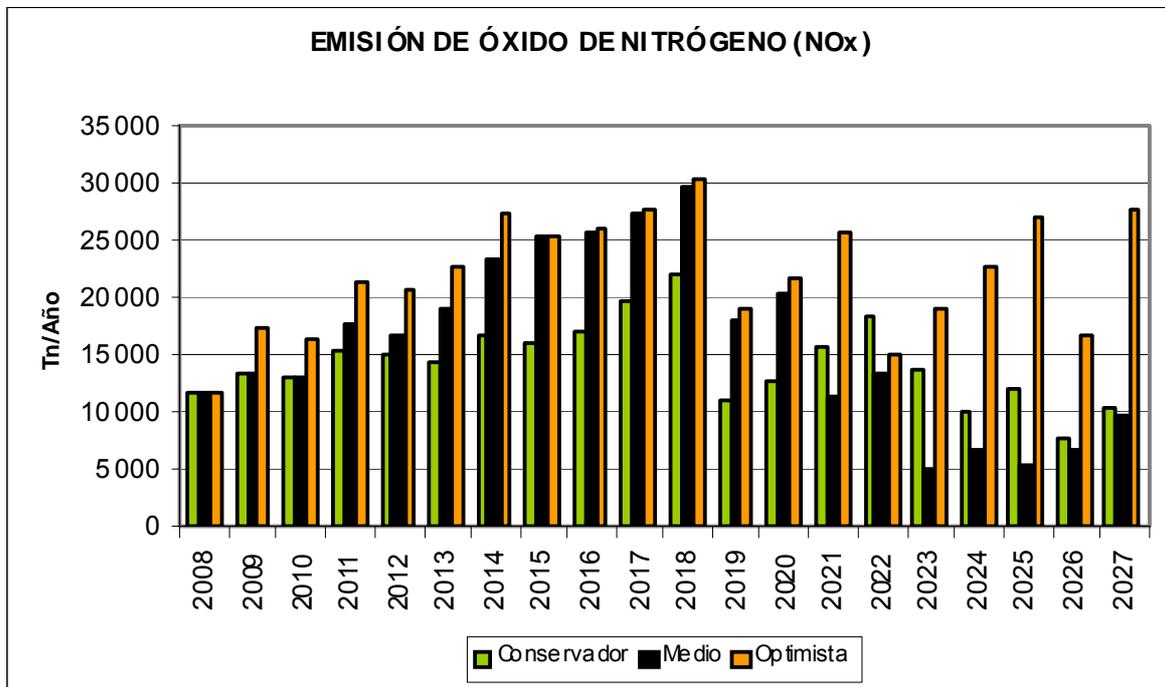
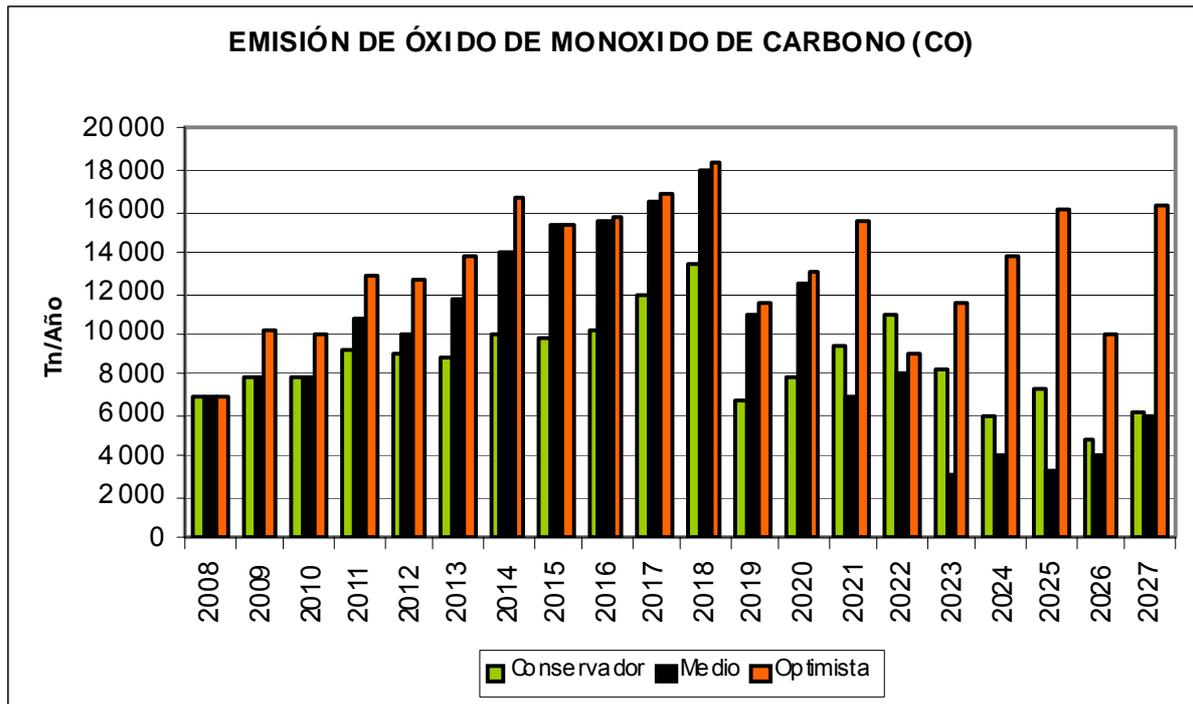


Gráfico N° 3.48



Cuadro N° 3.33
Emisión de Dióxido de Carbono (CO₂)

Año	Conservador	Medio	Optimista
2008	3 137 253	3 137 253	3 137 253
2009	3 629 641	3 634 088	4 778 151
2010	3 622 622	3 651 506	4 555 113
2011	4 251 579	4 921 029	5 878 069
2012	4 174 915	4 643 299	5 279 581
2013	3 988 020	5 312 335	6 074 388
2014	4 566 286	6 479 443	7 180 042
2015	4 442 894	7 041 533	6 681 859
2016	4 676 800	7 149 944	6 818 589
2017	5 481 193	7 602 376	7 332 757
2018	6 127 650	8 286 553	8 024 383
2019	3 097 224	5 033 515	5 031 356
2020	3 582 584	5 657 090	5 763 808
2021	4 322 901	3 135 171	6 839 991
2022	5 048 601	3 730 512	3 984 444
2023	3 809 159	1 409 043	5 019 216
2024	2 748 540	1 874 016	6 069 485
2025	3 376 802	1 517 844	7 188 071
2026	2 156 509	1 873 577	4 393 046
2027	2 834 405	2 690 448	7 394 171

Cuadro Nº 3.34
Emisión de Óxido de Nitrógeno (NOx)

Año	Conservador	Medio	Optimista
2008	11 620	11 620	11 620
2009	13 330	13 346	17 532
2010	13 109	13 212	16 565
2011	15 403	17 829	21 393
2012	14 910	16 596	20 863
2013	14 544	19 259	22 979
2014	16 611	23 391	27 537
2015	16 162	25 388	25 472
2016	16 991	25 794	26 063
2017	19 855	27 431	27 984
2018	22 152	29 887	30 492
2019	11 271	18 232	19 102
2020	13 011	20 482	21 840
2021	15 688	11 399	25 815
2022	18 297	13 539	15 025
2023	13 827	5 148	19 066
2024	10 011	6 839	22 909
2025	12 275	5 526	27 244
2026	7 859	6 815	16 662
2027	10 307	9 789	27 741

Cuadro Nº 3.35
Emisión de Monóxido de Carbono (CO)

Año	Conservador	Medio	Optimista
2008	6 851	6 851	6 851
2009	7 819	7 829	10 226
2010	7 891	7 953	9 970
2011	9 271	10 732	12 853
2012	8 975	9 990	12 558
2013	8 755	11 593	13 832
2014	9 999	14 080	16 575
2015	9 729	15 282	15 333
2016	10 228	15 526	15 688
2017	11 951	16 512	16 845
2018	13 334	17 982	18 355
2019	6 785	10 974	11 498
2020	7 832	12 329	13 146
2021	9 443	6 862	15 520
2022	11 014	8 150	9 044
2023	8 323	3 099	11 477
2024	6 026	4 116	13 750
2025	7 386	3 325	16 067
2026	4 729	4 095	10 013
2027	6 198	5 888	16 272

3.5 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

La oferta de electricidad a ser considerada por el PRE-2008, estará también compuesta, además de los proyectos hidráulicos y térmicos, por proyectos de generación a partir del aprovechamiento de la denominada Energía Renovable No Convencional (ERNC), que comprende los proyectos de generación eólica, geotérmica y de pequeñas hidráulicas.

La promoción de los proyectos ERNC cuenta con dispositivos legales que los amparan, dándoles ventajas de participación en el mercado, sin competir con los otros proyectos candidatos de generación hidráulica y térmica, pero compitiendo entre ellos en la licitación para adjudicación.

También presenta una “oferta” adicional, con la reducción de la demanda de electricidad a partir de proyectos de mejora del Uso Eficiente de la Energía (UEE), que incluye la migración del consumo de electricidad a otros energéticos.

En la presente sección se exponen los resultados del análisis de oferta por proyectos de ERNC, y por proyectos UEE.

3.5.1 Demanda Base

A efectos de evaluar el impacto en la demanda del sistema durante el período de los años 2008-2017, debido a la promoción del uso eficiente de la energía y de las energías renovables no-convencionales, se han considerado cifras del año 2007 como línea base.

El posible impacto de las diferentes medidas asociadas al uso eficiente de la energía se analizará por sectores: residencial, industrial-minero y comercial.

El posible impacto de las diversas fuentes de ERNC, será analizado por tipo de recurso energético: eólico, microhidroenergía, solar y geotermia.

3.5.1.1 Demanda de Energía Eléctrica por Sectores

Se considerado el consumo de energía eléctrica por sectores (GWh)⁶ registrado en el año 2007, como se presenta en el Cuadro N° 3.36.

**Cuadro N° 3.36.
Consumo de Energía Eléctrica por Sectores (2007)**

Sector	Consumo de Energía	Porcentaje (%)
Residencial	5 760 GWh	23,3
Industrial-Minero	13 650 GWh	55,2
Comercial	4 651 GWh	18,8

3.5.1.2 Demanda de Potencia Eléctrica por Sectores

⁶ Anuario Estadístico 2007, OSINERGMIN

Sobre la base de un estudio de caracterización de la carga de la ciudad de Lima, realizado en el año 2005⁷, se estimaron perfiles de carga y los factores de carga correspondientes a los sectores residencial, industrial-minero y comercial. Sobre la base de dicha información, se procede a estimar la demanda promedio (MW) y la máxima demanda (MW).

En el sector residencial, se estimó un factor de carga de 0,69, mientras que en el sector comercial esta estimación es de 0,80, y para el sector industrial-minero, de 0,88. Con estos valores las demandas de potencia base son los indicados en el Cuadro N° 3.37:

Cuadro N° 3.37.
Demanda de Potencia por Sectores (2007)

Sector	Demanda de Potencia	Porcentaje (%)
Residencial	953 MW	24,0
Industrial-Minero	1771 MW	44,7
Comercial	664 MW	16,7

Cuadro N° 3.38
Demanda de Potencia (MW) por Sectores en el Período 2008-2017

POTENCIA										
MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL	4117	4318	4460	4726	5085	5530	6352	6942	7205	7494
ENERGIA										
GWH	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
TOTAL	27849	29169	29956	31637	34095	37665	43477	47661	49478	51427
POTENCIA										
MW	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INDUSTRIAL	1838	1928	1992	2110	2271	2469	2836	3100	3217	3346
RESIDENCIAL	989	1038	1072	1136	1222	1329	1526	1668	1731	1801
COMERCIAL	689	723	747	791	851	926	1063	1162	1206	1255
ENERGIA										
GWH	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INDUSTRIAL	15380	16109	16543	17472	18829	20801	24010	26321	27324	28401
RESIDENCIAL	6490	6797	6981	7373	7945	8777	10132	11107	11530	11984
COMERCIAL	5240	5489	5637	5953	6416	7087	8181	8968	9310	9677

3.5.2 Uso Eficiente de la Energía (UEE)

3.5.2.1 Ley N° 27345 - Promoción del UEE

El 8 de Setiembre de 2000, se publicó la Ley N° 27345 de Promoción del Uso Eficiente de la Energía, mediante la cual se declara de interés nacional la promoción del Uso Eficiente de la Energía (UEE) para asegurar el suministro de energía proteger al consumidor fomentar la competitividad de la economía nacional y reducir el

⁷ Estudio de Caracterización de Carga Concesión de Distribución EDELNOR, CENERGIA 2005

impacto ambiental negativo del uso y consumo de los energéticos.

El 23 de Octubre 2008, se publicó el Reglamento de la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía.

El reglamento considera de interés nacional implementar la cultura del uso eficiente de la energía en el país en los diversos sectores de consumo.

3.5.2.2 Medidas de Promoción del UEE

En el contexto del reglamento de la Ley N° 27345 y el Decreto Supremo 034-2008, se analiza la promoción del uso eficiente de la energía considerando aspectos relacionados con el uso final de la energía eléctrica en los sectores: residencial, productivo y comercial.

Las medidas de uso eficiente de la energía que se analizan incluyen impactos que se producirían en uno o más años durante el período de análisis correspondiente a los años 2008 – 2017.

A efectos de análisis, se han considerado las siguientes medidas:

a) Sector Residencial

En el sector residencial se evaluarán las siguientes medidas:

- a. Programa de Sustitución de Focos Incandescentes
- b. Uso de Termas a Gas Natural
- c. Campaña de Sensibilización
- d. Uso de Termas Solares

b) Sector Industrial Minero

En el sector industrial - minero se evaluarán las siguientes medidas:

- a. Promoción de Auditorias Energéticas
- b. Programa de Control de la Máxima Demanda
- c. Promoción del Uso de Motores de Alta Eficiencia
- d. Promoción de la Cogeneración

c) Sector Comercial

En el sector comercial se evaluarán las siguientes medidas:

- a. Eficiencia Energética en Iluminación
- b. Eficiencia Energética en Refrigeración y Aire Acondicionado

3.5.2.3 Impactos en la Demanda debido al UEE

Sobre la base de las cifras consideradas de consumo de energía y demanda de potencia por sectores en el año 2007, se evalúa el impacto en la demanda, tanto de energía como de potencia, debido a la promoción del uso eficiente de la energía en los sectores residencial, industrial-minero y comercial.

a) Sector Residencial

a.1) Programa de Sustitución de Focos Incandescentes

Este programa contempla la sustitución de focos incandescentes a partir del año 2010 y se propone un avance de implementación porcentual de manera paulatina hasta el año 2014, según se muestra en el Cuadro N° 3.39.

Cuadro N° 3.39.
Avance de Implementación en el período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO INCANDESCENTES	-	-	10,0	20,0	25,0	25,0	20,0	-	-	-	100,0
TOTAL	-	0,0	10,0	20,0	25,0	25,0	20,0	0,0	0,0	0,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 19,4 MW en el año 2010, con un total acumulado de 193,5 MW al final del año 2017, según se muestra en el Cuadro N° 3.40.

Cuadro N° 3.40.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) en el período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO INCANDESCENTES	-	-	19,4	38,7	48,4	48,4	38,7	-	-	-	193,5
TOTAL	-	0,0	19,4	38,7	48,4	48,4	38,7	0,0	0,0	0,0	193,5

De manera similar, el impacto representaría 21.2 GWh en el año 2010, con un total acumulado de 212.0 GWh al final del año 2017, según se muestra en el Cuadro N° 3.41.

Cuadro N° 3.41.
Impacto en la Demanda de Energía (GWh) en el período 2008-2017

ENERGIA (GWH)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO INCANDESCENTES	-	-	21,2	42,4	53,0	53,0	42,4	-	-	-	212,0
TOTAL	-	0,0	21,2	42,4	53,0	53,0	42,4	0,0	0,0	0,0	212,0

a.2) Uso de Termas a GN en Reemplazo de Eléctricas

El número de conexiones domiciliarias proyectado para el período 2008-2017 se muestra en el Cuadro N° 3.42.

Cuadro N° 3.42.
Conexiones Domiciliarias de GN - Período 2008-2017

Años	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Cientes Proyectados	13 250	12 000	20 000	25 000	35 000	30 000	28 500	26 790	35 800	34 250

Fuente: Plan de Expansión de Conexiones Domiciliarias y Comerciales, CALIDDA, 2009.

Se estima que la sustitución de consumo de electricidad, en termas y duchas, por gas

natural en el sector residencial tiene impactos desde el año 2009 y evoluciona hacia el año 2017 a medida que avanzan las conexiones domiciliarias.

Se considera que existe sustitución de electricidad por gas natural en el sector residencial desde el año 2009, reduciendo 1 kW por vivienda⁸ en la demanda de energía eléctrica. En este caso, no se considera reducción en la máxima demanda por esta sustitución.

De acuerdo al avance de las conexiones domiciliarias de gas natural que se ha considerado, el impacto representaría 6,6 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 135.4 GWh al final del año 2017, según se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 3.43.
Impacto en la Demanda de Energía (GWh)-Período 2008-2017

ENERGIA (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
USO DE TERMAS A GAS NATURAL	-	6,6	11,0	13,7	19,2	16,4	15,6	14,7	19,6	18,8	135,4
TOTAL	-	6,6	11,0	13,7	19,2	16,4	15,6	14,7	19,6	18,8	135,4

a.3) Administración de la Demanda – Campaña de Sensibilización

El consumo de energía en el sector residencial contribuye significativamente a elevar la demanda del SEIN durante las horas punta. La facturación por consumo de energía en el sector residencial se efectúa de acuerdo al pliego tarifario BT5B, en el cual solo se toma en cuenta la cantidad de kWh consumidos durante el mes por el usuario residencial a un precio establecido. No existe diferenciación entre los kWh consumidos en horas punta o fuera de punta.

De acuerdo a experiencias acumuladas durante el desarrollo del Programa de Ahorro de Energía (PAE) del Ministerio de Energía y Minas, durante el período 1994-2001, es posible lograr un ahorro significativo tanto en energía como en potencia en el sector residencial, mediante una campaña agresiva de sensibilización. De acuerdo a estadísticas desarrolladas por el PAE, se verificó una reducción en el consumo mensual de 128 kWh a 106 kWh en una muestra de usuarios residenciales en Lima⁹. La campaña de sensibilización tuvo como componente principal una difusión publicitaria y los efectos se empezaron a observar luego de un año.

A efectos del presente análisis, se propone una cifra conservadora de 3% de reducción en energía y potencia que se podría lograr con una campaña de sensibilización moderada.

Se considera que los efectos de la campaña de sensibilización en el sector residencial empezarían a manifestarse a partir del año 2010, luego de la implementación de una difusión publicitaria adecuada y se propone un avance de implementación porcentual de manera paulatina durante 4 años, con mayor incidencia en los primeros años. Se considera además que la demanda se incrementa durante el período de análisis y que el avance porcentual en el control de la demanda debe captar ese incremento, según se muestra en el Cuadro N° 3.44.

⁸ Equivalente al consumo de energía de una terma eléctrica

⁹ Informe de actividades del Proyecto de Ahorro de Energía (PAE), 1994-2000.

Cuadro N° 3.44.
Avance de Implementación Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
CAMPAÑA DE SENSIBILIZACION	-	-	20,0	30,0	30,0	20,0	-	-	-	-	100,0
TOTAL	-	0,0	20,0	30,0	30,0	20,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 6,4 MW en el año 2010, con un total acumulado de 35,6 MW al final del año 2017, según se muestra en el Cuadro N° 3.45.

Cuadro N° 3.45.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
CAMPAÑA DE SENSIBILIZACION	-	-	6,4	10,2	11,0	8,0	-	-	-	-	35,6
TOTAL	-	0,0	6,4	10,2	11,0	8,0	0,0	0,0	0,0	0,0	35,6

De manera similar, el impacto representaría 41,9 GWh en el año 2010, con un total acumulado de 232,4 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.46.
Impacto en la Demanda de Energía (GWh) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
CAMPAÑA DE SENSIBILIZACION	-	-	41,9	66,4	71,5	52,7	-	-	-	-	232,4
TOTAL	-	0,0	41,9	66,4	71,5	52,7	0,0	0,0	0,0	0,0	232,4

a.4) Uso de Termas Solares

En algunas regiones del Perú, el potencial de aprovechamiento de energía solar alcanza los 5–6 kWh /m²-día, lo cual puede ser utilizado para la generación de energía térmica a través de calentadores solares de agua, así como para otras aplicaciones tanto térmicas como eléctricas.

Se estima que, a la fecha, existen alrededor de 30,000 calentadores solares instalados en el Perú.

Se estima que la sustitución de consumo de electricidad, en termas y duchas, por gas natural en el sector residencial produce impactos desde el año 2009 y evoluciona hacia el año 2017 a medida que avanzan las instalaciones solares.

El Ministerio de Energía y Minas está considerando la iniciativa de reemplazar 100 000 calentadores eléctricos por calentadores solares de manera paulatina.

Se considera que en el año 2009, se continuarán instalando calentadores solares en el Perú, con 3600 unidades que se podrían ir incrementando en 10% anual, tomando en cuenta la iniciativa de promoción a la sustitución de calentadores.

El número de calentadores solares proyectado para el período 2008-2017 se muestra en el Cuadro N° 3.47.

Cuadro N° 3.47.
Instalación de Calentadores Solares - Período 2008-2017

AÑOS	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Termas Solares	-	3600	3960	4356	4792	5271	5798	6378	7015	7717

Fuente: Proyección a partir del Plan Referencial de Eficiencia Energética 2009 - 2018, MINEM.

Se estima que la sustitución de consumo de electricidad, en termas y duchas, por energía solar en el sector residencial produce impactos desde el año 2009 y evoluciona hacia el año 2017 en incrementos del 10% anual.

Se considera la sustitución de electricidad por energía solar en el sector residencial desde el año 2009, reduciendo 1 kW por vivienda¹⁰ en la demanda, durante dos horas diarias. No se considera reducción en la máxima demanda por esta sustitución.

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 2,6 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 35,7 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.48.
Impacto en la Demanda de Energía (GWh) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
USO DE TERMAS SOLARES	-	2,6	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,7	5,1	5,6	35,7
TOTAL	-	2,6	2,9	3,2	3,5	3,8	4,2	4,7	5,1	5,6	35,7

a.5) Impacto Total UEE en el Sector Residencial

El impacto total en el consumo de electricidad del sector residencial para el período 2008-2017, se presenta en el Cuadro N° 3.49.

Cuadro N° 3.49.
Impacto Total UEE en el Sector Residencial - Período 2008-2017

RESIDENCIAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
POTENCIA (MW)	-	0,0	25,8	48,9	59,4	56,3	38,7	0,0	0,0	0,0	229,1
ENERGIA (GWH)	-	9,2	76,9	125,3	146,6	125,0	60,9	17,6	22,5	21,6	605,6

b) Sector Industrial Minero

b.1) Auditorías Energéticas

Algunas empresas industriales y mineras han venido desarrollando estudios de auditoría energética orientados al ahorro y uso eficiente de la energía, como parte de su política empresarial de mejoramiento continuo y protección al medio ambiente.

El consumo de energía en el sector industrial-minero durante el año 2007 alcanzó los 13 650 GWh. Se considera una máxima demanda asociada de 1771 MW.

Las características de las actividades desarrolladas en una planta minera e industrial pueden variar drásticamente con referencia a otra del mismo rubro debido a que dichas características dependen de varios factores, entre ellos: el proceso que desarrollen, antigüedad de sus instalaciones, tipo de tecnología, medio geográfico, nivel de utilidades, etc.

¹⁰ Equivalente al consumo de una terma eléctrica

La forma más eficaz de poder identificar proyectos de eficiencia energética e innovación tecnológica que sean realmente aprovechables y hechas a la medida de cada una de las industrias es la implementación de auditorías energéticas.

En ese sentido, se deben desarrollar auditorías energéticas en cada uno de los sectores minero-industriales por actividad económica a fin de identificar proyectos de eficiencia energética, dado el importante potencial de ahorro (hasta 8,30% en energía y hasta 10,32% reducción de potencia en hora punta), como indican los Cuadros N° 3.50, y N° 3.51.

Cuadro N° 3.50.
Reducción de Demanda de Energía en Empresas Mineras e Industriales

MEJORAS	Minera 1	Minera 2	Industria 1	Industria 2
Reemplazo, Reubicación de Motores y Equipos	2,76 %	0,54 %	0,68%	-
Iluminación	0,41 %	-	0,44%	6,30 %
Compensación de Energía Reactiva	0,20 %	0,03%	0,16%	-
Pérdidas por Distribución	-	-	-	2,0 %
Aire Comprimido	1,76%	-	1,42 %	-
Calefacción y Termas	0,75%	-	-	-
Ahorro de Energía (%)	5,88%	0,57%	2,70%	8,30%

Fuente: CENERGIA, Auditorías Energéticas realizadas en el período 2001-2008

Cuadro N° 3.51.
Reducción de Demanda de Potencia en Empresas Mineras e Industriales

MEJORAS	Minera 1	Minera 2	Industria 1	Industria 2
Reemplazo, Reubicación de Motores y Equipos	2,35 %	0,04 %	9,41%	-
Iluminación	0,79 %	-	0,91%	-
Compensación de Energía Reactiva	0,21%	0,18 %	-	0,13 %
Aire Comprimido	-	-	-	0,59 %
Calefacción y Termas	5,66 %	-	-	-
Reducción de Demanda (%)	9,01 %	0,22 %	10,32 %	0,72 %

Fuente: CENERGIA, Auditorías Energéticas realizadas en el período 2001-2008

A efectos de análisis, se considerará un potencial de ahorro de energía de 4% y de reducción de potencia de 5% para el sector industrial-minero, considerando tanto las medidas de mínima inversión, a través de control y operación, como aquellas con grado de inversión que involucran reemplazo paulatino de equipos.

Se considera que nuevos proyectos de eficiencia energética empiezan a desarrollarse a partir del año 2009 y se considera un avance de implementación porcentual de manera paulatina hacia el año 2017.

Cuadro N° 3.52.
Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
AUDITORIAS ENERGÉTICAS	-	5,0	7,5	10,0	12,5	12,5	15,0	15,0	12,5	10,0	100,0
TOTAL	-	5,0	7,5	10,0	12,5	12,5	15,0	15,0	12,5	10,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación considerado, el impacto representaría 4,4 MW en el año 2009, con un total acumulado de 88.6 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.53.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
AUDITORIAS ENERGÉTICAS	-	4,4	6,6	8,9	11,1	11,1	13,3	13,3	11,1	8,9	88,6
TOTAL	-	4,4	6,6	8,9	11,1	11,1	13,3	13,3	11,1	8,9	88,6

De manera similar, el impacto representaría 27,3 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 546 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.54.
Impacto en la Demanda de Energía (GWH) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWH)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
AUDITORIAS ENERGÉTICAS	-	27,3	41,0	54,6	68,3	68,3	81,9	81,9	68,3	54,6	546,0
TOTAL	-	27,3	41,0	54,6	68,3	68,3	81,9	81,9	68,3	54,6	546,0

b.2) Programa de Control de la Máxima Demanda

Los precios de la energía son mayores durante el período considerado horas de punta comparados con aquellos en horas fuera de punta. Así mismo, la máxima demanda registrada durante horas punta incide directamente en la facturación mensual por costo asociado con la potencia.

El potencial de reducción de la demanda mediante el control de cargas depende de la naturaleza de los procesos productivos y del tamaño de las instalaciones, tal como se ilustra en el Cuadro N° 3.55.

Cuadro N° 3.55.
Reducción de la Máxima Demanda en Empresas Mineras e Industriales

MEJORA	Minera 1	Minera 2	Industria 1	Industria 2
Control de Máxima Demanda	11,51%	12,30%	10,51%	3,84%

Fuente: CENERGIA, Auditorías Energéticas realizadas en el período 2001-2008

Se estima que, en promedio, se podría lograr una reducción de 9,5% de la máxima demanda mediante control manual o automático. No se considera ahorro de energía asociado a esta medida, puesto que se trata de un desplazamiento de carga fuera de horas punta.

Se considera que implementación de estrategias de control de máxima demanda empiezan a desarrollarse a partir del año 2009 y se asume un avance de implementación porcentual de manera paulatina hacia el año 2017, con mayor incidencia en los primeros años. Se considera además que la demanda se incrementa durante el período de análisis y que el avance porcentual de control de la demanda debe captar ese incremento.

Cuadro N° 3.56.
Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
CONTROL DE MAXIMA DEMANDA	-	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	5,0	5,0	100,0
TOTAL	-	10,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	5,0	5,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación considerado, representaría 18.3 MW en el año 2009 y un total acumulado de 231.9 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.57.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
CONTROL DE MAXIMA DEMANDA	-	18,3	28,4	30,1	32,4	35,2	26,9	29,4	15,3	15,9	231,9
TOTAL	-	18,3	28,4	30,1	32,4	35,2	26,9	29,4	15,3	15,9	231,9

b.3) Promoción del Uso de Motores Eléctricos de Alta Eficiencia

El consumo de energía en los sectores industrial y minero está asociado a la utilización de líneas de producción con diversas maquinarias que utilizan motores eléctricos. Se estima que alrededor del 75% de la energía eléctrica consumida en este sector se debe al uso de dichos motores eléctricos.

A efectos de análisis, se considera que se puede obtener una mejora global del 4% en promedio, tanto en energía como en potencia.

Se considera que el diseño de los mecanismos de financiamiento y la obtención de líneas de crédito, para incentivar reemplazos de motores actualmente en operación por unidades nuevas de alta eficiencia, podría tardar alrededor de 1 año.

Se considera que se producirán nuevos reemplazos de motores a partir del año 2009, los cuales se incrementarán de manera paulatina hacia el año 2017, con mayor incidencia en entre los años 2012 y 2014. Se considera que los motores eléctricos

operarán durante la mayor parte del año. Se considera además que la demanda se incrementa durante el período de análisis y que el avance porcentual de reemplazo de motores debe captar ese incremento. Aunque se espera que las nuevas unidades que ingresen al parque industrial-minero (asociados con el incremento de la demanda a futuro) tengan mayor eficiencia, se estima también que el avance tecnológico continuará proporcionando la oportunidad de reemplazar las unidades por otras de mayor eficiencia.

Cuadro N° 3.58.
Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO DE MOTORES	-	5,0	7,5	12,5	15,0	15,0	15,0	12,5	10,0	7,5	100,0
TOTAL	-	5,0	7,5	12,5	15,0	15,0	15,0	12,5	10,0	7,5	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 2,9 MW en el año 2009, con un total acumulado de 78,2 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.59.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO DE MOTORES	-	2,9	4,5	7,9	10,2	11,1	12,8	11,6	9,7	7,5	78,2
TOTAL	-	2,9	4,5	7,9	10,2	11,1	12,8	11,6	9,7	7,5	78,2

De manera similar, el impacto representaría 24,2 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 657,9 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.60.
Impacto en la Demanda de Energía (GWh) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO DE MOTORES	-	24,2	37,2	65,5	84,7	93,6	108,0	98,7	82,0	63,9	657,9
TOTAL	-	24,2	37,2	65,5	84,7	93,6	108,0	98,7	82,0	63,9	657,9

b.4) Cogeneración

En Diciembre 2005 se aprobó el Reglamento de Cogeneración mediante el DS-064-2005-EM. Posteriormente, el 7 de Julio 2006 se sustituyó dicho Reglamento de Cogeneración mediante el DS-037-2006-EM. Luego, el 24 de Noviembre 2007 se modificó el Reglamento de Cogeneración mediante el DS-082-2007-EM.

De acuerdo al reglamento de cogeneración, para efectos de calificación, los titulares de las centrales de cogeneración deberán acreditar valores mínimos de Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE), según combustible y/o tecnología. Tratándose de centrales de cogeneración que utilicen como combustible el gas natural, además acreditarán valores de relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil (C) iguales o superiores a los indicados en el Cuadro N° 3.61.

Cuadro N° 3.61.
Rendimiento Eléctrico Efectivo y Relación entre Energía Eléctrica y Calor Útil

Tecnología / Combustible	Rendimiento Eléctrico Efectivo (REE)	C = E/V
Turbina de vapor a contrapresión	0,70	0,15
Turbina de vapor de extracción	0,58	0,30
Turbina de gas de ciclo simple	0,55	0,40
Turbina de gas de ciclo combinado	0,55	0,50
Motores de combustión interna	0,55	0,60

Donde:

E = Energía eléctrica generada medida en bornes de generador, expresada en MWh

V = Calor Útil, expresado en MWh

Por otro lado, tanto el precio de gas natural como las tarifas de la Red Principal aplicables a los cogeneradores para las Centrales de Cogeneración Calificadas, serán los mismos que corresponden para “Generadores Eléctricos” conforme a la Ley N° 27122, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por el DS-040-99-EM.

Así mismo, el programa de operación y despacho de las centrales de cogeneración calificadas será establecido según los requerimientos de producción asociada de Calor Útil, y tendrá prioridad en el despacho. Para tal efecto, el cogenerador deberá presentar su programa de generación a la Dirección de Operaciones del COES, para ser incluido en la programación del despacho, según la periodicidad establecida en los procedimientos del COES.

En 1994, CENERGIA con la Asistencia Técnica de la Agencia Española de Cooperación Internacional (AECI) y el Instituto de Cooperación Iberoamericana (ICI), en el marco del proyecto “Cogeneración Energética”, realizó un estudio para identificar el potencial de Cogeneración existente en la industria peruana, con la finalidad de determinar el desarrollo que esta tecnología pueda tener en el futuro en el país. En dicho estudio, se identificó el potencial efectivo de 97 MW que podrían producir 620 GWh/año.

Posteriormente, en el año 1999, CENERGIA con la asesoría de IDAE (España), el auspicio de ALURE y el Ministerio de Energía y Minas, elaboró el estudio “Potencial Nacional de Cogeneración mediante el uso de Gas Natural”. En dicho estudio, se identificó el potencial efectivo de 196,7 MW que podrían producir 1257 GWh/año.¹¹ En vista que no se han efectuado estudios posteriores, se utilizarán estas cifras a efectos de análisis.

b.5) Mecanismo de Desarrollo Limpio

En 1992 las Naciones Unidas reconocieron que existe evidencia de que la actividad humana está afectando la temperatura del planeta, debido al incremento en la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, y para intentar frenar este problema se estableció la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (UNFCCC), de la cual el Perú es miembro.

En reuniones posteriores se firmó el Protocolo de Kyoto (PK), por medio del cual los

¹¹ Estudio del Potencial Nacional de Cogeneración con Gas Natural, CENERGIA, 1999.

países desarrollados y economías en transición se comprometen a reducir las emisiones de GEI en un promedio de 5,2% con respecto a 1990 para el periodo de compromiso 2008-2012. Para lograr este objetivo, se crearon mecanismos de mercado que aminoran el costo de implementación de las medidas. Uno de estos es el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), el cual permite que los países con metas de reducción de emisiones de GEI, puedan adquirirlas de proyectos ejecutados en países en desarrollo. Perú ha ratificado el Protocolo de Kyoto, por lo que se puede beneficiar de este mecanismo.

En el Cuadro N° 3.62, se muestran los tipos de proyectos que califican al MDL¹².

Cuadro N° 3.62.
Proyectos que Califican al MDL

CATEGORÍA	PROYECTOS
Uso de fuentes de energía renovables	Hidroeléctricas, parques eólicos, energía geotérmica, energía solar, biomasa como combustible (biocombustibles, bagazo, etc.)
Cambio de combustibles de alta intensidad de carbono a combustibles de menor intensidad de carbono	Cambio de carbón, petróleo o sus derivados a gas natural
Eficiencia energética	Proyectos que consuman menor cantidad de energía por unidad de producto
Combinación de generación de calor y electricidad	Cogeneración
Forestación y reforestación	Plantaciones forestales
Proyectos en el sector transporte	Proyectos de reordenamiento del transporte público y privado, cambio de unidades de transporte más eficientes, etc.
Reducción de emisiones de rellenos sanitarios y otros medios de disposición final de residuos	Proyectos de captura de metano en rellenos sanitarios, en lagunas o depósitos de residuos animales, etc.
Reducción de emisiones de gases de alto poder de calentamiento global	Destrucción de HFCs en la industria de refrigeración, destrucción de N ₂ O en la industria de fertilizantes y explosivos y reducción de emisiones de SF ₆ en su uso como aislante de equipos eléctricos.

El impacto del MDL en el financiamiento de proyectos varía de acuerdo al tipo de proyecto. De acuerdo al Prototype Carbon Fund (PCF), en proyectos de América Latina y el Caribe¹³, el aumento de la rentabilidad financiera está entre 0,5% hasta más de 5%, según se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.63. Aumento de Rentabilidad Financiera

TECNOLOGÍAS / PROYECTOS	AUMENTO DE RENTABILIDAD FINANCIERA (%)
Eficiencia Energética	2- 4
Energía Eólica	0.9 – 1.3
Energía Hidráulica	1.2 – 2.6
Bagazo	0.5 – 3.5
Biomasa	Hasta 5.0
Residuos Sólidos	> 5.0

¹² Fondo Nacional del Ambiente, FONAM, 2009.

¹³ Prototype Carbon Fund, Worldbank, 2004.

Esta mayor rentabilidad incrementa su atractivo para el sector privado.

Considerando que los proyectos de cogeneración, a ser desarrollados en el contexto del reglamento de promoción de cogeneración, serían novedosos en su naturaleza, se estima que su ingreso en el período de análisis sea paulatino, con mayor incidencia a medida que se adquiere mayor experiencia en la implementación de dicha tecnología.

Se considera el inicio de proyectos de cogeneración a partir del año 2012 y se propone un avance de implementación porcentual de manera paulatina hacia el año 2017.

Cuadro N° 3.64.
Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
COGENERACION	-	0,0	0,0	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	25,0	100,0
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	25,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 9,8 MW en el año 2012, con un total acumulado de 196,7 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.65.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
COGENERACION	-	0,0	0,0	0,0	9,8	19,7	29,5	39,3	49,2	49,2	196,7
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	9,8	19,7	29,5	39,3	49,2	49,2	196,7

De manera similar, el impacto representaría 62,9 GWh en el año 2012, con un total acumulado de 1257,0 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.66.
Impacto en la Demanda de Energía (GWH) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWH)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
COGENERACION	-	0,0	0,0	0,0	62,9	125,7	188,6	251,4	314,3	314,3	1257,0
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	62,9	125,7	188,6	251,4	314,3	314,3	1257,0

b.6) Impacto Total del UEE en el Sector Minero - Industrial

En el Cuadro N° 3.67, se presenta el impacto total en el sector minero-industrial para el período 2008-2017.

Cuadro N° 3.67.
Impacto Total en el Sector Industrial - Período 2008-2017

TOTAL INDUSTRIAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
POTENCIA (MW)	-	25,6	39,5	46,8	63,5	77,0	82,5	93,7	85,2	81,5	595,3
ENERGIA (GWH)	-	51,5	78,2	120,1	215,8	287,6	378,5	432,0	464,5	432,8	2460,9

c) Sector Comercial

c.1) Eficiencia Energética en Iluminación

Se estima que el consumo de energía con fines de iluminación puede representar, en promedio, alrededor del 35% del consumo del sector comercial¹⁴.

Algunos usuarios comerciales (bancos, centros comerciales, hoteles) han venido implementando mejoras en su sistema de iluminación por iniciativa propia, debido a indicadores energéticos de cadenas internacionales y a la incidencia en los costos de operación durante las horas punta.

Se considera que la modernización de los sistemas de iluminación podría implementarse de manera paulatina durante el período de análisis.

Se considera que se producirán nuevos reemplazos de sistemas de iluminación a partir del año 2009, los cuales se incrementarán de manera paulatina hacia el año 2017, con mayor incidencia en los años intermedios del período de análisis. Se considera además que la demanda se incrementa durante el período de análisis y que el avance porcentual de reemplazo de sistemas de iluminación debe captar ese incremento. Aunque se espera que los nuevos sistemas de iluminación que ingresen al sector comercial (asociados con el incremento de la demanda a futuro) tengan mayor eficiencia, se estima también que el avance tecnológico continuará proporcionando la oportunidad de reemplazar las unidades por otras de mayor eficiencia.

Cuadro N° 3.68.
Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ILUMINACION EFICIENTE	-	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	100,0
TOTAL	-	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 1,3 MW en el año 2009, con un total acumulado de 34,9 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.69.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ILUMINACION EFICIENTE	-	1,3	2,0	2,8	3,7	4,9	5,6	6,1	4,2	4,4	34,9
TOTAL	-	1,3	2,0	2,8	3,7	4,9	5,6	6,1	4,2	4,4	34,9

De manera similar, el impacto representaría 4,6 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 105,4 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.70.
Impacto en la Demanda de Energía (GWH) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWH)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ILUMINACION EFICIENTE	-	4,6	7,2	10,1	13,6	17,7	20,4	22,3	15,4	16,0	105,4
TOTAL	-	4,6	7,2	10,1	13,6	17,7	20,4	22,3	15,4	16,0	105,4

¹⁴ Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético – Sector Comercial, MINEM-DGE, 2008

c.2) Eficiencia Energética en Refrigeración y Aire Acondicionado

Se estima que el consumo de energía con fines de refrigeración y aire acondicionado puede representar, en promedio, alrededor del 30% del consumo del sector comercial¹⁵.

La eficiencia de los equipos de refrigeración y aire acondicionado se evalúa de acuerdo a los ratios de energía que ingresen y que entrega el sistema.

El Coeficiente de Rendimiento (COP) establece la relación entre la energía entregada vs. la energía suministrada. Por otro lado el Ratio de Eficiencia Energética (EER) establece la relación entre la energía térmica (frío) entregada vs. la energía suministrada al sistema (kWh).

Existen diferentes indicadores de eficiencia energética dependiendo de los tipos de sistemas de refrigeración y aire acondicionado, como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.71.
Indicadores de Eficiencia Energética

TIPO	SPLIT & MULTI	COMPACTOS	PORTATILES
A	EER > 3.20	EER > 3.00	EER > 2.60
B	3.20 ≥ EER > 3.00	3.00 ≥ EER > 2.80	2.60 ≥ EER > 2.40
C	3.00 ≥ EER > 2.80	2.80 ≥ EER > 2.60	2.40 ≥ EER > 2.20
D	2.80 ≥ EER > 2.60	2.60 ≥ EER > 2.40	2.20 ≥ EER > 2.00
E	2.60 ≥ EER > 2.40	2.40 ≥ EER > 2.20	2.00 ≥ EER > 1.80
F	2.40 ≥ EER > 2.20	2.20 ≥ EER > 2.00	1.80 ≥ EER > 1.60
G	2.20 ≥ EER	2.00 ≥ EER	1.60 ≥ EER

Fuente: Uso Eficiente en Refrigeración y Aire Acondicionado, AEMVA, España, 2002.

De acuerdo a los indicadores de eficiencia del cuadro anterior, es posible reemplazar unidades de eficiencia modesta por unidades de alta eficiencia, obteniendo una mejora en el coeficiente EER de 2,5 a 3.0, considerando que a medida que ha avanzado la tecnología los usuarios comerciales vienen adquiriendo equipos más modernos. Esta mejora expresada en términos de ahorro de energía y reducción de potencia representa 20% en promedio. Se considera que las unidades de refrigeración y aire acondicionado operan 12 horas diarias en promedio en el sector comercial.

Se considera que la modernización de los sistemas de refrigeración y aire acondicionado podría seguir implementándose de manera paulatina durante el período de análisis.

Se considera que se producirán reemplazos de sistemas de refrigeración y aire acondicionado a partir del año 2009, los cuales se incrementarán de manera paulatina hacia el año 2017, con mayor incidencia en los años intermedios del período de análisis. Se considera además que la demanda se incrementa durante el

¹⁵ Elaboración de Proyectos de Guías de Orientación del Uso Eficiente de la Energía y de Diagnóstico Energético – Sector Comercial, MINEM-DGE, 2008

período de análisis y que el avance porcentual de reemplazo de sistemas de refrigeración y aire acondicionado debe captar ese incremento. Aunque se espera que los nuevos sistemas de refrigeración y aire acondicionado que ingresen al sector comercial (asociados con el incremento de la demanda a futuro) tengan mayor eficiencia, se estima también que el avance tecnológico continuará proporcionando la oportunidad de reemplazar las unidades por otras de mayor eficiencia.

Cuadro N° 3.72.

Avance de Implementación - Período 2008-2017

IMPLEMENTACION (%)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REFRIG. Y AIRE ACOND. EFIC.	-	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	100,0
TOTAL	-	5,0	7,5	10,0	12,5	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	100,0

De acuerdo al avance de implementación propuesto, el impacto representaría 2,2 MW en el año 2009, con un total acumulado de 59,8 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.73.

Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REFRIG. Y AIRE ACOND. EFIC.	-	2,2	3,4	4,7	6,4	8,3	9,6	10,5	7,2	7,5	59,8
TOTAL	-	2,2	3,4	4,7	6,4	8,3	9,6	10,5	7,2	7,5	59,8

De manera similar, el impacto representaría 9,5 GWh en el año 2009, con un total acumulado de 216,9 GWh al final del año 2017.

Cuadro N° 3.74.

Impacto en la Demanda de Energía (GWh) - Período 2008-2017

ENERGIA (GWh)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REFRIG. Y AIRE ACOND. EFIC.	-	9,5	14,7	20,8	28,0	36,5	41,9	45,8	31,7	33,0	216,9
TOTAL	-	9,5	14,7	20,8	28,0	36,5	41,9	45,8	31,7	33,0	216,9

c.3) Impacto Total en el Sector Comercial

El sector comercial para el período 2008-2017, se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.75.

Impacto Total en el Sector Comercial - Período 2008-2017

TOTAL COMERCIAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
POTENCIA (MW)	-	3,4	5,3	7,5	10,1	13,2	15,2	16,6	11,5	11,9	94,7
ENERGIA (GWh)	-	14,1	21,9	30,9	41,6	54,2	62,3	68,1	47,1	49,0	389,2

d) Impacto Total del UEE en la Demanda de Electricidad del SEIN

A continuación, se presenta el impacto total acumulado en la demanda para el período 2008-2017.

Cuadro N° 3.76.

Impacto Total en la Demanda de Electricidad del SEIN - Período 2008-2017

TOTAL	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
POTENCIA (MW)	-	29,1	70,6	103,3	133,0	146,6	136,4	110,3	96,6	93,4	919,1
ENERGIA (GWh)	-	74,8	177,0	276,4	404,0	466,8	501,7	517,6	534,1	503,4	3455,6

3.5.3 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES (ERNOC)

3.5.3.1 Decreto Legislativo 1002

En Mayo 2008 se promulgó el Decreto Legislativo 1002 para la Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables.

En el referido Decreto Legislativo, se entiende como Recursos Energéticos Renovables (RER) a los recursos energéticos tales como biomasa, eólico, solar, geotérmico y mareomotriz. Tratándose de la energía hidráulica, cuando la capacidad instalada no sobrepasa de los 20 MW.

La generación de electricidad a partir de RER tiene prioridad para el despacho diario de carga efectuado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para lo cual se le considerará con costo variable de producción igual a cero (0). Para vender, total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el presente Decreto Legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo, al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el OSINERGMIN. Para la fijación de la tarifa y la prima, el OSINERGMIN efectuará los cálculos correspondientes considerando la clasificación de las instalaciones por categorías y grupos según las características de las distintas RER.

El OSINERGMIN subastará la asignación de primas a cada proyecto con generación RER, de acuerdo a las pautas fijadas por el Ministerio de Energía y Minas. Las inversiones que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

En Octubre de 2008 se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

3.5.3.2 Energía Hidráulica - Pequeñas Centrales Hidráulicas

Se han identificado proyectos de centrales hidráulicas menores que involucran concesiones definitivas, temporales, autorizaciones y proyectos con estudios, en el ámbito del SEIN.

Cuadro N° 3.77.
Concesiones, Autorizaciones y Proyectos con Estudios – Pequeñas Hidráulicas

IDENTIFICACIÓN	NOMBRE	ENTIDAD	CAPACIDAD DE DISEÑO
Concesión Definitiva	Centauro I y III	Corporación Minera del Perú S.A. - CORMIPESA	25 MW
Concesión Definitiva	Pías I	Aguas y Energía Perú S.A.	11 MW
Concesión Definitiva	Poechos II	Sindicato Energético S.A. - SINERSA	10 MW
Concesión Temporal	Quiroz-Vilcazán	Junta de Usuarios del Distrito de Riego San Lorenzo	18 MW
Concesión Temporal	Uchuhuerta	Electroandes S.A.	30 MW
Concesión Temporal	Pías II	Agua y Energía Perú S.A.	16 MW
Autorización	Caña Brava	Duke Energy Egenor S. en C por A.	5,65 MW
Autorización	Gratón	SIIF Andina S.A.	5,00 MW
Autorización	Ispana-Huaca	Inversiones Productivas Arequipa	9,60 MW
Autorización	La Joya	Generadora de Energía del Perú S.A.	1,02 MW
Autorización	Patapo	Generación Taymi S.R.L.	1,02 MW
Autorización	Roncador	Agroindustrias Maja S.A.C.	3,80 MW
Autorización	San Diego	Duke Energy Egenor S. en C. por A.	3,24 MW
Autorización	Shali	ABR Ingenieros S.A.C.	8,95 MW
Proyecto con Estudios	Aricota III	Empresa de Generación del Sur - EGESUR	19,00 MW
Proyecto con Estudios	Camana	Plan Maestro	2,80 MW
Proyecto con Estudios	Culgul	Electroperú S.A.	20,00 MW

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2008.

3.5.3.3 Energía Solar

La energía solar para producción de electricidad por paneles fotovoltaicos son utilizados en electrificación rural de zonas remotas alejadas de las redes eléctricas conectadas al SEIN, por lo que no se ha considerado como fuente energética para este sistema.

3.5.3.4 Energía Eólica

Con la finalidad de realizar la evaluación preliminar del recurso eólico del Perú y elaborar los productos finales correspondientes, la Dirección General de Electrificación Rural del Ministerio de Energía y Minas (DGER/MEM) y el Consorcio Meteosim Truewind S.L. – Latin Bridge Business S.A., suscribieron el 29 de abril de 2008 el Contrato N° 003-2008-MEM/DGER/DFC/GEF para la ejecución de la

Consultoría “Implementación del Sistema Digital para Evaluación Preliminar del Potencial de Recurso Eólico – VIENTOGIS”, en el marco del cual se ha preparado el Atlas Eólico del Perú.

Como parte del desarrollo del Atlas Eólico del Perú, se ha realizado una estimación de la potencia eólica total y aprovechable del Perú, se ha estimado la potencia eólica total del Perú en algo más de 77000 MW, sin considerar zonas off-shore (en el mar).

Se considera potencia aprovechable a la fracción total que es realizable a nivel teórico por no existir impedimentos prácticos. En un estudio de microescala, del nivel de un parque eólico, el número de impedimentos es muy grande y en gran parte debe ser estudiado in situ. Para el presente Atlas Eólico, dado el extenso territorio, deben emplearse unos criterios limitados y muy claros para filtrar las ubicaciones las que por razones evidentes no es posible instalación eólica. Las zonas que se han eliminado cálculo con este filtrado tenían uno o varios de siguientes condicionantes:

- Altitud igual o superior a 3000 m.s.n.m.
- Pendiente igual o superior al 20%.
- Pertenecer a un centro poblado o al casco urbano de una ciudad.
- Estar ubicado en una zona protegida, arqueológica o de amortiguamiento.
- Existir en ese lugar ríos, quebradas o lagos.

Después de aplicar este filtrado, el cálculo ha arrojado un valor del potencial eólico teórico aprovechable superior a los 22000 MW. En el siguiente cuadro se muestra el potencial eólico del Perú.

Cuadro N° 3.78.
Potencial Eólico del Perú

DEPARTAMENTO	POTENCIA TOTAL (MW)	POTENCIA APROVECHABLE (MW)
Amazonas	1 380	6
Ancash	8 526	138
Apurímac	0	0
Arequipa	1 992	1 158
Ayacucho	114	0
Cajamarca	18 360	3 450
Callao	0	0
Cuzco	0	0
Huancavelica	0	0
Huánuco	54	0
Ica	18 360	9 144
Junín	48	0
La Libertad	4 596	282
Lambayeque	2 880	564
Lima	1 434	156
Loreto	0	0
Madre de Dios	0	0
Moquegua	144	0
Pasco	0	0
Piura	17 628	7 554
Puno	162	0

DEPARTAMENTO	POTENCIA TOTAL (MW)	POTENCIA APROVECHABLE (MW)
San Martín	504	0
Tacna	942	0
Tumbes	0	0
Ucayali	0	0
TOTAL	77 394	22 452

Fuente: Implementación del Sistema Digital para Evaluación Preliminar del Potencial de Recurso Eólico – VIENTOGIS, FONER, 2008.

El potencial teórico aprovechable de 22 452 MW, a su vez tiene que considerarse los aspectos de viabilidad técnica, económica y financiera para llegar a proyectos factibles, estudios que para algunos proyectos se están realizando, y que reduciría sensiblemente el potencial real viable de proyectos de generación eólica para el SEIN.

Las concesiones eléctricas asociadas con proyectos eólicos, en el contexto de recursos energéticos renovables, registran el otorgamiento de 45 concesiones temporales. Así mismo, 16 concesiones temporales adicionales han sido solicitadas. En el siguiente cuadro, se muestran las concesiones temporales otorgadas.

Cuadro N° 3.79
Concesiones Temporales para Proyectos Eólicos

PROYECTO EÓLICO	REGIÓN	POTENCIA INSTALADA
El Tunal	Piura	105 MW
Punta Balcones	Piura	200 MW
Parque Talara	Piura	240 MW
Parque Negritos – La Brea	Piura 180 MW	180 MW
Parque Yacila - Islilla	Piura	80 MW
Parque Máncora	Piura	100 MW
Parque Lobitos	Piura	150 MW
Parque Vice	Piura	80 MW
Parque Vichayal	Piura	80 MW
El Alto	Piura	200 MW
La Brea	Piura	170 MW
Talara	Piura	300 WM
Parque Lagunitos	Piura	150 MW
Parque Cupisnique	La Libertad	240 MW
Parque Magdalena de Cao	La Libertad	240 MW
Parque San Pedro de Lloc	La Libertad	100 MW
Malabrigo	La Libertad	60 MW
Ascope	La Libertad	100 MW
La Pampa	La Libertad	100 MW
Pacasmayo	La Libertad	50 MW
San Pedro de Lloc	La Libertad	50 MW
Parque Casma	Ancash	240 MW
Parque Chimbote	Ancash	240 MW
Parque Nuevo Chimbote	Ancash	180 MW
Casma I	Ancash	100 MW
Chimbote I	Ancash	100 MW

Casma	Ancash	50 MW
Bella Unión	Arequipa	200 MW
Parque Punta Lomas	Arequipa	240 MW
Parque Miramar de Santa M.	Arequipa	80 MW
Parque San Juan	Arequipa	80 MW
Yauca	Arequipa	300 MW
Marcona 1	Arequipa	100 MW

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2008.

La energía eléctrica proveniente de centrales eólicas está considerada en el PRE-2008 como oferta de generación.

3.5.3.5 Energía Geotérmica

En 1975, la empresa estatal MINERO PERU efectuó estudios de exploración preliminar de las manifestaciones geotermales de Calacoa y Salinas en Moquegua. En 1976, Geothermal Energy Research del Japón, efectuó trabajos de exploraciones preliminares en la cuenca del Vilcanota en Cusco. En 1977, el INIE efectuó el primer censo de manifestaciones geotermales. En 1978, el INGEMMET elaboró un inventario y agrupación geográfica de afloramientos geotermales: Regiones Geotermales. En 1979-1980, INGEMMET y AQUATER de Italia efectuaron estudios de reconocimiento geotérmico de la Región V, identificando las áreas de interés Tutupaca, Calacoa, Challapalca, Salinas, Chachaniy Chivay.

En 1980, Geothermal Energy System Ltd. hizo estudios de reconocimiento geotérmico de las zonas de Calacoa, Tutupaca y las Salinas en Moquegua. Entre los años 1983 y 1985, INGEMMET y British Geological Survey efectuaron un inventario parcial de manifestaciones geotermales de la Región VI, departamentos de Cusco y Puno. Entre los años 1983 y 1986, ELECTROPERÚ y CESEN de Italia efectuaron estudio de reconocimiento geotérmico de las Regiones I a IV, estudio de pre-factibilidad, en el área La Grama en la provincia de Cajabamba, Cajamarca. En el año 1986, ELECTROPERÚ con asistencia técnica de la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) y las Naciones Unidas realizaron investigaciones geoquímicas en la Región V, entre Tacna y Moquegua. En 1997, CENERGÍA con el apoyo del IIE de México efectuó la evaluación de la información, estudios disponibles, realizados por INGEMMET, ELECTROPERU, CENERGÍA, Proyecto Especial Tacna, IPEN y la Cooperación Internacional.

Se han identificado 6 regiones geotérmicas de interés:

Cuadro N° 3.80.
Regiones Geotérmicas de Interés

REGION	AREA
1	Cajamarca
2	Huaraz
3	Churín
4	Central
5	Cadena de Conos Volcánicos
6	Puno-Cuzco

Fuente: Ministerio de Energía y Minas, 2008.

Se manifiesta que el Perú tiene 156 zonas geotérmicas identificadas. El territorio peruano forma parte del denominado Círculo de Fuego del Pacífico, caracterizado por la ocurrencia de movimientos sísmicos, fenómenos tectónicos y elevada concentración de flujo tectónico. En el país se han reconocido más de doscientas vertientes de agua caliente. Las mejores perspectivas de aprovechamiento geotérmico para generación eléctrica se ubican por el momento en la Región V (Conos Volcánicos), y la Región II (Callejón de Huaylas). En la Región V, se ubican las áreas de mayor interés a nivel nacional, las cuales son: Calacoa, Tutupaca–Caliente, Challapalca, Laguna –Chachani y Chivay.

3.5.3.6 Promoción de Energías Renovables No Convencionales - Oferta de Generación para el SEIN

Se considera que la generación total de energía eléctrica proveniente de la energía eólica y la energía geotérmica sería hasta el 5% de la demanda total del SEIN durante el período 2008-2017.

a) Energía Eólica

Se estima que los primeros proyectos eólicos podrían estar iniciando operaciones a partir del año 2011, y que se incrementarían de manera progresiva durante el período de análisis.

Se contempla el inicio de la generación eólica con 50 MW en el año 2011, avanzando de manera progresiva a un total acumulado de 450 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.81.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
EOL	-	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	100,0	100,0	450,0
TOTAL	-	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	100,0	100,0	450,0

b) Energía Geotérmica

Se estima que los primeros proyectos geotérmicos podrían estar iniciando operaciones en un plazo de 6 años, es decir a partir del año 2015, y que se incrementarían de manera progresiva durante el período de análisis. Se considera que se podría iniciar con una central geotérmica de 25 MW en el año 2015, incrementándose de manera progresiva a un total acumulado de 125 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.82.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
GEOTERMIA	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	50,0	50,0	125,0
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	50,0	50,0	125,0

c) Energía Hidráulica – Pequeñas Centrales Hidráulicas

Los proyectos hidráulicos menores a 20 MW pueden acogerse a los beneficios del Decreto Legislativo 1002, en el cual se menciona que:

La energía hidráulica a menor escala no está incluida en el límite del 5%, por lo tanto este tipo de tecnología se beneficiará de los incentivos de esta legislación independientemente del porcentaje de su participación en el consumo nacional total de electricidad.

Se considera que los proyectos hidráulicos menores a 20 MW identificados alcanzan actualmente los 143 MW¹⁶.

Se propone el ingreso de proyectos hidráulicos menores a 20 MW a partir del año 2013, de manera progresiva a un total acumulado de 143 MW al final del año 2017.

Cuadro N° 3.83.
Impacto en la Demanda de Potencia (MW) - Período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
PH < 20 MW	-	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	15,0	25,0	40,0	53,0	143,0
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	15,0	25,0	40,0	53,0	143,0

d) Oferta Total de Proyectos de Generación de ERNC para el SEIN

En el siguiente cuadro se muestra el total estimado de oferta de proyectos de ERNC para el SEIN en el período 2008-2017, que se acogerían a los beneficios de promoción de las energías renovables, que comprende generación eólica, geotérmica y generación hidráulica menor a 20 MW.

Cuadro N° 3.84.
Impacto Total en la Oferta de Potencia (MW) en el período 2008-2017

POTENCIA (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
EOL	-	0,0	0,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	100,0	100,0	450,0
GEOTERMIA	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	50,0	50,0	125,0
PH < 20 MW	-	0,0	0,0	0,0	0,0	10,0	15,0	25,0	40,0	53,0	143,0
TOTAL	-	0,0	0,0	0,0	50,0	60,0	65,0	100,0	190,0	203,0	718,0

En el siguiente cuadro se muestra el impacto total en la oferta de energía del SEIN.

En el caso de la energía eólica se ha considerado un factor de planta de 0,30.¹⁷

En el caso de la geotermia se ha considerado un factor de planta de 0,85.¹⁸

¹⁶ Institutional and Financial Framework for Development of Small Hydropower, Junio 2008, World Bank.

¹⁷ DS-050-2008, MINEM

¹⁸ Ministerio de Minería, República de Chile, 2008

En el caso de las pequeñas hidráulicas (menores a 20 MW) se ha considerado un factor de planta de 0,70.¹⁹

Cuadro N° 3.85.
Impacto Total en la Oferta de Energía (GWh) en el período 2008-2017

ENERGIA (GWH)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
EOL	-	0.0	0.0	131	131	131	131	131	263	263	1183
GEOTERMIA	-	0.0	0.0	0	0	0	0	186	372	372	931
PH < 20 MW	-	0.0	0.0	0	0	61	92	153	245	325	877
TOTAL	-	0.0	0.0	0	131	193	223	471	880	960	2990

3.5.4 Costos de Inversión Asociado a Proyectos de UEE y ERNC

3.5.4.1 Inversión Asociada a Proyectos UEE

a) Sector Residencial

El costo de inversión por la mejora en el UEE, correspondiente al Sector Residencial, que impacta la demanda del SEIN, proyectado para el período 2008-2017, se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.86.
Inversión Asociada con proyectos de UEE en el Sector Residencial
(en Millones de US \$) - Período 2008-2017

INVERSION (MM US\$)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
REEMPLAZO INCANDESCENTES	-	-	2,7	5,3	6,7	6,7	5,3	-	-	-	26,7
USO DE TERMAS A GAS NATURAL	-	2,4	4,0	5,0	7,0	6,0	5,7	5,4	7,2	6,9	49,5
CAMPAÑA DE SENSIBILIZACION	-	-	0,4	0,6	0,6	0,4	-	-	-	-	2,0
USO DE TERMAS SOLARES	-	1,4	1,6	1,7	1,9	2,1	2,3	2,6	2,8	3,1	19,6
TOTAL	-	3,8	8,7	12,7	16,2	15,2	13,4	7,9	10,0	9,9	97,7

b) Sector Minero-Industrial

El costo de inversión por la mejora en el UEE, correspondiente al Sector Minero - Industrial, que impacta la demanda del SEIN, proyectado para el período 2008-2017, se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.87.
Inversión Asociada con proyectos de UEE en el Sector Minero-Industrial
(en Millones de US \$) - Período 2008-2017

INVERSION (MM US\$)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
AUDITORIAS ENERGÉTICAS	-	2,0	3,1	4,1	5,1	5,1	6,1	6,1	5,1	4,1	41,0
CONTROL DE MAXIMA DEMANDA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REEMPLAZO DE MOTORES	-	2,4	3,7	6,6	8,5	9,3	10,6	9,7	8,0	6,3	65,2
COGENERACION	-	0,0	0,0	0,0	11,8	23,6	35,4	47,2	59,0	59,0	236,0
TOTAL	-	4,5	6,8	10,7	25,4	38,0	52,2	63,0	72,2	69,4	342,1

c) Sector Comercial

¹⁹ Institutional and Financial Framework for Development of Small Hydropower, ESMAP, 2008

El costo de inversión por la mejora en el UEE, correspondiente al Sector Minero - Industrial, que impacta la demanda del SEIN, proyectado para el período 2008-2017, se presenta en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 3.88.
Inversión Asociada con proyectos de UEE en el Sector Comercial
(en Millones de US \$) - Período 2008-2017

INVERSION (MM US\$)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
ILUMINACION EFICIENTE	-	0,6	1,0	1,4	1,9	2,4	2,8	3,1	2,1	2,2	17,4
REFRIG. Y AIRE ACOND. EFIC.	-	5,4	8,4	11,9	16,0	20,8	23,9	26,2	18,1	18,8	149,5
TOTAL	-	6,1	9,4	13,3	17,8	23,3	26,7	29,2	20,2	21,0	166,9

3.5.4.2 Inversión Asociada a Proyectos de ERNC

En el siguiente cuadro se presenta la estimación de inversión asociada con generación eólica, geotermia y pequeñas centrales hidráulicas para el período 2008-2017 en millones de dólares (MM US\$).

Cuadro N° 3.89.
Inversión Asociada con proyectos de ERNC en el SEIN
(en Millones de US \$) - Período 2008-2017

INVERSION (MM US\$)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	TOTAL
EOL	-	0,0	0,0	75	75	75	75	75	150	150	675
GEOTERMIA	-	0,0	0,0	0	0	0	0	50	100	100	250
PH < 20 MW	-	0,0	0,0	0	0	17	26	43	68	90	243
TOTAL	-	0,0	0,0	75	75	92	75	168	318	340	1168

3.6 PROYECCIÓN DE PRECIOS EN BARRA

Los precios en barra para el Escenario de Demanda Medio, considera el progresivo cambio de fijación de precios basados en Costos Marginales de Corto Plazo, hacia la determinación de precios resultado de subastas y licitaciones de contratos de electricidad, conforme a lo establecido por la Ley N° 28832 (estimados que en promedio estarán cercanos a los Costos Marginales de Largo Plazo).

En los Cuadros N° 3.90 y N° 3.91, se presentan las proyecciones de precios en barra para el período 2009 – 2017, para los casos sin y con proyectos de energía renovable No Convencional (ERNC), respectivamente. Para el año final del período el precio en barra con ERNC resulta un 7% mayor que el precio sin ERNC.

Cuadro N° 3.90
Proyección del Precio en Barra 2009 - 2017
Sin Proyectos de Energía Renovable No Convencional

CMgLP - Generación y Transmisión Troncal	46,6 US\$/MWh
CMgLP - Generación	44,3 US\$/MWh

ANO	Potencia	PCSPT	PCSGT	Energía	Precio Medio
	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	34,15	47,41
2011	71,24	20,21	19,83	34,15	50,01
2012	71,24	18,77	18,42	34,15	49,60
2013	71,24	16,86	22,53	34,15	49,91
2014	71,24	15,25	20,38	34,15	49,38
2015	71,24	13,71	18,32	34,15	48,86
2016	71,24	12,72	17,01	34,15	48,54
2017	71,24	12,21	16,32	34,15	48,37

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN

(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio sin Proyectos ERNC

(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

Cuadro N° 3.91
Proyección del Precio en Barra 2009 - 2017
Con Proyectos de Energía Renovable No Convencional

CMgLP - Generación - Con Proyectos ERNC	47,7 US\$/MWh
---	---------------

ANO	Potencia	PCSPT	PCSGT	Energía	Precio Medio
	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/kW-año	US\$/MWh	US\$/MWh
2009	71,24	22,34	0,00	31,93	45,27
2010	71,24	21,80	0,00	37,54	50,80
2011	71,24	20,21	19,83	37,54	53,40
2012	71,24	18,77	18,42	37,54	53,00
2013	71,24	16,86	22,53	37,54	53,31
2014	71,24	15,25	20,38	37,54	52,77
2015	71,24	13,71	18,32	37,54	52,26
2016	71,24	12,72	17,01	37,54	51,93
2017	71,24	12,21	16,32	37,54	51,76

Notas: (1) Precio en Barra del 2009, de la Fijación de Tarifas en Barra del 2009, de OSINERGMIN

(2) Estimación Basada en Costo Marginal de Largo Plazo Escenario Medio con Proyectos ERNC

(3) Cargo por Sistema Principal de Transmisión Constante, y Sistema Garantizado SGT con Proyectos de Transmisión Troncales del Plan de Transmisión

El resumen del cálculo de la Fijación de Tarifas en Barra 2009, se presenta en el Cuadro N° 3.92.

El desagregado de cálculo del peaje del Sistema Garantizado de Transmisión, se presenta en el Cuadro N° 3.93

Cuadro N° 3.92
FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA 2009
PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA - US\$/MWh)
Barra Santa Rosa 220 kV

Año	Mes	Punta	F.Punta	Total
2009	Mayo	36,82	30,73	31,93

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

Ubicación : Lima 220 kV

US\$/kW-año

	Generador	Conexión	Costos Fijos	Total
US\$/kW-año	53,17	3,13	14,94	71,24

%EHP 19,80%

%EFP 80,20%

F.C. 80,10%

Precio Promedio	42,09	US\$/MWh	sin PCSPT
-----------------	-------	----------	-----------

PEAJE CONEXIÓN SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN 2008

PCSPT	22,34	US\$/Kw-año
-------	-------	-------------

Precio Medio	45,27	US\$/MWh	Incluye PCSPT
--------------	-------	----------	---------------

Cuadro N° 3.93**CÁLCULO DEL PEAJE DEL SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN**

Proyecto	Año Operación	Costo de Inversión Ofertado US\$	Costo Operación Y Mantenimiento US\$	Costo Operación Mantenimiento %
LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Cajamarca-Carhuaquero 220kV	2011	106 140 662	4 795 001	4,5%
L.T. Mantaro-Caravelí-Montalvo 500kV	2011	145 574 703	6 052 287	4,2%
L.T. Machupicchu-Cotaruse 220kV	2011	35 436 902	964 263	2,7%
L.T. Chilca-Zapallal 220/500kV	2011	52 233 900	3 510 327	6,7%
L.T. Chilca - Marcona 500kV	2011	154 000 000	4 620 000	3%
L.T. Onocora-Tintaya-Socabaya	2011	70 600 000	2 118 000	3%
L.T. Independencia-Ica	2011	13 000 000	390 000	3%
L.T. Piura-Talara	2011	22 800 000	684 000	3%
L.T. Zapallal_Chimbote_Trujillo 500 kV	2013	229 250 000	6 877 500	3%

PEAJE SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

Año	Inversión US \$	Anualidad US\$	CO&M US\$	Peaje Anual US\$/año	Peaje Unitario US\$/kW-año
2011	599 786 167	74 459 649	23 133 878	97 593 527	19,83
2013	229 250 000	28 459 933	6 877 500	35 337 433	5,99

3.7 EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN

3.7.1 Evaluación Económica del Plan de Expansión de Generación y Transmisión Troncal

Se realizó la evaluación económica del plan de expansión de generación y transmisión troncal, del Escenario de Demanda Medio, con un análisis Beneficio – Costo que se presenta en el Cuadro N° 3.94.

La evaluación ha sido realizada sobre la base de los resultados de las simulaciones de la expansión del modelo de planificación (SUPER-OLADE-BID), e incluye los costos de los proyectos de transmisión troncales.

Lo obtenido, dado que son el resultado de la optimización de “mínimo costo” de la expansión de la generación, tienen los indicadores nominales, con un Valor Presente Neto cercano a cero, y una Tasa Interna de Retorno Económico del 12%, y una Relación Beneficio/Costo cercano a 1.

La evaluación representa el promedio del plan de expansión, y no contempla cada proyecto de manera específica.

La evaluación no incluye los proyectos de generación de Energía Renovable No Convencional (ERNC), dado que estos proyectos no compiten económicamente con los demás proyectos hidráulicos y térmicos que conforman el plan de expansión, y su inclusión a este se realiza no por razones de viabilidad económica, sino por la aplicación de la normativa de promoción de ese tipo de proyectos.

Cuadro N° 3.94

Evaluación Económica de Proyectos de Generación y Transmisión Troncal
Escenario de Demanda Medio
(En Millones de US\$ del 2008)

Año	Costos			Beneficios		Beneficio Neto
	Inversión Anualizada	O&M	Total	Ventas ⁽¹⁾	Total	
2008	5	177	182	0	0	-182
2009	16	194	210	56	56	-155
2010	54	153	208	93	93	-114
2011	155	209	363	225	225	-138
2012	296	213	509	341	341	-168
2013	380	286	665	536	536	-129
2014	447	394	840	722	722	-118
2015	512	426	938	971	971	33
2016	571	578	1 149	1 155	1 155	6
2017	654	574	1 228	1 252	1 252	24
2018	763	656	1 418	1 347	1 347	-71
2019	895	313	1 208	1 448	1 448	240
2020	1 038	354	1 392	1 555	1 555	163
2021	1 173	286	1 459	1 692	1 692	233
2022	1 289	277	1 566	1 815	1 815	249
2023	1 358	88	1 446	1 945	1 945	498
2024	1 392	78	1 470	2 082	2 082	613
2025	1 405	23	1 428	2 227	2 227	800
2026	1 405	57	1 462	2 362	2 362	900
2027	1 405	138	1 543	2 513	2 513	969
VP 2008-2027	3 828	2 321	6 149	6 155	6 155	
						Valor Presente Neto
						5,6
						Relación B/C
						1,0
						TIR%
						12%

Notas: (1) Ventas a Costo Marginal de Largo Plazo de 46,6 US\$/MWh

Los beneficios del plan se basan en las ventas de electricidad al Costo Marginal de Largo Plazo del plan, valor que no incluye los proyectos de ERNC.

3.7.2 Evaluación Económica de Proyectos de Transmisión

La expansión de la transmisión troncal para el Escenario de Demanda Medio no arrojó ningún nuevo proyecto de reforzamiento de enlaces troncales, fuera de los ya programados y que ya están en ejecución y se incluyen en el Plan Transitorio de Transmisión.

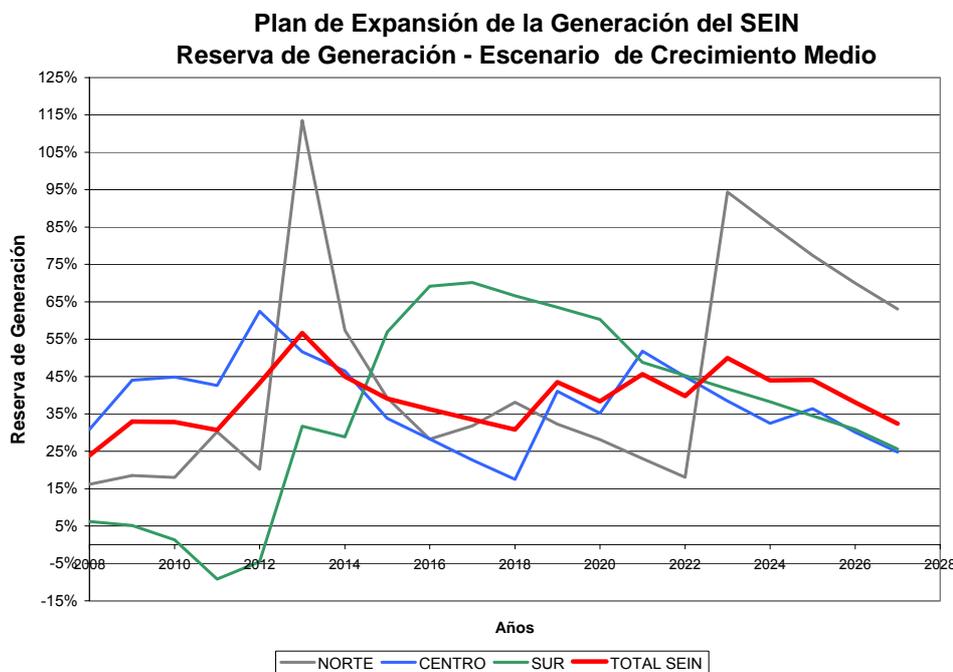
Además, todos los proyectos de transmisión considerados en el plan de expansión de transmisión, son comprendidos como parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por lo que su remuneración se encuentra asegurada bajo una remuneración que cubre sus costos de inversión y de operación y mantenimiento. Estos cargos se incluyen en los precios en barra.

Por lo anterior no se requiere realizar evaluaciones económicas de proyectos de transmisión del plan de expansión de la transmisión, ya que por definición tendrán como indicadores de Valor Presente Neto de 0, una Relación Beneficio/Costo 1, y Tasa Interna de Retorno Económico del 12%.

3.8 RESERVA DE GENERACIÓN – ESCENARIOS DE ANÁLISIS

La evolución de las reserva del SEIN para el Escenario de Demanda Medio se muestra en el Gráfico N° 3.49, y en el Cuadro N° 95, los que están desagregados por zonas (Norte, Centro y Sur).

Gráfico N° 3.49

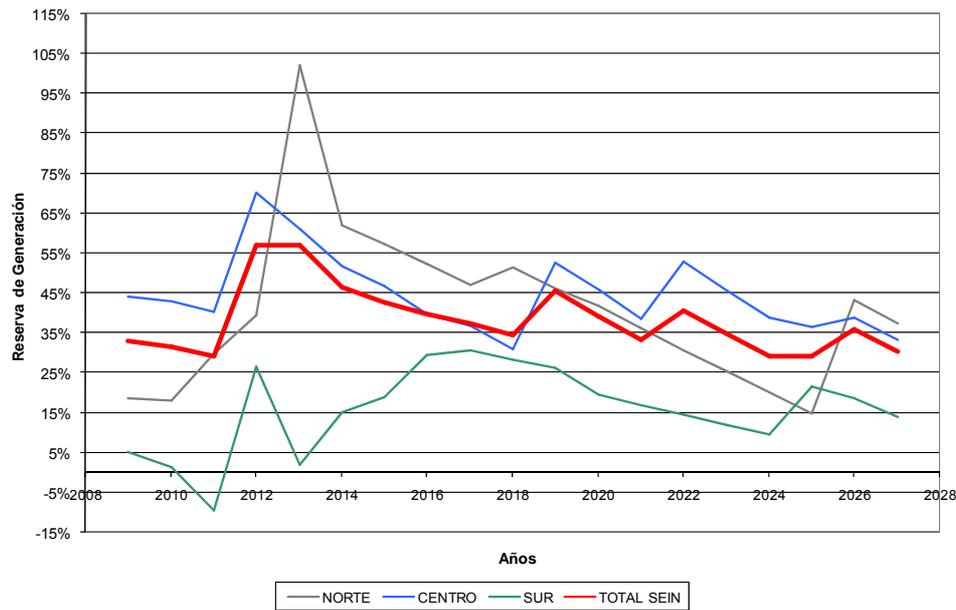


Cuadro N° 3.95
EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO

AÑO	NORTE	CENTRO	SUR	TOTAL SEIN
	%	%	%	%
2008	16,2%	30,9%	6,2%	23,9%
2009	18,5%	44,0%	5,2%	33,0%
2010	18,0%	44,9%	1,3%	32,8%
2011	30,2%	42,6%	-9,2%	30,7%
2012	20,2%	62,4%	-4,5%	43,2%
2013	113,5%	51,6%	31,7%	56,7%
2014	57,4%	46,5%	28,8%	45,0%
2015	39,3%	33,8%	56,9%	39,1%
2016	28,2%	28,3%	69,2%	36,3%
2017	31,8%	22,6%	70,2%	33,5%
2018	38,1%	17,5%	66,6%	30,8%
2019	32,3%	41,1%	63,5%	43,5%
2020	28,1%	35,2%	60,3%	38,4%
2021	23,1%	51,8%	48,8%	45,6%
2022	18,1%	45,0%	45,2%	39,8%
2023	94,4%	38,5%	41,7%	50,0%
2024	85,8%	32,5%	38,3%	43,9%
2025	77,4%	36,4%	34,5%	44,1%
2026	70,0%	30,1%	30,9%	38,0%
2027	63,0%	24,8%	25,6%	32,4%

Se observa que el caso más crítico es el margen de reserva de generación del Sur al inicio del período llegando a valores bajos, inclusive negativos, hasta la entrada en servicio de las unidades a GN asociadas al gasoducto Sur, el 2013, u otras hidráulicas en esa zona. También se observan grandes incrementos de márgenes de reserva en el Norte y Sur, asociados al ingreso de unidades relativamente grandes en relación a la demanda de la zona.

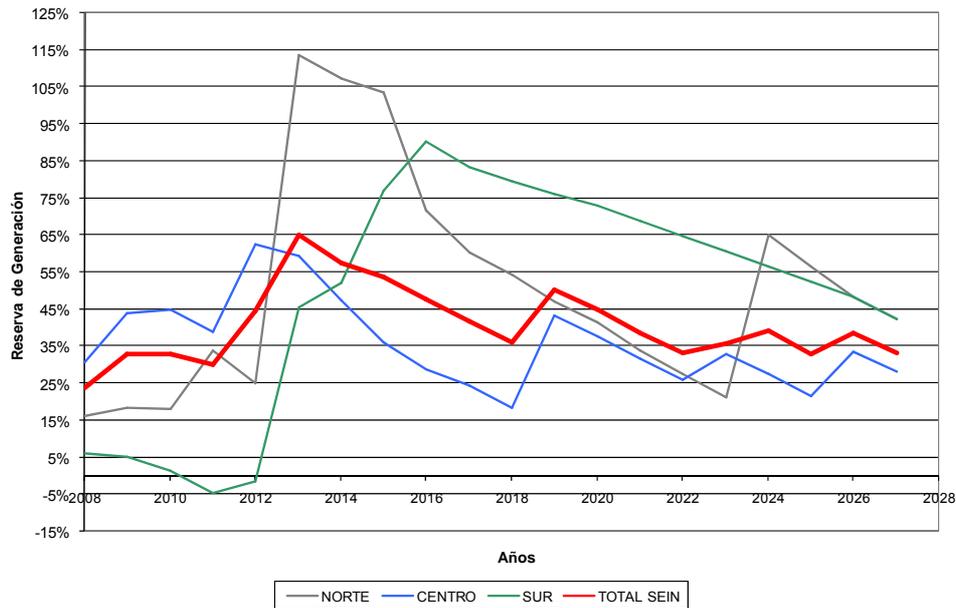
En el Gráfico N° 3.50 y el Cuadro N° 3.96 se presenta los márgenes de reserva de generación para el Escenario de Demanda Optimista, e igualmente en el Gráfico N° 3.51 y el Cuadro N° 3.97, para el Escenario de Demanda Conservador.

Gráfico N° 3.50
**Plan de Expansión de la Generación del SEIN
Reserva de Generación - Escenario Optimista**

**Cuadro N° 3.96
EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA OPTIMISTA**

AÑO	NORTE %	CENTRO %	SUR %	TOTAL SEIN %
2008	16,2%	30,9%	6,2%	23,9%
2009	18,5%	44,0%	5,2%	33,0%
2010	18,2%	42,9%	1,4%	31,6%
2011	29,8%	40,5%	-9,5%	29,3%
2012	39,5%	70,3%	26,7%	57,1%
2013	102,0%	61,1%	2,1%	57,1%
2014	61,9%	51,6%	15,2%	46,6%
2015	57,2%	46,7%	19,0%	42,7%
2016	52,4%	39,7%	29,4%	39,8%
2017	47,0%	36,9%	30,6%	37,5%
2018	51,4%	31,0%	28,4%	34,5%
2019	46,2%	52,6%	26,4%	45,6%
2020	41,7%	45,8%	19,5%	39,2%
2021	36,2%	38,5%	17,0%	33,4%
2022	30,8%	53,0%	14,5%	40,5%
2023	25,4%	45,6%	12,1%	34,7%
2024	20,1%	38,8%	9,7%	29,2%
2025	14,7%	36,5%	21,6%	29,2%
2026	43,3%	39,0%	18,8%	35,9%
2027	37,5%	33,4%	13,9%	30,4%

Gráfico N° 3.51

**Plan de Expansión de la Generación del SEIN
Reserva de Generación - Escenario Conservador**



**Cuadro N° 3.97
EVOLUCIÓN DE LA RESERVA DE GENERACIÓN DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA CONSERVADOR**

AÑO	NORTE %	CENTRO %	SUR %	TOTAL SEIN %
2008	16,2%	30,9%	6,2%	23,9%
2009	18,5%	44,0%	5,2%	33,0%
2010	18,0%	44,9%	1,3%	32,8%
2011	33,7%	38,9%	-4,6%	29,9%
2012	25,0%	62,5%	-1,5%	44,6%
2013	113,5%	59,4%	45,6%	65,2%
2014	107,2%	47,6%	52,3%	57,4%
2015	103,5%	36,0%	77,2%	53,8%
2016	71,8%	28,7%	90,3%	47,6%
2017	60,4%	24,4%	83,3%	41,9%
2018	54,3%	18,5%	79,5%	36,1%
2019	47,2%	43,3%	76,3%	50,1%
2020	41,3%	37,7%	73,0%	44,8%
2021	33,8%	31,6%	68,8%	38,7%
2022	27,5%	26,1%	64,7%	33,2%
2023	21,4%	32,8%	60,6%	35,7%
2024	65,0%	27,5%	56,6%	39,1%
2025	56,6%	21,7%	52,4%	33,1%
2026	48,5%	33,5%	48,3%	38,7%
2027	42,5%	28,2%	42,4%	33,1%

3.9 CASOS DE SENSIBILIDAD DE VARIACIÓN DE LA OFERTA

A fin de mostrar el efecto de variaciones importantes en el desarrollo de la expansión de la oferta de generación, se realizaron dos casos de sensibilidad de variación de la oferta:

- Caso de Sensibilidad – Retraso en la Implementación de Proyectos Hidráulicos: La magnitud y complejidad del Plan de Expansión puede originar retrasos en la implementación de proyectos hidráulicos, por lo que se plantea escenario de sensibilidad con retraso de 2 años para proyectos medianos y 4 años para grandes proyectos.
- Caso de Sensibilidad – Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica: El caso plantea una expansión del parque generador considerando solo a las plantas de gas existentes y las ya comprometidas, lo que significa una relativa baja asignación de gas de Camisea para generación eléctrica en el horizonte.

3.9.1 Caso de Sensibilidad – Retraso en la Implementación de Proyectos Hidráulicos

Se formula un caso de sensibilidad de retrasos en el ingreso de las centrales hidráulicas del plan de expansión del Caso Base, bajo los siguientes criterios:

- Retraso de 2 años en el ingreso de proyectos hidráulicos medianos, y
- Retraso de 4 años en el ingreso de grandes proyectos hidráulicos.

Éste caso puede considerarse como un caso límite de sensibilidad ya que considera la ejecución de proyectos hidroeléctricos medianos entre 6 y 7 años, y grandes proyectos entre 14 y 19 años. Períodos muy amplios que cubren cualquier contingencia.

3.9.1.1 Plan de Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación resultante para el caso de sensibilidad Retraso en la Implementación de Proyectos Hidráulicos, se presenta en el Cuadro N° 3.98, en donde se indica la expansión para dos horizontes: de Mediano Plazo (período 2008-2017) y de Largo Plazo (período 2018-2027).

Cuadro N° 3.98

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD EN EL RERASO DE CENTRALES HIDRÁULICAS

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paíta	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	837	1 006
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	49	68
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	438	517
2017	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
	TOTAL SEIN 2009 -2017			5 976	5 021

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Lluclla	Hidráulico	Sur	382	355
2019	Olmos II	Hidráulico	Norte	120	134
	TGN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
2020	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
2021	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
2022	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Sur	180	81
2023	Paquizapango	Hidráulico	Centro	1540	1308
	Inambari	Hidráulico	Centro	1355	2310
2024	Urubamba	Hidráulico	Centro	735	1200
2027	Manseriche	Hidráulico	Norte	1644	3240
TOTAL SEIN 2018 -2027				7 376	9 375
TOTAL SEIN 2008 -2027				13 352	14 396

3.9.1.2 Balance Oferta - Demanda

El balance oferta – demanda del Plan de Expansión de la Generación para el Escenario de Demanda Medio, se presenta en el Gráfico N° 3.52.

3.9.1.3 Participación Hidrotérmica del Parque Generador del SEIN

La estructura hidro – térmica del equipamiento del parque generador del SEIN, para el Escenario de Demanda Medio considerando la Sensibilidad en el Retraso de las Centrales Hidroeléctricas puede apreciarse en el Gráfico N° 3.53, en términos de potencia efectiva, en el Gráfico N° 3.54 como participación porcentual, y en el Cuadro N° 3.99 en valores.

3.9.1.5 Consumo de Gas Natural de Camisea

El consumo promedio mensual del gas natural de Camisea, para el Escenario de Demanda Medio considerando la Sensibilidad en el Retraso de las Centrales Hidroeléctricas puede apreciarse en el Gráfico N° 3.55. Se observa que una utilización del GN alta en la mayor parte del período de análisis, llegando a superar el límite contratado en al menos tres años (2020 al 2022), si hubiera disponibilidad de GN se permitiría este adicional, de lo contrario se utilizaría Diesel N°2 para ese faltante.

3.9.1.6 Participación de Generación en el SEIN por tipo de Fuente

La participación de la generación eléctrica por tipo de fuentes, para este caso de sensibilidad, se presenta en los Gráficos N° 3.56 y N° 3.57, donde se observa que el sistema mantendría una participación hidráulica por debajo del 60% hasta el año 2023.

Gráfico N° 3.52

Balance Oferta – Demanda – Escenario de Demanda Medio – Sensibilidad Retraso en Ingreso de Centrales Hidráulicas

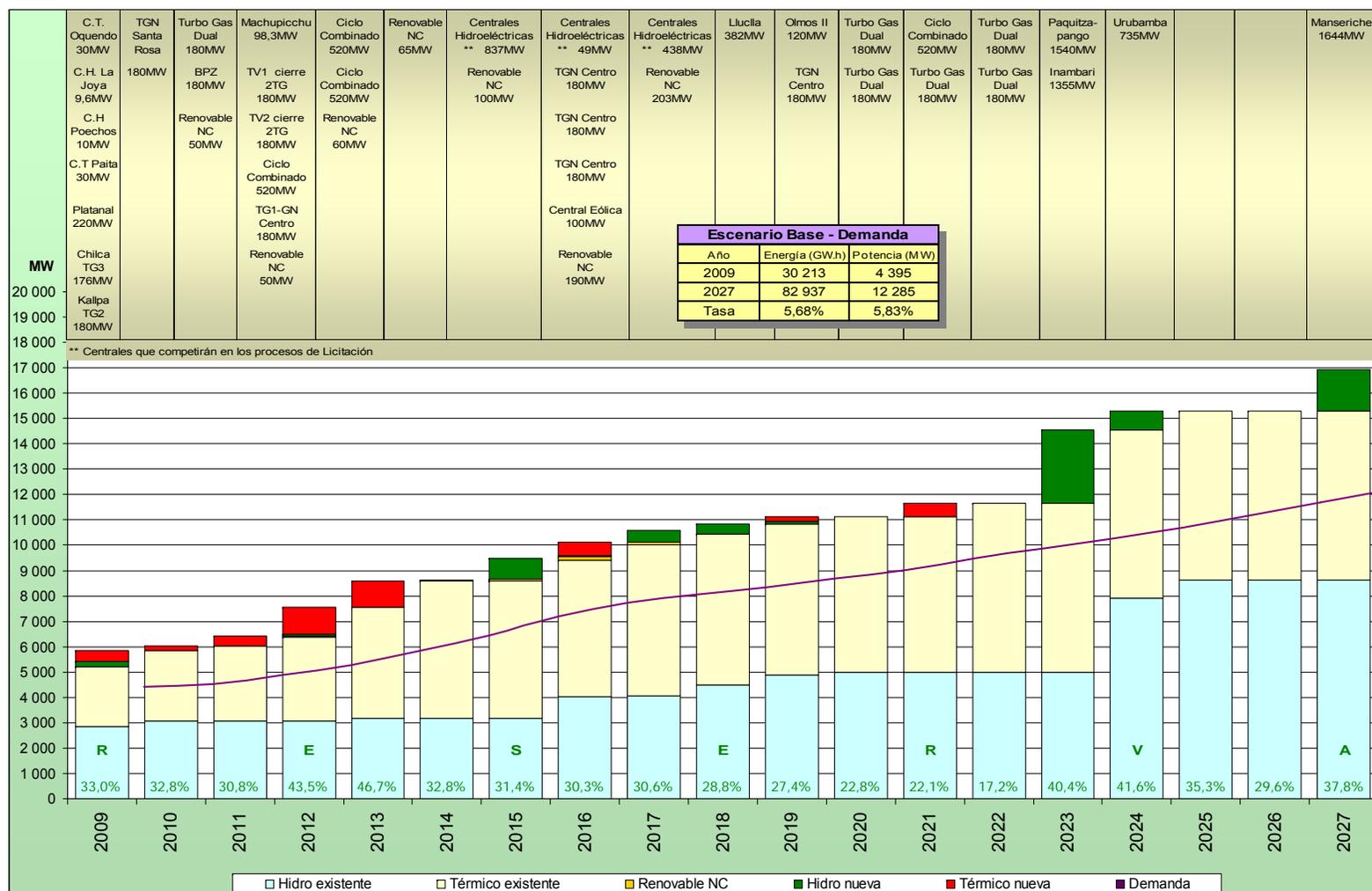


Gráfico N° 3.53

**POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD RETRASO CENTRALES HIDRAULICAS**

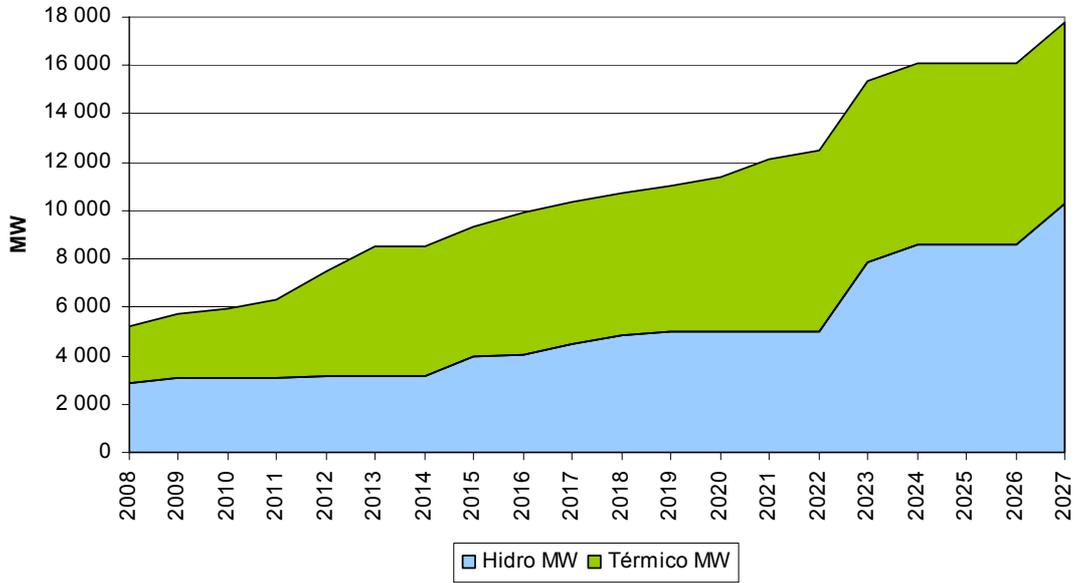
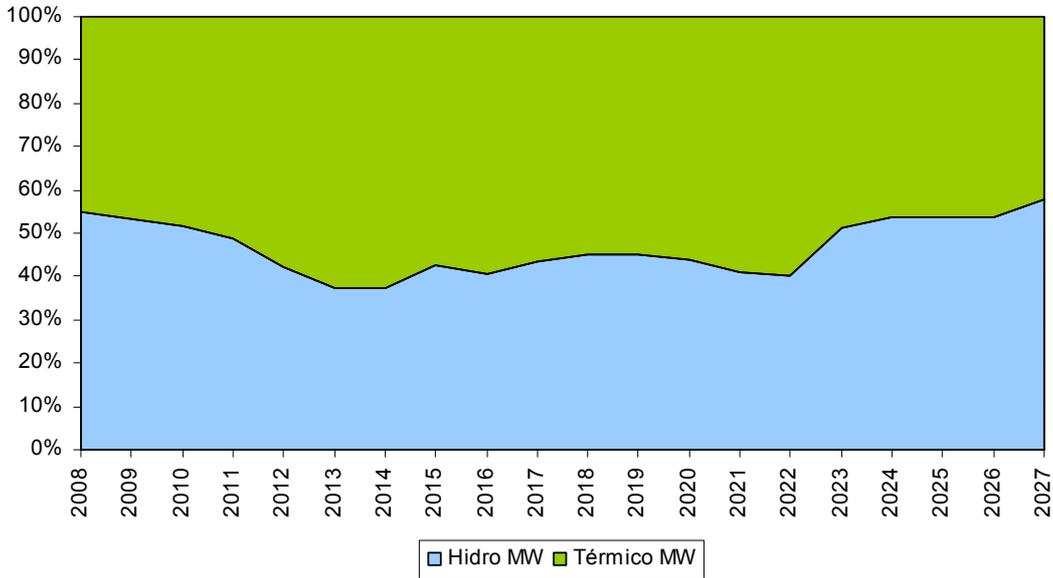


Gráfico N° 3.54

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD RETRASO CENTRALES HIDRAULICAS**



Cuadro N° 3.99
POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO
RETRASO CENTRALES HIDRÁULICAS

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 242	6 305
2012	3 161	4 302	7 463
2013	3 161	5 342	8 503
2014	3 161	5 342	8 503
2015	3 998	5 342	9 340
2016	4 047	5 882	9 929
2017	4 485	5 882	10 367
2018	4 867	5 882	10 749
2019	4 987	6 062	11 049
2020	4 987	6 422	11 409
2021	4 987	7 122	12 109
2022	4 987	7 482	12 469
2023	7 882	7 482	15 364
2024	8 617	7 482	16 099
2025	8 617	7 482	16 099
2026	8 617	7 482	16 099
2027	10 261	7 482	17 743

Gráfico N° 3.55

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Medio
Caso de Sensibilidad - Retraso en Implementación de Centrales Hidráulicas

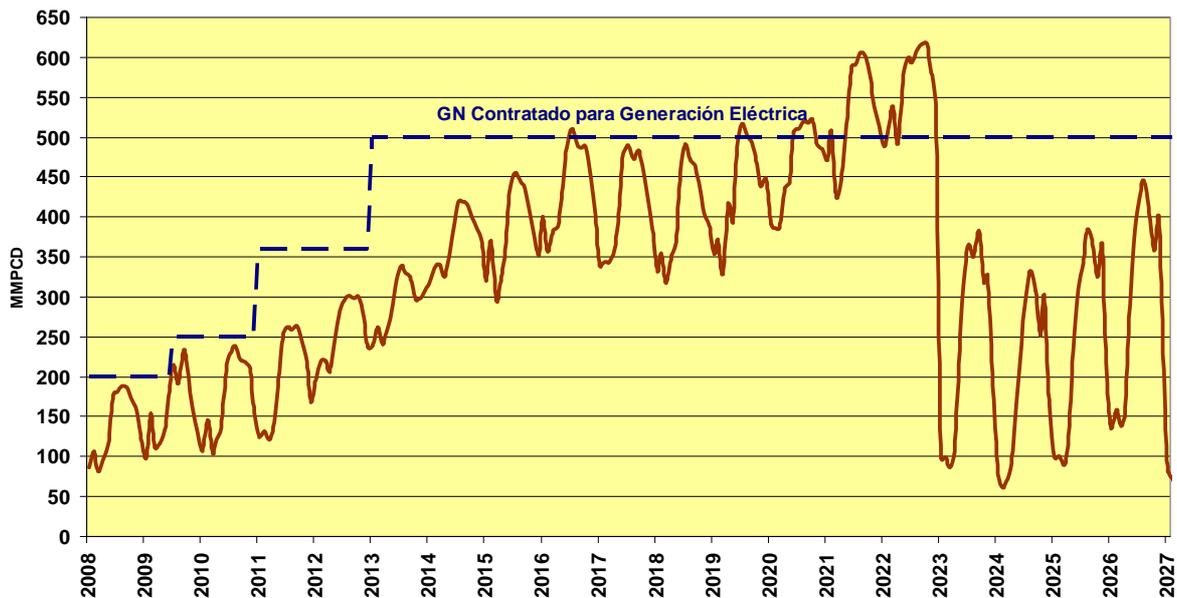


Gráfico N° 3.56

**GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - RETRASO DE INGRESO DE HIDRÁULICAS**

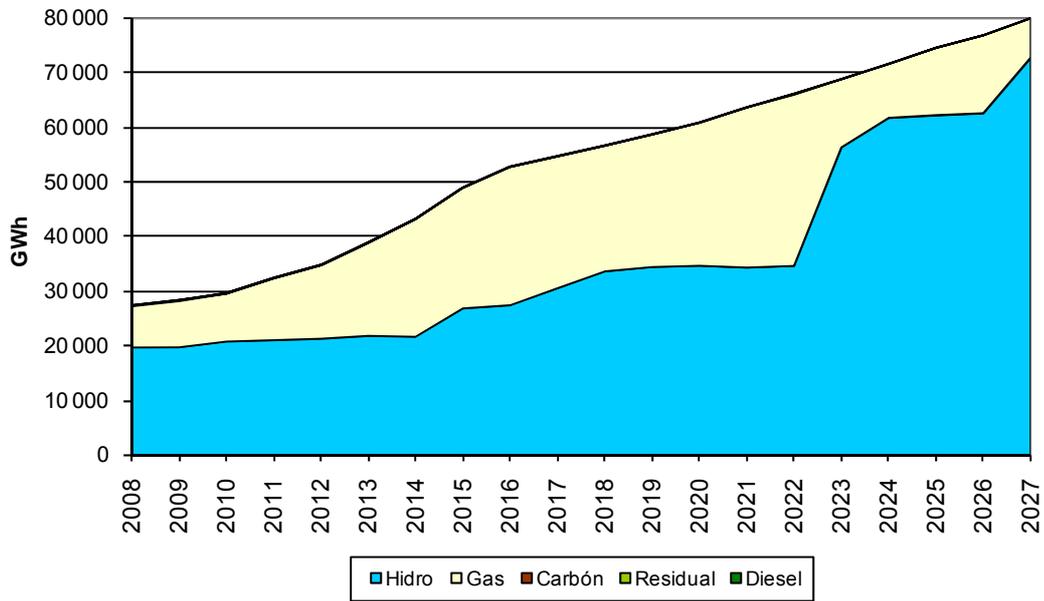
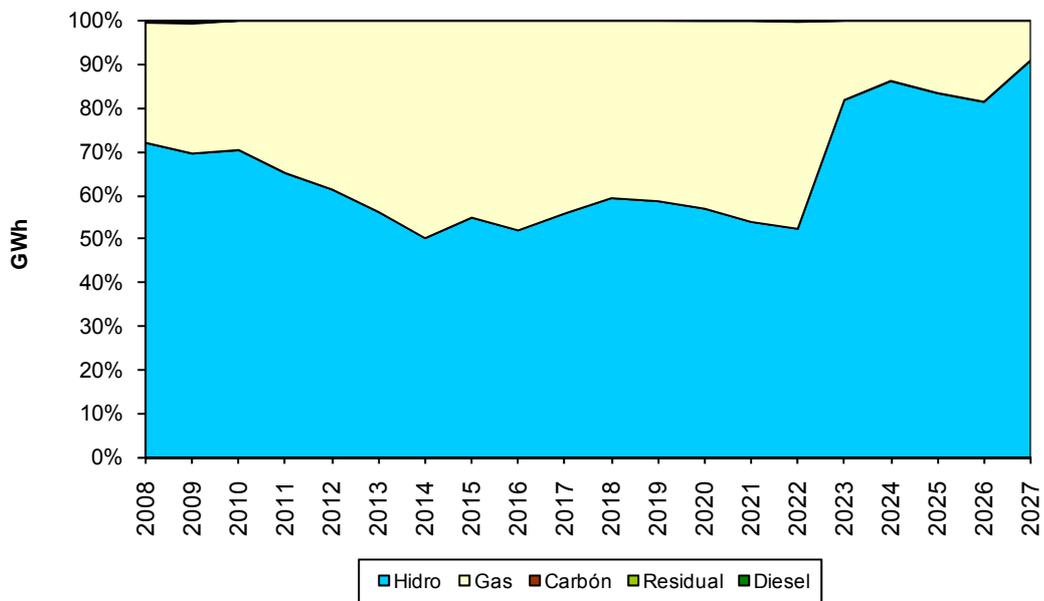


Gráfico N° 3.57

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - RETRASO DE INGRESO DE HIDRÁULICAS**



3.9.2 Caso de Sensibilidad – Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica

A fin de evaluar el impacto de una baja asignación de GN de Camisea, menor que el contemplado en el Caso Base, se formuló un caso de sensibilidad que considera GN disponible solo para las centrales eléctricas existentes y comprometidas.

3.9.2.1 Plan de Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación resultante para el caso de sensibilidad de Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica, se presenta en el Cuadro N° 3.100, para los dos horizontes, de Mediano Plazo (período 2008-2017) y de Largo Plazo (período 2018-2027).

3.9.2.2 Balance Oferta - Demanda

El balance oferta – demanda del Plan de Expansión de la Generación para el Escenario de Demanda Medio, se presenta en el Gráfico N° 3.58.

Se observa que la generación térmica adicional incluye unidades turbogas Dual GN/Diesel operando a Diesel, y una planta de 500 MW Turbovapor a Petróleo Residual.

3.9.2.3 Participación Hidro – Térmica del Parque Generador del SEIN

La estructura hidro – térmica del equipamiento del parque generador del SEIN, para el Escenario de Demanda Medio considerando la Sensibilidad de Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica, puede apreciarse en el Gráfico N° 3.59, en términos de potencia efectiva, en el Gráfico N° 3.60 como participación porcentual, y en el Cuadro N° 3.101 en valores.

3.9.2.4 Consumo de Gas Natural de Camisea

El consumo promedio mensual del gas natural de Camisea, para el Escenario de Demanda Medio considerando la Sensibilidad de Baja Asignación del Gas de Camisea para Generación Eléctrica puede apreciarse en el Gráfico N° 3.61.

Se observa que el nivel de consumo de GN de Camisea se mantiene bajo en todo el período, incrementando de los 200 MMPCD a un máximo de 250 MMPCD, para luego decrecer hasta menos de 100 MMPCD..

Cuadro N° 3.100**PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN****ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO - BAJA ASIGNACIÓN DE GN DE CAMISEA PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA****A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)**

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad	Inversión
				MW	Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	727	800
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	718	1 225
	TV Residual	Residual	Centro	500	550
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	269	380
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Turbo Gas Dual	Diesel	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	502	489
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 -2017				6 357	6 299

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad	Inversión
				MW	Millones US\$
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	1540	1308,0
	Sumabeini	Hidráulico	Centro	1199	2101,0
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	1355	2310,2
2026	Manseriche	Hidráulico	Norte	1644	3240,0
TOTAL SEIN 2018 -2027				5 738	8 959
TOTAL SEIN 2008 -2027				12 095	15 258

Gráfico N° 3.58
Balance Oferta – Demanda – Escenario de Demanda Medio – Sensibilidad Baja Asignación de GN de Camisea

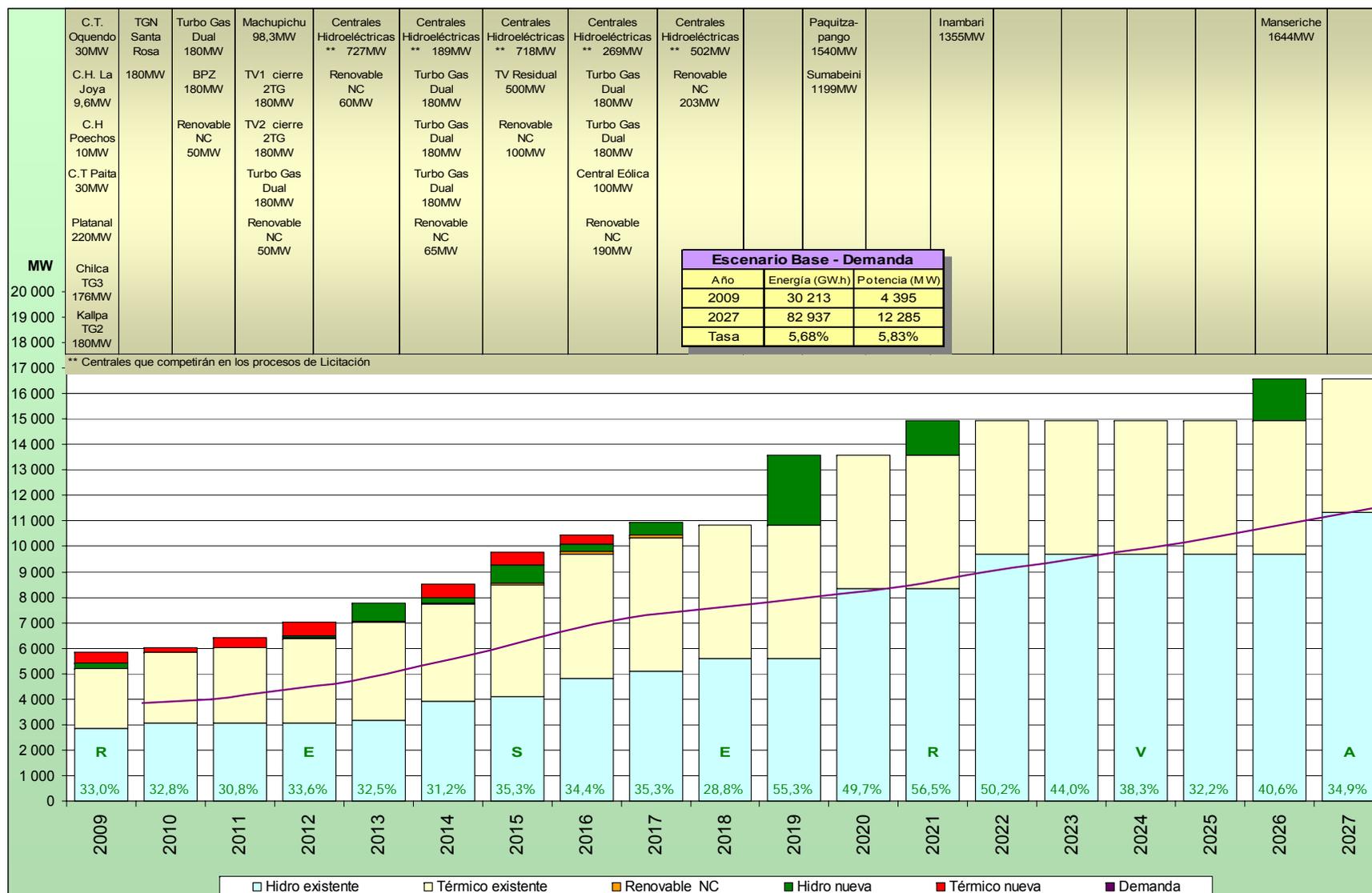


Gráfico N° 3.59

**POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD BAJA ASIGNACIÓN DE GN DE CAMISEA**

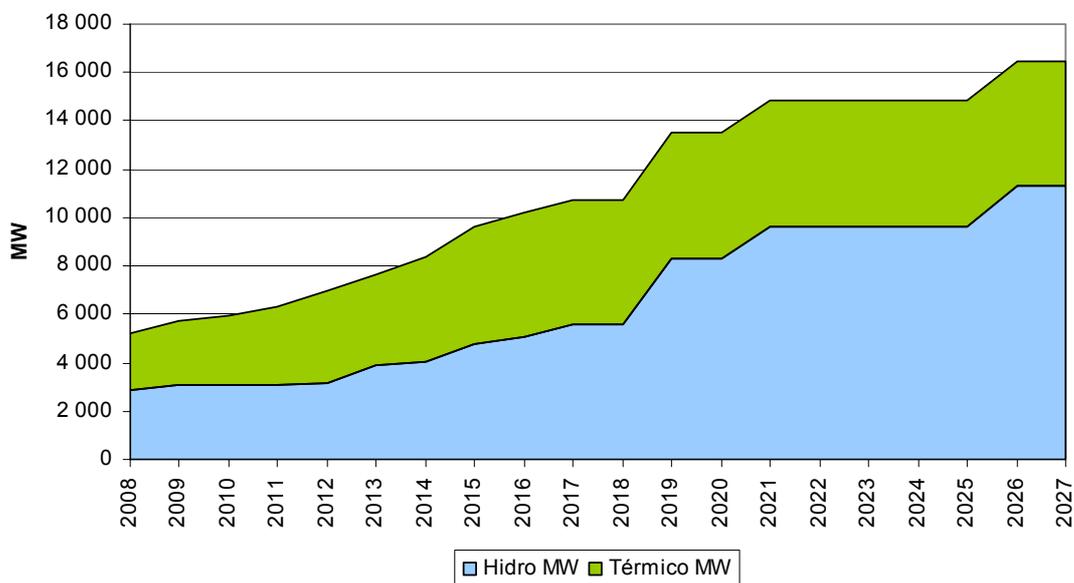
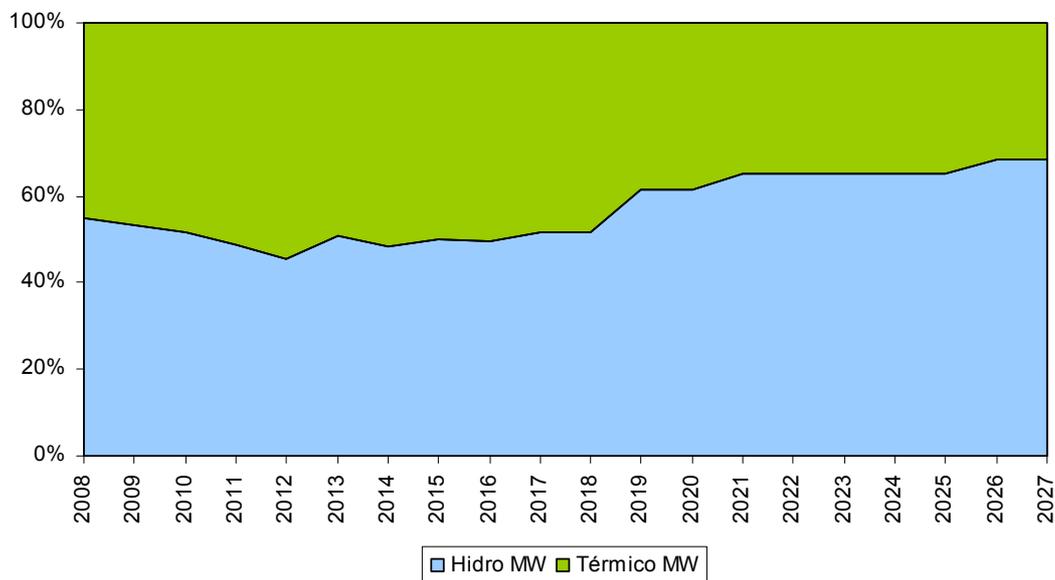


Gráfico N° 3.60

**PARTICIPACION DE POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
DEMANDA MEDIO - SENSIBILIDAD BAJA ASIGNACIÓN DE GN DE CAMISEA**

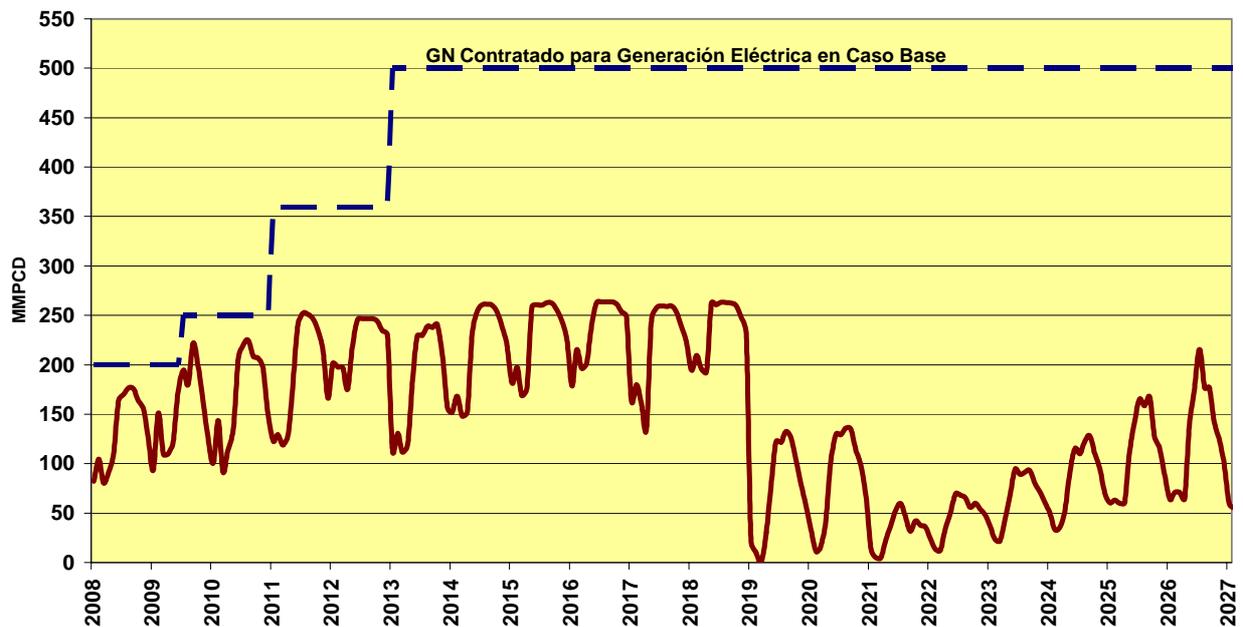


**Cuadro N° 3.101
POTENCIA EFECTIVA DEL SEIN
ESCENARIO DE DEMANDA MEDIO
BAJA ASIGNACION DE GN DE CAMISEA**

Año	Hidro MW	Térmico MW	Total MW
2008	2 843	2 346	5 189
2009	3 063	2 702	5 765
2010	3 063	2 882	5 945
2011	3 063	3 242	6 305
2012	3 161	3 782	6 943
2013	3 888	3 782	7 670
2014	4 077	4 322	8 399
2015	4 795	4 822	9 617
2016	5 064	5 182	10 246
2017	5 566	5 182	10 748
2018	5 566	5 182	10 748
2019	8 305	5 182	13 487
2020	8 305	5 182	13 487
2021	9 660	5 182	14 842
2022	9 660	5 182	14 842
2023	9 660	5 182	14 842
2024	9 660	5 182	14 842
2025	9 660	5 182	14 842
2026	11 304	5 182	16 486
2027	11 304	5 182	16 486

Gráfico N° 3.61

**Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Escenario de Demanda Medio
Caso de Sensibilidad - Baja Asignación de GN para Generación Eléctrica**



3.9.1.6 Participación de Generación en el SEIN por tipo de Fuente

La participación de la generación eléctrica por tipo de fuentes, para el escenario de sensibilidad Baja Asignación de GN para Generación Eléctrica, se presenta en los Gráficos N° 3.62 y N° 3.63, donde se observa que el sistema requiere de combustible derivado de petróleo, principalmente petróleo residual, en los años previos del ingreso de las grandes centrales hidráulicas.

Gráfico N° 3.62

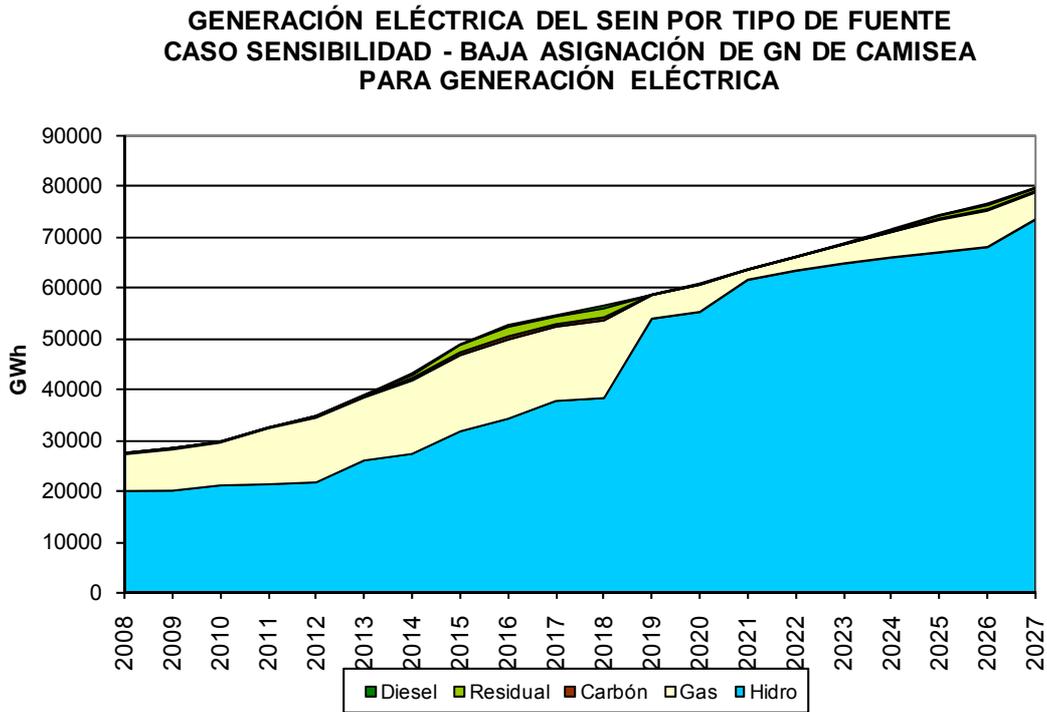
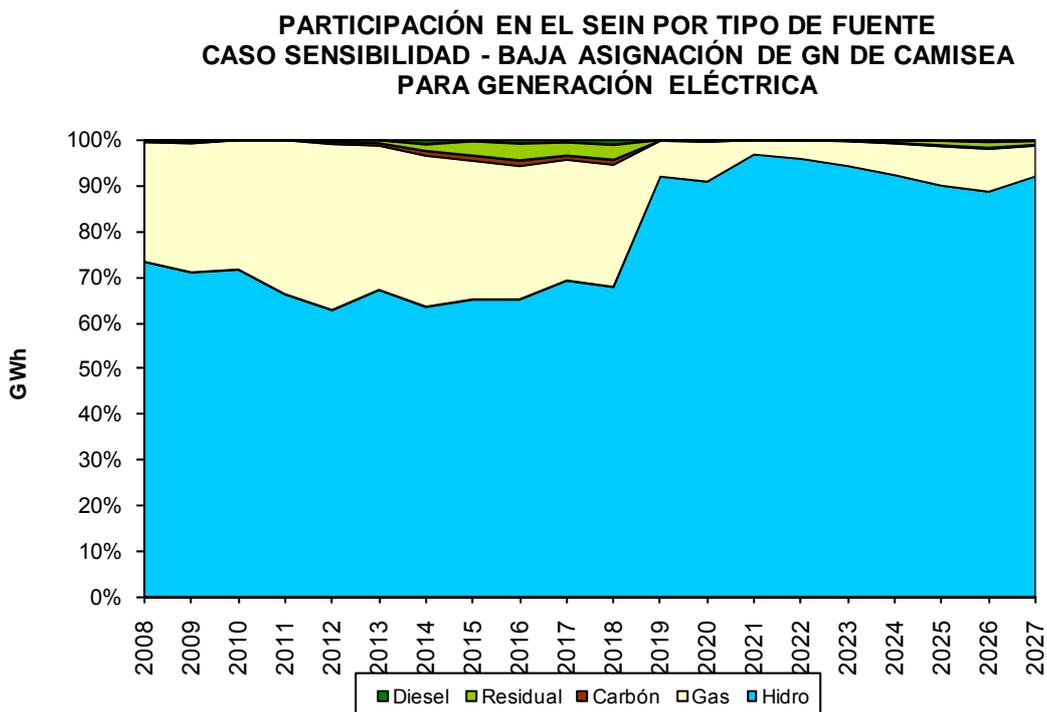


Gráfico N° 3.63



3.10 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Las posibilidades de interconexión eléctrica del Perú con otros países, dependen de los beneficios económicos que el intercambio entre los países ofrece, y las posibilidades técnicas y de costos que acotan los flujos de intercambio viables técnica y económicamente.

La actual relativa debilidad del sistema de transmisión del SEIN en las zonas fronterizas hace que las posibilidades de intercambio por interconexiones internacionales sean marginales, tal como ocurre con el único enlace de interconexión existente con el Ecuador de 160 MW de capacidad de transmisión, la que puede considerarse como muy pequeña comparada con los tamaños de los sistemas eléctricos de ambos países.

La debilidad de los sistemas de transmisión en las zonas limítrofes es una de las más importantes limitaciones en la viabilidad de las interconexiones internacionales.

Otro aspecto importante que posibilita el intercambio por interconexiones internacionales es la complementariedad de los recursos energéticos de los sistemas a interconectar, de manera que pueda aprovechar mejor de manera conjunta con beneficios para los sistemas de ambos países.

Actualmente en el SEIN, debido al gran crecimiento que ha tenido la demanda, a consecuencia del explosivo crecimiento económico del país, no cuenta con recursos energéticos suficientes como para compartir o intercambiar con otros países, hasta por lo menos el Mediano Plazo cuando se restablezca los niveles de reserva de generación. Sin embargo, hacia el Largo Plazo, con el reforzamiento del sistema troncal de transmisión, y la implementación de proyectos de generación hidráulicos mayores, las posibilidades técnicas y económicas de intercambio internacionales se incrementarán, y posibilitarán bajo acuerdos de integraciones eléctricas binacionales.

En la presente sección se analiza propuestas de interconexiones internacionales con los países limítrofes del Perú, sobre la base de la información conocida de la situación energética de esos países, pero cuya evolución depende de acuerdos bilaterales de integración energética que comprometan los estudios y las acciones que permitan viabilizar estos proyectos de integración.

Se analizan las posibles Interconexiones eléctricas del Perú con los países con que limita: Brasil, Ecuador, Bolivia, Chile y Colombia.

3.10.1 Interconexión Perú - Brasil

La interconexión Perú – Brasil se basará en la exportación de electricidad del Perú a Brasil, a partir de grandes proyectos hidráulicos, localizados en la vertiente Amazónica de la zona Centro y Sur del país, a ser desarrollados bajo un convenio binacional, que se encuentra en actual negociación. El convenio en principio comprende las grandes centrales de Inambari, Sumabeni, Urubamba, Vizcatán, Cuquipampa, y Paquitzapango, cuya ubicación y capacidad se indican en el Gráfico N° 3.64, totalizando una capacidad conjunta de 6 300 MW. Estas centrales estarían enlazadas con Rio Branco en el Estado de Acre, en el Brasil.

Dada la situación de actual negociación del convenio binacional, no se puede aún definir las participaciones a lo que ambos países accederían, de estos proyectos, razón por lo que se formuló, para fines de análisis, un caso de sensibilidad del plan de expansión de la generación del Escenario de Demanda Medio, considerando que los grandes proyectos comprendidos en el convenio mencionado, podrían participar en el suministro eléctrico al SEIN bajo un esquema de participación del 50%, y priorizados acorde a los requerimientos del SEIN. Es decir se definió el requerimiento del 50% de los grandes proyectos involucrados, optimizándolos para la expansión de generación del SEIN; y los resultados del Plan de expansión se presentan en el Cuadro N° 3.102, y su Balance Oferta – Demanda en el Gráfico N° 3.65.

El resultado de la expansión de la generación optimizada, desde el punto de vista del SEIN con el 50 % de las grandes centrales comprendidas en el convenio mencionado, resultaron: Paquitzapango, Inambari y Urubamba. Sin embargo, se entiende que otros serían los resultados bajo acuerdos binacionales acorde a los intereses de las dos partes.

También hay que tener en cuenta que la información técnica y de costos de los grandes proyectos involucrados, son muy preliminares, dado el nivel de maduración de éstos, ya que en la mayoría de estos proyectos no cuentan con estudios. Por lo anterior, los resultados que se obtiene de la optimización también son preliminares y los resultados son referenciales para, sobretodo, apreciar el impacto que estos proyectos tendrían en el SEIN, en el largo plazo.

Por otro lado, existe una sensible asimetría, en tamaño y extensión, de los sistemas eléctricos interconectados del Perú y Brasil, que se puede apreciar por el relativo bajo impacto que estos proyectos tendrían en el mercado global brasileño, aunque su importancia se incrementa para la zona occidental del país limítrofe con el Perú, como la zona de Acre; mientras que en el mercado peruano el impacto de estos proyectos es mayor aunque para el largo plazo el tamaño de las centrales son las adecuadas y se presentan como la fuente de generación eléctrica más importante luego de los próximos 10 años (2018 en adelante).

Otro de los aspectos importantes a considerar es la capacidad potencial del sistema brasileño de absorber la producción de las centrales involucradas, en un corto período, así como también ofrecer un respaldo al SEIN ante imprevistos.

Bajo este punto de vista, el aporte de la interconexión también podría comprender el incremento de la reserva del SEIN hasta los límites de intercambio neto de la transmisión de la interconexión, aunque no en principio de intercambio de energía con el SEIN, ya que el flujo predominante será el de exportación. Aspectos aún por definirse cuando se acuerde y diseñe el esquema de transmisión de la interconexión, que dada su complejidad no puede ser configurada en detalle sin un estudio específico previo.

Una configuración de transmisión propuesta para la interconexión se presenta en el Gráfico N° 3.66. Hay que tener en cuenta que el sistema de transmisión para evacuación de la generación de estos proyectos para exportación tendrá un gran impacto en el sistema de transmisión troncal del SEIN.

El consumo de GN de Camisea para este caso de interconexión se indica en el Gráfico N° 3.67, donde se aprecia que la utilización del GN es mayor que en el Caso

Base, debido a que hay menos generación hidráulica aprovechable, pero manteniendo aún amplios márgenes disponibles de GN al final del período.

La participación en el SEIN por tipo de fuente de generación, para este caso de sensibilidad, se presenta en los Gráficos N° 3.68 y 3.69.

El Costo Marginal de Largo Plazo del SEIN para el Plan de Expansión (sin considerar proyectos de ERNC) para este caso es de 47,3 US\$/MWh, un 1,4% mayor que el del Caso Base.

Cuadro N° 3.102 Plan de Expansión Caso de Sensibilidad Interconexión: Perú – Brasil 50% de Participación

A) Horizonte de Mediano Plazo (2008-2017)

Año	Central	Tipo	Zona del SEIN	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2009	C.T. Oquendo	Gas Natural	Centro	30	Ejecutado
	C.H. La Joya	Hidráulica	Sur	9,6	Ejecutado
	C.H. Poechos	Hidráulica	Norte	10	Ejecutado
	Calana (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	24	Ejecutado
	Mollendo (Traslado y Conversión a GN) ¹	Gas Natural	Centro	70	Ejecutado
	C.T. Paita	Gas Natural	Norte	30	Ejecutado
	Platanal	Hidráulico	Centro	220	Ejecutado
	Chilca TG3	Gas Natural	Centro	176	73
	Kallpa TG2	Gas Natural	Centro	180	73
2010	TGN Santa Rosa	Gas Natural	Centro	180	81
2011	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Centro	180	81
	BPZ	Gas Natural	Norte	180	73
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2012	Machupicchu	Hidráulico	Sur	98	149
	TV1 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	TV2 Cierre de 2 TG Existentes a CC	Gas Natural	Centro	180	193
	Ciclo Combinado	Gas Natural	Centro	520	340
	TG1-GN Centro	Gas Natural	Centro	180	81
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	50	75
2013	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	548	579
	Ciclo Combinado - Norte	Gas Natural	Norte	520	340
	Ciclo Combinado - Sur	Gas Natural	Sur	520	340
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	10	17
2014	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	189	282
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	Norte	15	26
2015	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	549
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Norte	50	75
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	25	50
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	25	43
2016	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	431	423
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	40	68
2017	C. Hidráulicas de Licitaciones o Subastas ²	Hidráulico	SEIN	502	489
	Centrales Eólicas ³	Eólico	Centro	100	150
	Centrales Geotérmicas ³	Geotérmico	Sur	50	100
	Pequeñas Centrales Hidráulicas ³	Hidráulico	SEIN	53	90
TOTAL SEIN 2009 -2017				6 213	5 508

(1) No incrementa la potencia efectiva del SEIN

(2) Centrales que competirán en los procesos de Licitación y/o Subastas

(3) Centrales de Energía Renovable No Convencional: Eólicas, Geotérmicas y Pequeñas Centrales Hidráulicas

B) Horizonte de Largo Plazo (2018-2027)

Año	Central	Tipo	Ubicación	Capacidad MW	Inversión Millones US\$
2018	Turbo Gas Dual	Diesel/GN	Norte	180	81
2019	Paquitzapango	Hidráulico	Centro	770	654,0
2021	Inambari	Hidráulico	Centro	667,5	1115,1
2022	Urubamba	Hidráulico	Centro	367,5	600,0
	Rentema	Hidráulico	Norte	854	1416,2
2024	Manseriche	Hidráulico	Norte	1644	3240,0
	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81,3
2025	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81,3
2026	Turbo Gas Dual	Diesel	Norte	180	81,3
TOTAL SEIN 2018 -2027				5 023	7 351
TOTAL SEIN 2008 -2027				11 236	12 859

Gráfico N° 3.64
Grandes Centrales Hidroeléctricas en Principio Comprendidas en el
Convenio Perú – Brasil



Fuente: “Emprendimientos hídricos para generación de energía en Perú” ElectroBras –MINEM, Marzo 2009

Gráfico N° 3.65
Balance Oferta – Demanda – Caso de Sensibilidad Interconexión Perú – Brasil 50% de Participación

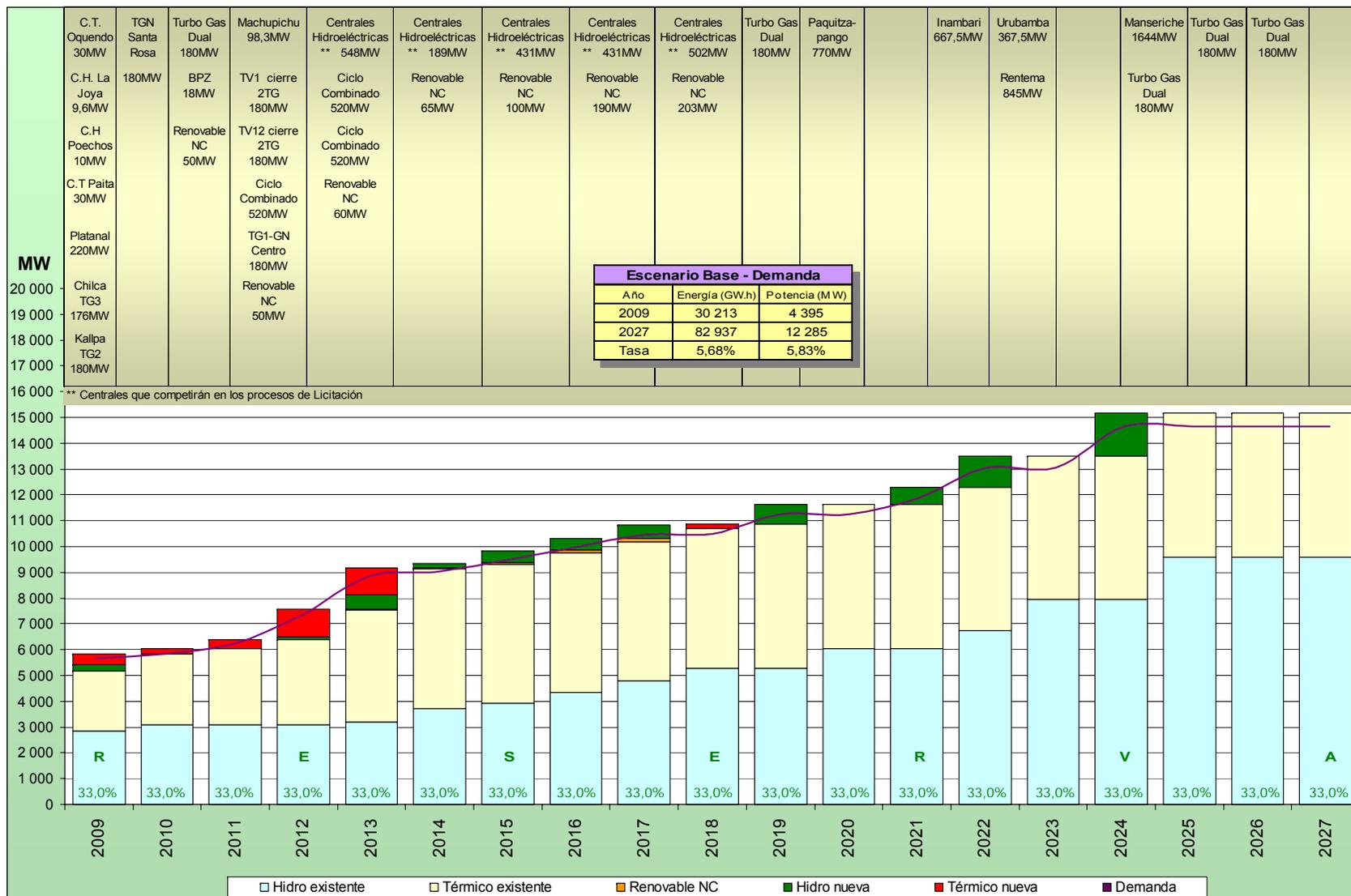


Gráfico N° 3.66

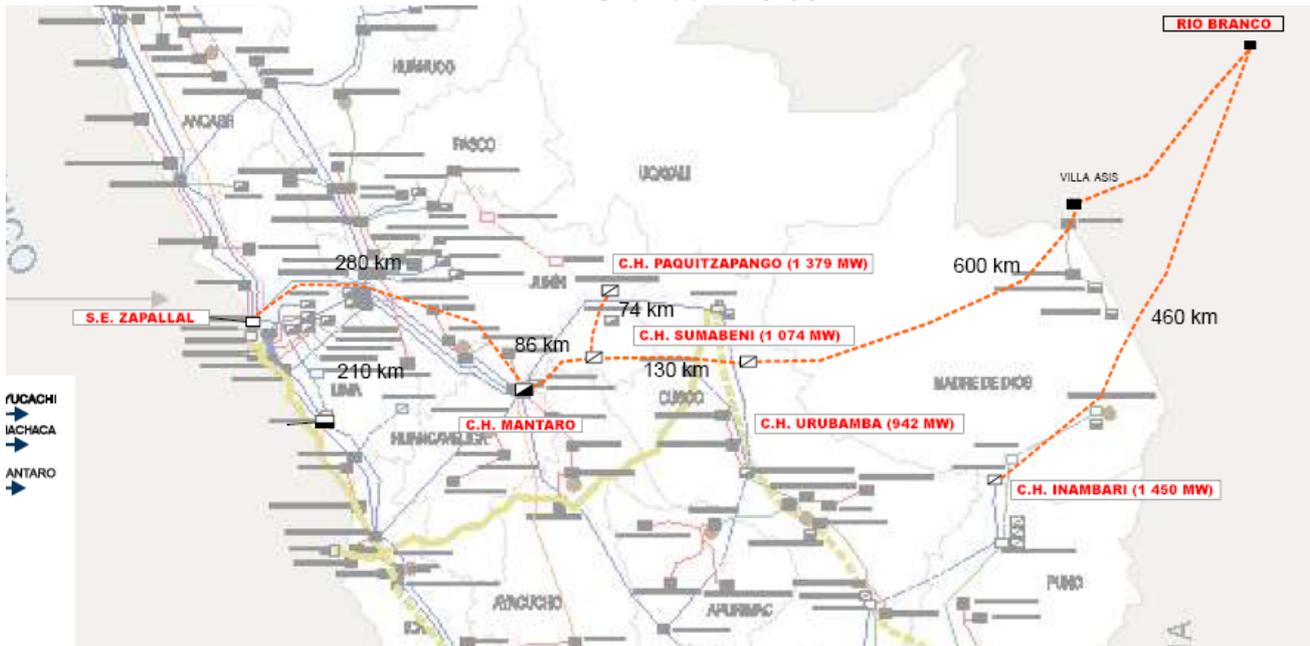


Gráfico N° 3.67

Consumo Promedio Mensual de Gas de Camisea
Caso de Sensibilidad - Interconexión Perú - Brasil 50%

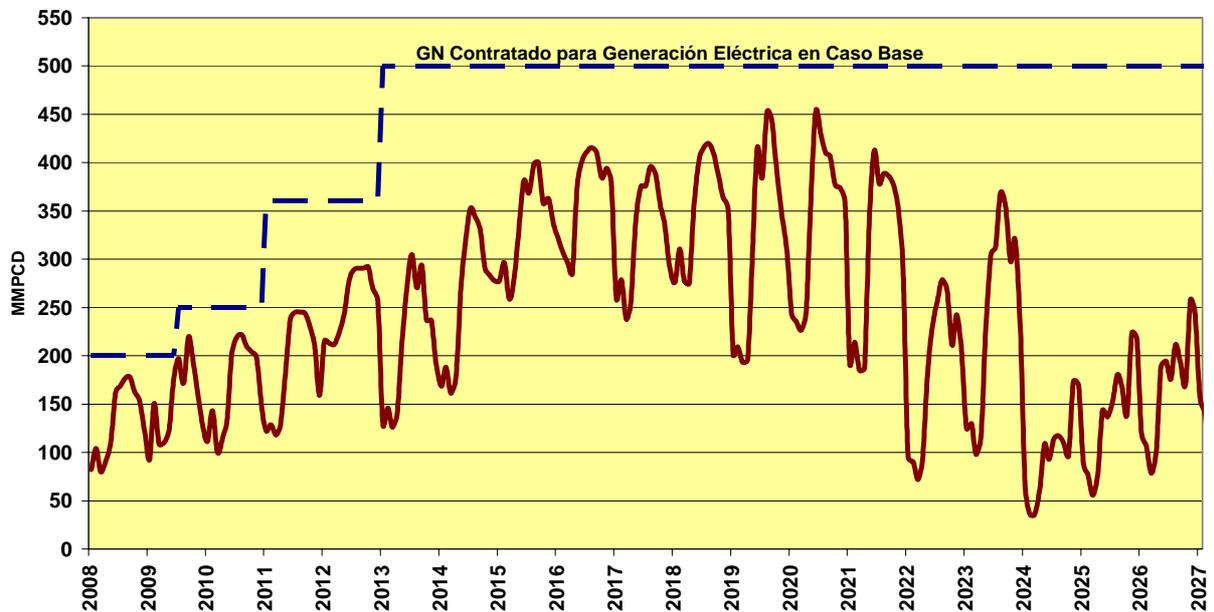


Gráfico N° 3.68

**GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - INTERCONEXIÓN PERÚ BRASIL 50%**

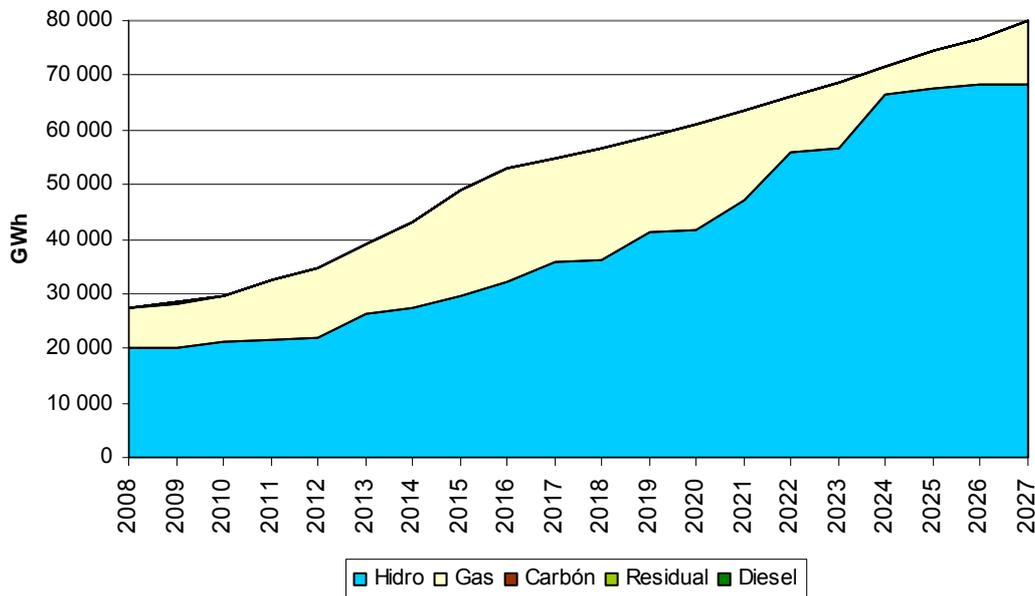
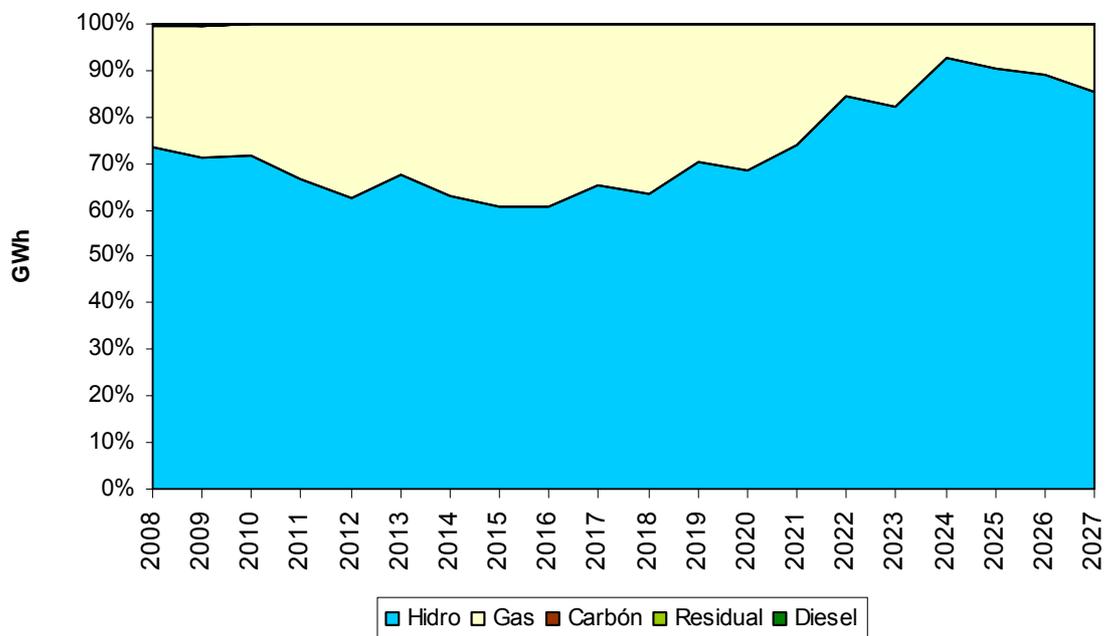


Gráfico N° 3.69

**PARTICIPACIÓN EN EL SEIN POR TIPO DE FUENTE
CASO SENSIBILIDAD - INTERCONEXIÓN PERÚ BRASIL 50%**



3.10.2 Interconexión Perú - Ecuador

La interconexión Perú – Ecuador tiene ya implementado un enlace de transmisión de 220 kV, entre Tumbes y Machala, con una capacidad limitada a 160 MW y de operación asíncrona.

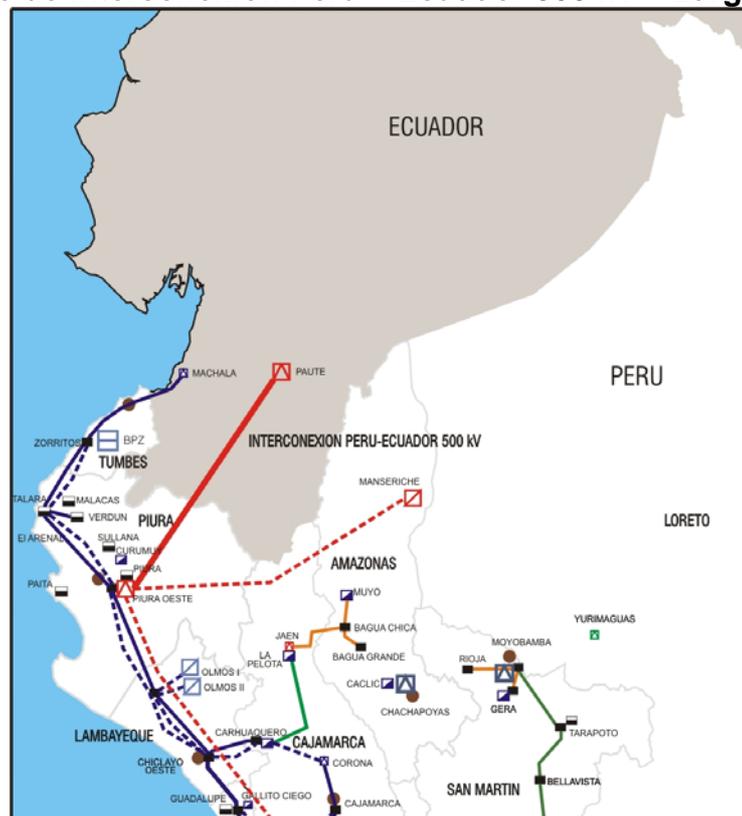
Por razones de acuerdos regulatorios, el enlace aún no ha operado de manera continua.

Si bien en el Corto Plazo y tal vez hasta el Mediano Plazo la capacidad de intercambio con el Ecuador sería limitado, una vez que tanto en el Perú como en el Ecuador se pongan en servicio centrales hidroeléctricas mayores, y dado que se tiene data que existe una alta complementariedad hidrológica, dado que los ciclos estacionales hidrológicos son opuestos (la época de avenida en un país coincide con la época de estiaje del otro), se tiene un gran potencial de interconexión a futuro.

También hay que tener en cuenta que para aprovechar las amplias ventajas de esta complementariedad, debe haber un sistema de transmisión robusto cercano a la frontera, lo que se espera se alcance en el Largo Plazo.

En el Gráfico N° 3.70 se presenta esquemáticamente, el enlace de interconexión existente Tumbes – Machala, y un posible enlace, asumido a Extra Alta Tensión (500 kV), entre Piura y Paute (Ecuador), la mayor central hidráulica existente del país, una vez que los sistemas de transmisión de ambos países se encuentren reforzados, con el ingreso de grandes proyectos hidráulicos.

Gráfico N° 3.70
Enlace de Interconexión Perú – Ecuador 500 kV – Largo Plazo

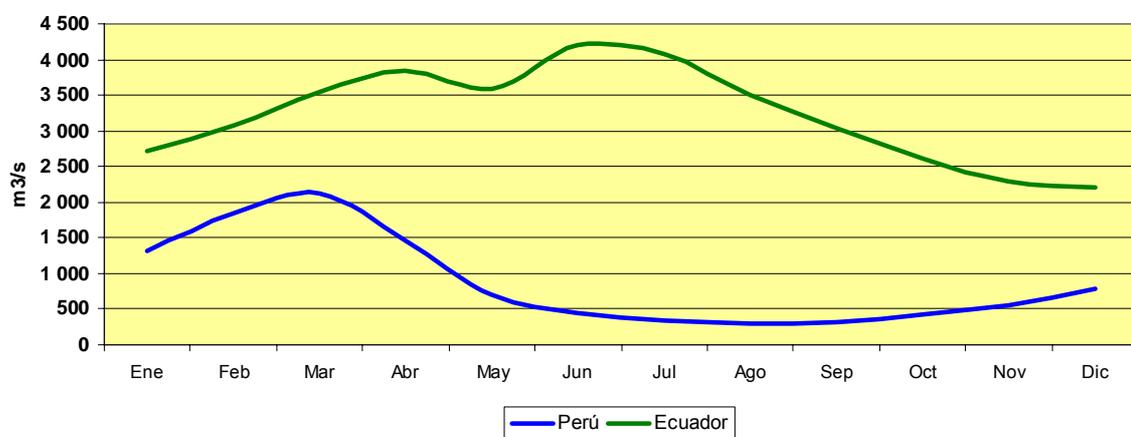


En el Gráfico N° 3.71 se presentan los ciclos hidrológicos del Perú y Ecuador, observándose su complementariedad.

Se realizaron simulaciones gruesas de operación del SEIN con y sin la interconexión con Ecuador, con un tamaño de generación hidroeléctrica para intercambio de 2000 MW, utilizando la base hidrológica del sistema existente ecuatoriano, obteniéndose que la interconexión permitiría una reducción de los costos operativos del SEIN, que van del 10% al 18%, como se indica en el Cuadro N° 3.103.

Gráfico N° 3.71

Interconexión Perú - Ecuador
Estacionalidad de Hidrologías Promedio de Cuencas del Perú y Ecuador
 (Basado en Caudales no Turbinados Agregados de Cuencas de Centrales Existentes)



Cuadro N° 3.103

Interconexión Perú - Ecuador
Balance de Costos Operativos (en Millones de US \$)

Año	Costo Operativos		Variación	Variación%
	SEIN Sin Interconexión	SEIN con Interconexión		
2022	275	225	-50,5	-18,3%
2023	115	99	-15,2	-13,2%
2024	147	123	-23,8	-16,2%
2025	126	113	-12,5	-10,0%
2026	151	133	-18,5	-12,2%
2027	210	176	-33,6	-16,0%

3.10.3 Interconexión Perú - Bolivia

La interconexión Perú – Bolivia tiene un limitante técnico, que es el requerimiento de un convertidor asíncrono para el enlace, debido a la diferencia en frecuencia de operación (60 Hz en el Perú y 50 Hz en Bolivia), debido a que esas instalaciones son muy costosas, y son atractivas cuando existe una diferencia sustancial en costos de electricidad entre los puntos que une, que es el caso cuando en un lado existe disponibilidad de energético barato y abundante, y en el otro no.

Por otro lado acorde al plan de expansión desarrollado para el SEIN no hay mucho espacio para la complementariedad con generación eléctrica basada en GN, como

predominantemente se vislumbra se dará en Bolivia, debido a la alta estacionalidad de la gran generación hidroeléctrica que el Perú prevé implementar.

También hay que tomar en cuenta que el desarrollo del sistema de transmisión boliviano no permite, por el momento conectar las grandes zonas gasíferas (Tarija y Oriente), sin un reforzamiento sustancial, que sería realizado principalmente por el desarrollo del sistema eléctrico boliviano, y no para exportación, por las grandes distancias que involucra.

Asimismo de alguna forma hay que tener en consideración los planes de desarrollo gasífero de Bolivia, y más específicamente la exportación de GN por el Pacífico por o cerca del Perú lo que definiría la integración energética con Bolivia de una manera más amplia.

Por lo anterior, no se presentaría auspiciosa la interconexión Perú – Bolivia, hasta tal vez el Mediano Plazo, cuando Bolivia defina su plan de desarrollo gasífero, y de transmisión.

En el Gráfico N° 3.72 se presenta un esquema futuro de interconexión Perú – Bolivia.

Gráfico N° 3.72
Interconexión Perú – Bolivia 220 kV



3.8.3 Interconexión Perú - Chile

Chile, actualmente, es deficitario de energía, por lo que al menos hasta que descubran yacimientos de gas natural, o lleguen a desarrollar su amplio potencial hidráulico, el país se convertirá en importador neto de energía.

En una situación de mayor dependencia de importación de energía, se encuentra el denominado Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), limítrofe con Perú., ya que de los aproximadamente 30 000 MW de potencial hidroeléctrico con que cuenta el país, más del 70% se localiza en la zona Central, y menos del 1% en el SING.

Por lo anterior, una de las posibilidades de interconexión eléctrica con Chile es la exportación de electricidad a ese país, sobre la base de generación hidráulica y a gas. Pero debido a que éste último energético ya se encontraría restringido en uso eléctrico, aún para el mercado peruano, la posibilidad de interconexión con Chile se daría con la exportación basada principalmente en generación hidráulica.

La exportación de electricidad a Chile estaría basada en nuevos proyectos de generación hidráulica en el Perú, para lo cual se requiere gestar convenios bilaterales de manera similar al del convenio Perú-Brasil.

La interconexión Perú – Chile tiene también el mismo limitante técnico, de diferente frecuencia, que un enlace con Bolivia, por lo que los enlaces de interconexión serían asíncronos, con un mayor costo.

Por lo anterior, hasta no contar con convenios binacionales de integración eléctrica, que asegure la construcción de nuevas centrales hidráulicas dedicadas para exportación, no sería viable la interconexión Perú – Chile.

En el Gráfico N° 3.73 se presenta un esquema futuro de interconexión Perú – Chile.



3.8.3 Interconexión Perú - Colombia

La frontera Perú – Colombia, es una zona de selva baja, con escasa población, de difícil acceso y alejada de los sistemas eléctricos interconectados de ambos países. Esto hace que se dificulte realizar una interconexión eléctrica fronteriza entre los dos países en el Largo Plazo.

Pero, si bien físicamente no es viable la interconexión Perú – Colombia, sí se podría presentar en el futuro intercambios, a través del Ecuador, siempre que se desarrollen los dispositivos regulatorios y operativos de integración eléctrica, bajo la Comunidad Andina, y se refuercen los sistemas eléctricos de los tres países en la zona fronteriza.

En el Gráfico N° 3.74 se presenta un esquema futuro de interconexión Perú – Ecuador – Colombia a 220 kV.

Gráfico N° 3.74
Interconexión Perú – Ecuador - Colombia –220 kV



El sistema aislado de Iquitos cuenta con tres centrales de generación conformados principalmente por grupos Diesel de media velocidad que utilizan petróleo residual, las características principales de estas unidades de generación se muestran en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 4.1
Parque Generador del Sistema Aislado de Iquitos

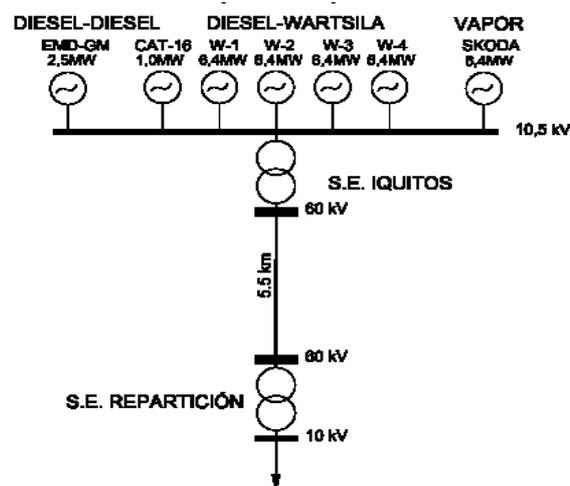
Central	Unidades	Potencia Instalada, MW	Potencia Efectiva, MW
C.T. Iqt. Diesel - Diesel	EMD-GM	2,5	2,2
C.T. Iquitos Diesel WARTSILA	CAT-16CM32	1,0	1,0
	WARTSILA 1	6,4	6,0
	WARTSILA 2	6,4	6,2
	WARTSILA 3	6,4	6,2
	WARTSILA 4	6,4	6,2
C.T. Iquitos Vapor	SKODA	10,0	7,0
TOTAL		39,1	34,8

Como se observa en el cuadro anterior, a la fecha, el parque de generación de Iquitos esta conformado por 07 grupos de generación alcanzando un total de 39,1 MW de potencia instalada y 34,8 MW de potencia efectiva. Dichas unidades fueron puestas en servicio en el año 1980.

De los 07 unidades de de generación, sólo 6 unidades se encuentran operando, 05 unidades correspondientes a la C.T. Iquitos Diesel WARTSILA y 01 unidades de la C.T. Iquitos Diesel – Diesel.

Este sistema cuenta con una línea de transmisión en 60 kV de 5,50 km de longitud, con conductor AAAC 170 mm² y una subestación de transformación de 37,5 MVA, como se muestra en el diagrama unifilar del Gráfico N° 4.2.

Gráfico N° 4.2
Diagrama Unifilar Existente del Sistema Aislado Iquitos



La proyección de la demanda de energía y potencia en bornes de generación del Sistema Aislado de Iquitos, se muestra en el Cuadro N° 11.6. y en el cuadro N° 11.7 del Informe de Demanda.

Dada que la ubicación del Sistema Aislado de Iquitos se encuentra alejada del SEIN, en Selva Baja y debido a que no cuenta con alternativas de generación eléctrica fuera de la térmica a petróleo se consideró la expansión de la generación en base a unidades térmicas a petróleo. Para dichas unidades termicas es considero un tamaño estandar de 10MW cuyo costo aproximado por unidad de megavatio es de US\$ 471,25.

En base al balance oferta/demanda se ha obtenido el tamaño y año de ingreso de las unidades, siendo el plan de expansión de la generación óptimo el indicado en el Cuadro N° 4.1.

Por tanto, considerando el balance de oferta/demanda del sistema, se obtiene el tamaño y año de ingreso de las unidades de generación. El resultado del plan de expansión de generación óptimo para el horizonte de analisis con los respectivos montos de inversión, es tal como se muestra en el Cuadro N° 4.2.

Cuadro N° 4.2
Proyección de Demanda de Potencia del SA Iquitos 2008 - 2017 (MW)

Periodo	Año	Plan de Expansión Generación	Demanda, MW	Oferta, MW	Balance, MW	Inversiones, miles US\$
1	2008		42,55	34,80	-7,75	
2	2009		46,42	34,80	-11,62	9 425,01
3	2010	2x10 MW	50,29	54,80	4,51	-
4	2011		54,61	54,80	0,19	4 712,51
5	2012	1x10 MW	58,87	64,80	5,93	-
6	2013		63,44	64,80	1,36	4 712,51
7	2014	1x10 MW	68,34	74,80	6,46	-
8	2015		73,65	74,80	1,15	4 712,51
9	2016	1x10 MW	79,34	84,80	5,46	4 712,51
10	2017	1x10 MW	85,50	94,80	9,30	-

Como se observa, se ha considerado como criterio la incorporación de unidades estándares de 10 MW, superior al tamaño de las unidades existentes que están en el rango de 5 a 7 MW.

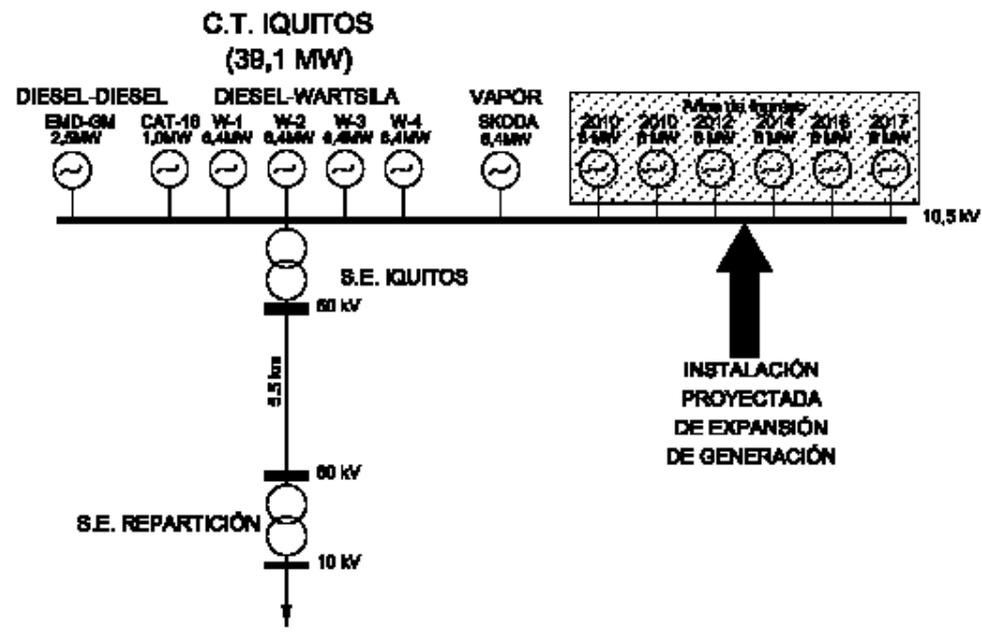
Asimismo, del cuadro, se observa que para el 2009 se presenta un déficit de potencia en el sistema, sin embargo dado el corto tiempo para la implementación se plantea una ampliación de la oferta para el 2010 incorporando dos unidades generadores de 10MW.

Para el mediano plazo, también se plantea ampliar la oferta con unidades de generación de 10MW los cuales se incorporarán al sistema Aislado de Iquitos en los años 2012, 2014, 2016 y 2017, obteniendo una oferta de 94,80 MW al final del horizonte de analisis.

Por los resultados de la evaluación de expansión óptima, se tiene que para el sistema aislado de Iquitos la expansión sólo considere la generación térmica, debido a que no es posible por el momento una interconexión con el SEIN.

Con las implementaciones realizadas, la configuración del Sistema Aislado Iquitos quedaria como el mostrado en el diagrama unifilar del Gráfico N° 4.3.

Gráfico N° 4.3
Diagrama Unifilar Projectado del Sistema Aislado Iquitos



4.2 SISTEMA AISLADO TARAPOTO – MOYOBAMBA – BELLAVISTA

Este sistema comprende tres importantes centros de carga localizadas en el departamento de San Martín y conectados mediante una línea de transmisión de 138 kV: Tarapoto, Moyobamba y Bellavista. Adicionalmente se tienen otras cargas o plantas de generación conectadas mediante un sistema de transmisión en 60 kV. Este sistema es operado por Electro Oriente S.A. En el Gráfico N° 4.4 se presenta el mapa de ubicación geográfica de la zona del sistema.

En el presente año se concluirá el enlace de transmisión 138 kV Tocache – Bellavista, proyecto promovido por el Gobierno Regional de San Martín, con el que el Sistema Aislado de Tarapoto -Moyobamba – Bellavista se integrará el SEIN, conformando el enlace de transmisión 138 kV de 480 km de longitud Tingo María – Tocache – Juanjui – Tarapoto - Moyobamba..

Dada la pronta interconexión del Sistema Tarapoto – Moyobamba – Bellavista al SEIN, la demanda de energía y potencia de este sistema aislado y sus expectativas de crecimiento se consideran dentro de la proyección de las Cargas Vegetativas del SEIN, tal como se contempla en la metodología de proyección de demanda de cargas vegetativas del estudio de la demanda del SEIN.

Gráfico N° 4.4
Sistema Eléctrico Tarapoto – Moyabamba – Bellavista
Ubicación Geográfica



Por otro lado, la empresa concesionaria a cargo del sistema aislado, viene ejecutando proyectos complementarios, como el proyecto de enlace de transmisión en 66 kV Rioja – Nueva Cajamarca. Asimismo, dentro del Plan de Obras de la empresa se tienen los proyectos de enlace en 66 kV entre Naranjos – Nueva Cajamarca y Tarapoto – Yurimaguas. Con estos proyectos la configuración del sistema quedaría como se muestra en el diagrama unifilar del Gráfico N° 4.6.

Gráfico N° 4.5
Diagrama Unifilar Existente del Sistema Aislado Tarapoto – Moyabamba – Bellavista

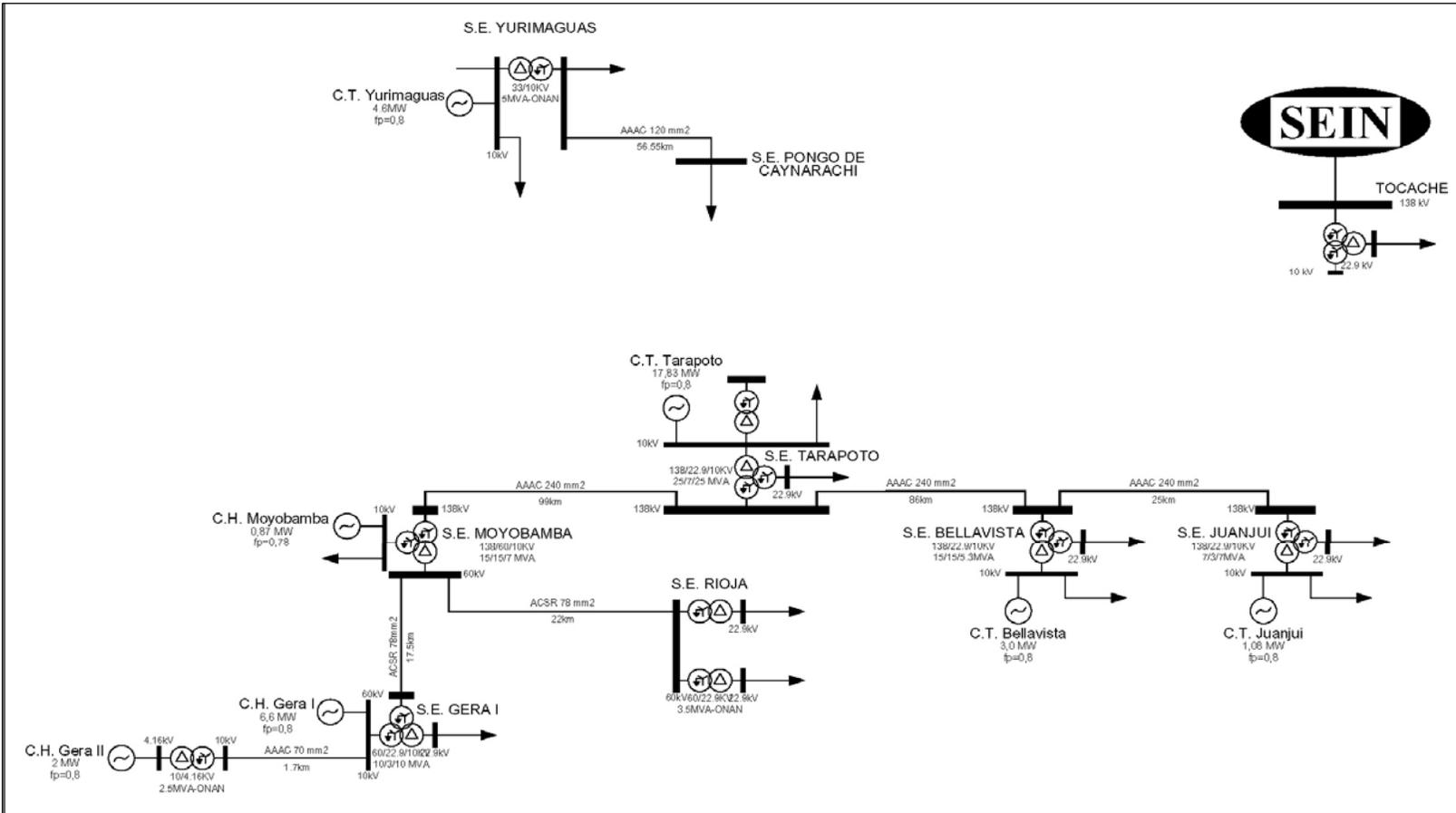
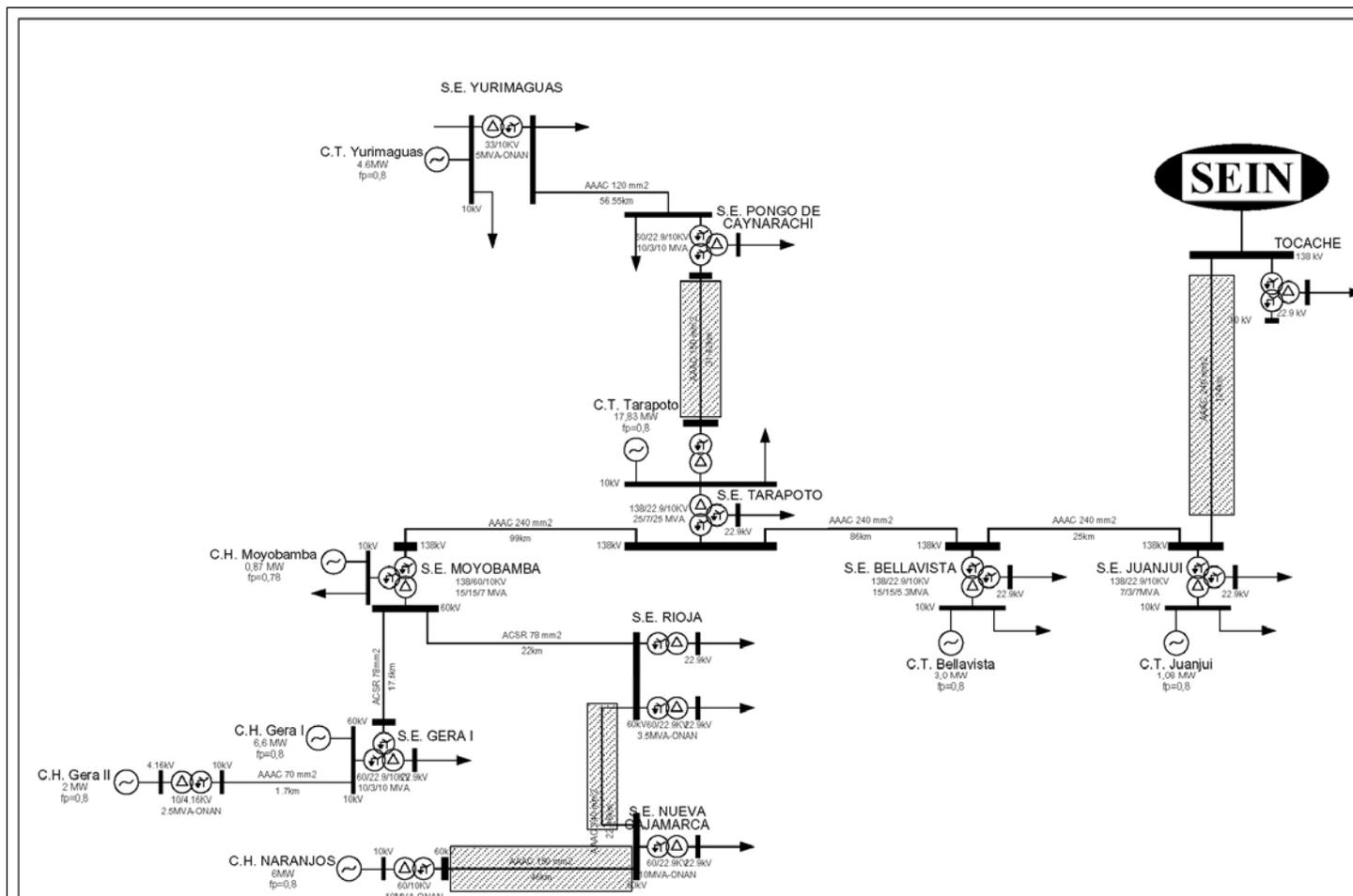


Gráfico N° 4.6
Interconexión del Sistema Aislado Tarapoto – Moyabamba – Bellavista



De acuerdo a los estudios realizados del enlace de transmisión 138 kV Tocache – Bellavista, desde el primer año de puesta en servicio de este enlace, dada la gran longitud del mismo, se prevee congestión en horas punta, tal como se analizó en el estudio del PRE 2006 – 2015, y corroborado en el Estudio Operativo del enlace. Sin embargo, el nuevo enlace de interconexión brinda algunos beneficios de ahorro de combustible en el corto plazo, y en menor grado en el mediano plazo, ahorros que serán ponderados para la decisión de ejecución de la expansión futura de la capacidad de interconexión del sistema al SEIN.

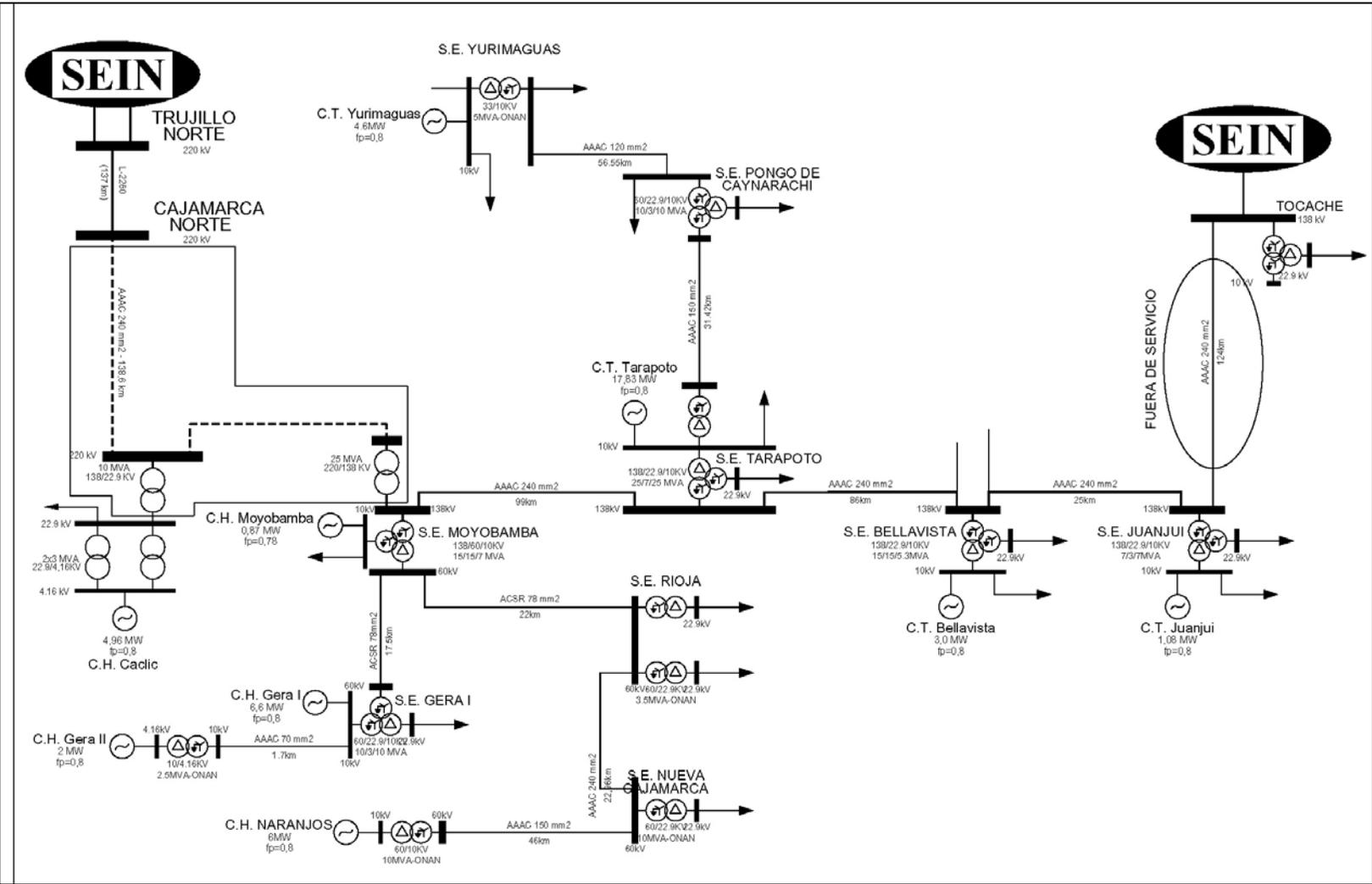
Es importante que en este período la implementación en el sistema, aprovechando las ventajas normativas que se brinda para este tipo de proyectos, proyectos de pequeña generación hidráulica, tales como la C.H. Naranjos de 6 MW, entre otros.

Para el mediano a largo plazo, se debe considerar la expansión de la capacidad de interconexión del sistema al SEIN. Para este efecto, se plantea un enlace de transmisión en 220 kV desde Cajamarca hasta Moyobamba, en dos tramos: Cajamarca-Caclic, de 138 km, y Caclic-Moyobamba de 112 km, haciendo un total de 250,6 km, y con subestaciones 220 kV, en Caclic, para suministrar energía al sistema eléctrico de Chachapoyas y en Moyobamba para enlazar al sistema 138 kV M Tarapoto-Moyobamba-Bellavista, y en el que podría ser comprendido Tocache enlazado con la nueva línea de interconexión pronto a poner en servicio. En el Gráfico N° 4.7 se presenta el diagrama unifilar de este futuro sistema con enlace a 220 kV.

A efectos de estimar el año ingreso del proyecto de enlace de expansión a 220 kV, se ha tomado como premisa de análisis los resultados de proyección de demanda de energía y potencia obtenidos en el PRE 2006 – 2015 para el Sistema Aislado San Martín.

Comparando las estadísticas demanda de energía de los años 2006, 2007 y 2008 que en el PRE-2006 - 2015, anterior, fueron proyectados, se observa que dichas demandas históricas han sido superiores a las demandas proyectadas, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.3.

Gráfico N° 4.7



Cuadro N° 4.3
Comparación de la Demanda

Proyectada PRE 2006 vs. Demanda Historica PRE 2008

Año	PRE 2006 (GW.h)	PRE 2008 (GW.h)	Variación (%)
2000	54,46	54,46	0,0%
2001	59,58	59,58	0,0%
2002	72,42	72,42	0,0%
2003	74,74	74,74	0,0%
2004	84,37	84,37	0,0%
2005	93,26	94,24	1,0%
2006	102,92	102,05	-0,8%
2007	111,58	118,75	6,4%
2008	120,38	133,18	10,6%

Tomando en cuenta las demandas de energía de los últimos años (2006, 2007 y 2008) y las proyecciones de demanda futura del sistema, aplicando la técnica de los promedios móviles se obtuvieron los resultados expuestos en el Cuadro N° 4.4.

Cuadro N° 4.4

Estimación de la Demanda Futura del Sistema Aislado San Martín

Año	PRE 2006		PRE 2008	
	GW.h	MW	GW.h	MW
2005	93,26	23,12	94,24	23,37
2006	102,92	24,01	102,05	23,80
2007	111,58	26,03	118,75	27,70
2008	120,38	28,08	133,18	31,06
2009	129,20	30,14	142,94	33,34
2010	138,45	32,29	153,17	35,72
2011	147,09	34,31	162,73	37,96
2012	154,28	35,99	170,69	39,81
2013	163,62	38,16	181,01	42,22
2014	172,88	40,32	191,26	44,61
2015	182,55	42,58	201,96	47,10
2017	196,74	45,89	217,65	50,77
2018	212,35	49,53	234,93	54,79

Nota: Proyección de demanda estimativa, como sistema aislado, para fines de análisis de la puesta en servicio de la LT de 220kV, y no como proyección de cargas vegetativas incorporadas al SEIN.

La capacidad del nuevo enlace de interconexión al SEIN, a 138 kV, es de aproximadamente 25 MW, considerando un mínimo de 6 MW de proyectos hidráulicos pequeños (tales como la C.H. Naranjos) a partir del 2012, la generación térmica en máxima demanda del sistema sería de 8 MW para el 2009, de 11 MW para el 2013 y 16 MW para el 2015. De estos resultados el requerimiento de expansión de la capacidad del enlace de interconexión del sistema Tarapoto-Moyobamba-Bellavista al SEIN, se daría a partir del año 2015.

El costo estimado de inversión del enlace de interconexión 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba se presenta en el Cuadro N° 4.5, y asciende a un total de 29,6 millones de US\$.

Cuadro N° 4.5**Costo de Inversión Estimado****Enlace de 220 kV Cajamarca – Caclic - Moyobamba**

Descripción	Unidad	Cantidad	C.U (miles de US\$)	Total (miles de US\$)
Línea de Transmisión de 220kV	km	250	95	23 750
Subestación de 15MVA - 220/MT kV	unid.	1	1 095	1 095
Subestación de 65MVA - 220/138kV	unid.	1	4 745	4 745
Gestión de Servidumbre	gbl	1	12	12
Ingeniería y Otros costos Indirectos	gbl	1	8	8
Costos Total del Proyecto				29 610

Bajo los resultados del análisis macro del sistema de transmisión de Tarapoto – Moyobamba – Bellavista, se plantea que el ingreso del proyecto de enlace interconexión a Cajamarca en 220 kV, se dé a partir del año 2015, pero la definición de la fecha final de implementación dependerá de la evolución de las condiciones operativas de esta parte del sistema, de los nuevos proyectos de generación y demanda de la zona, y los proyectos de conexión de sistemas aislados existentes menores.

5. ANEXOS

ANEXO 5.1
METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

1. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

Durante la etapa del proceso de Proyección de la Demanda, se ha realizado la recopilación de información histórica de la demanda y de las variables macroeconómicas del Perú.

Las actividades de procesamiento y análisis de la información histórica fueron las siguientes:

- a. Recopilación de información;
- b. Validación de la Información recopilada;
- c. Revisión y Consolidación de la Información; y
- d. Elaboración de los Cuadros Resúmenes.

2. CRITERIOS DE PROCESAMIENTO, ESTRUCTURACIÓN Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN

Los criterios seguidos en el procesamiento, estructuración y análisis de la información histórica fueron los siguientes:

- La estructura del sistema de transmisión actual del SEIN es básicamente radial a lo largo del eje Sur-Centro-Norte, con dos áreas eléctricas malladas con oferta/demanda definida, como es el sistema Centro y Sur, y la zona Norte radial con generación/carga distribuida a lo largo de un enlace de gran longitud. Esto lleva a que el análisis del sistema para el planeamiento de la generación/transmisión se realice también en áreas, de manera que se pueda definir adecuadamente el reforzamiento de la transmisión entre estas. Por lo anterior se ha definido cuatro zonas eléctricas del SEIN que mejor represente los centros de generación/carga que se conforman con la estructura del sistema de transmisión del SEIN, estas zonas no han sido establecidas en base a áreas geográficas, sino a áreas eléctricas del sistema a nivel de barras de 220 o 138 kV. Dichas zonas permiten mostrar los intercambios de potencia y energía que a su vez permitan identificar las capacidades y restricciones de transmisión troncales importantes del sistema en el proceso de planeamiento.
- Las zonas definidas, de Norte a Sur, son:
 - a) **Zona Norte:** Que comprende, desde la subestación Zorritos 220 kV en Tumbes, Talara 220 kV y hasta Piura 220 kV.
 - b) **Zona Norte Medio:** Que comprende desde Chiclayo 220 kV, pasando por Guadalupe 220 kV, Cajamarca Nueva 220 kV, Trujillo 220 kV hasta Chimbote 220 kV
 - c) **Zona Centro:** La zona mallada comprendida entre Paramonga 220 kV, Vizcarra 220 kV, Paragsha II 220 kV, Carhuamayo 220 kV, Oroya Nueva 220 kV, Pachachaca 220 kV, Mantaro 220 kV, Independencia 220 kV, Ica-Marcona 220 kV y Lima 220 kV (Zapallal, Chavarría, Sta. Rosa, San Juan, y las subestaciones conectadas a estas), incluyendo incluye la generación y carga conectados a estas barras.

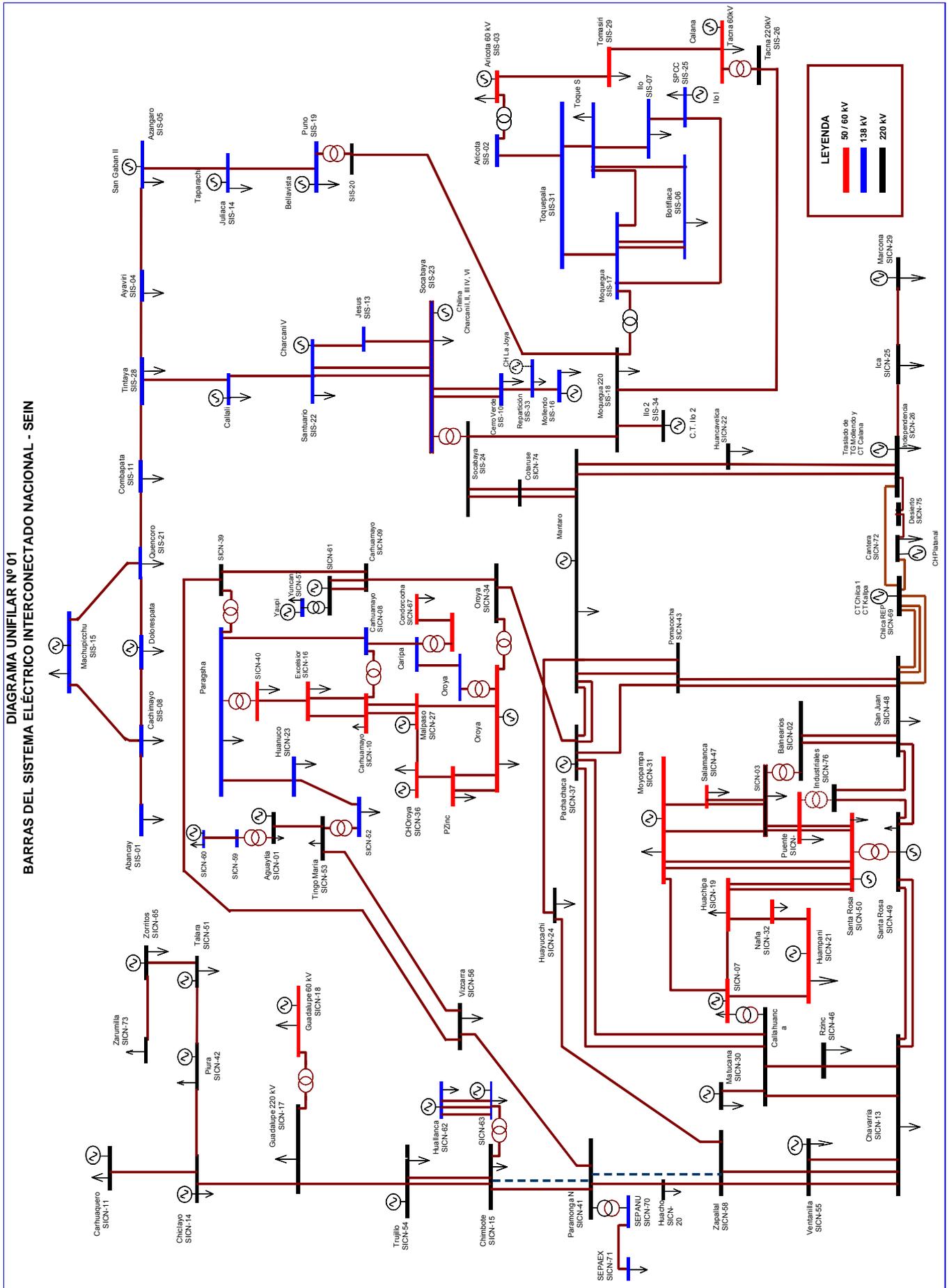
- d) **Zona Sur:** La zona en anillo comprendida por Socabaya 220 kV – Moquegua 220 kV, Tacna 220 kV, Puno 220 kV, Juliaca 138 kV, Azángaro 138 kV, Tintaya 138 kV y Santuario 138 kV. Asimismo se incluye toda la generación y carga conectada a estas barras, destacando entre ellas el eje Tintaya – Cusco – Machupicchu, y el sistema eléctrico de ENERSUR/Southern Peru Copper Co.

Las zonas conformadas esquemáticamente se presentan en el Diagrama Unifilar N° 1.

- Las áreas geográficas de influencia de las zonas definidas se presentan en el Cuadro N° 1:

Cuadro N° 1
Áreas Geográficas de Influencia de Zonas de Análisis

Zona	Área Geográfica de Influencia
I – Norte	Tumbes Piura
II – Norte Medi	Lambayeque Cajamarca La Libertad Ancash (Excepto Antamina)
III – Centro	Ancash (Antamina) Huánuco Ucayali Lima Pasco Junín Ica Huancavelica Ayacucho
IV – Sur	Apurímac Cusco Arequipa Puno Moquegua Tacna



- Las ventas totales de energía se han desagregado de acuerdo al tipo de carga, siguiendo los criterios aplicados por OSINERGMIN y el COES para la proyección de la demanda en los estudios de Fijación de Tarifas en Barra:
 - a) **Cargas Vegetativas:** Definidas como las cargas de las que se dispone de amplia información estadística, desde 1981 hasta el primer semestre del 2008 en forma anual y desde Enero del 2000 hasta agosto del 2008 en forma mensual.
 - b) **Cargas Especiales:** Definidas como cargas industriales o mineras que por su magnitud, su alto factor de carga y reciente incorporación al SEIN no se consideran como cargas vegetativas.
 - c) **Cargas Incorporadas:** Definidas como las cargas que operaron en forma aislada y que se incorporaron recientemente al SEIN, asimismo, de dichas cargas su información es parcial en cuanto a representatividad histórica.
 - Para la desagregación a nivel zonal se ha agrupado la información en función a la ubicación geográfica de los diferentes sistemas eléctricos y de las empresas concesionarias de distribución, que en la mayoría de los casos se observa que la totalidad de su zona de concesión se ubica dentro de alguna de las cuatro zonas definidas en el estudio.
 - La fuente de la información procesada está basada fundamentalmente en los registros de ventas mensuales proporcionado por la DGE – MINEM y el OSINERGMIN con un alto nivel de desagregación, tanto para los clientes libres como para los regulados, sean estos del SEIN o de los Sistemas Aislados, por lo que durante las proyecciones de dichas cargas se ha mantenido el patrón de comportamiento de consumo mensual del año 2008, así como también el patrón zonal de la demanda.
 - Para el caso de la potencia, la fuente principal de información fue la proporcionada por el COES mediante sus reportes mensuales de máxima demanda del SEIN y en algunos casos los informes de operación diaria para los días de máxima de los diferentes meses del 2007 y el primer semestre del 2008.
 - De acuerdo a los términos de referencia, los sistemas aislados mayores analizados son los siguientes:
 - a) Sistema Aislado de Iquitos
 - b) Sistema Aislado de Tarapoto-Moyobamba-Bellavista
 - c) Sistema Aislado de Bagua-Jaén
 - d) Sistema Aislado de Puerto Maldonado
- Sin embargo, dado la pronta interconexión al SEIN de los tres últimos sistemas aislados, en esta parte del estudio se analizara únicamente al Sistema Aislado Iquitos. El análisis de la demanda del resto de sistemas aislados, se considera dentro de la demanda de las Cargas Vegetativas del SEIN.
- En particular para las proyecciones del SEIN a los tres tipos de cargas mencionados anteriormente se le adiciona los denominados Grandes

Proyectos, quedando la estructura de la proyección de las cargas como sigue:

- Cargas Vegetativas
- Cargas Especiales
- Cargas Incorporadas
- Grandes Proyectos

3. PROYECCIÓN DE LAS CARGAS VEGETATIVAS

3.1 METODOLOGÍA DE PROYECCIONES

Bajo una clasificación general de las metodologías de predicciones, o proyecciones, de variables estadísticas, como la demanda eléctrica del Perú, se puede considerar que existen dos grandes tipos de análisis, que son:

- Análisis predictivo cuantitativo
- Análisis predictivo cualitativo

La determinación de predicciones mediante el análisis cuantitativo, viene a ser una técnica metodológica que ayuda a pronosticar el comportamiento futuro de una determinada variable, para un determinado horizonte de proyección. La metodología a adoptar debe ser elegida de acuerdo a las características típicas de las variables (exigencia estadístico-matemática) y al conocimiento del campo de aplicación (exigencia subjetiva del especialista, dada su experiencia). Ello se traduce en que, a la hora de tomar decisiones, el rigor estadístico-matemático del modelo, traducido en una alta calidad matemática predictiva, influye directamente en el contexto subjetivo del especialista para su decisión final.

En el enfoque cualitativo predomina el efecto subjetivo y la experiencia del especialista o conjunto de especialistas conocedores de la variable a proyectar. Mientras que el enfoque cuantitativo tiene como herramienta base a la lógica matemática, respetando los condicionantes estadísticos acordes a las características propias de cada variable que se requiere proyectar.

3.2 MÉTODOS CUANTITATIVOS DE PROYECCIONES

Dentro de los métodos cuantitativos sofisticados de proyecciones de variables energéticas, económicas y sociales, se pueden clasificar de la forma siguiente:

- Análisis estocástico de Series Temporales: Modelos ARIMA
- Análisis Econométrico: Modelos Econométricos

Teniendo en cuenta las características propias del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional peruano, SEIN, como son:

- La limitación en la existencia de información histórica, tanto en resolución anual como en mensual, de las variables necesarias para la determinación del pronóstico de corto mediano y largo plazo
- La conformación heterogénea en espacio y tiempo de la relación generación, transmisión-consumo, del sistema interconectado nacional

- Los tasas incrementales súbitas de los dos últimos años dentro de la estructura evolutiva de las variables Demanda Eléctrica interconectada y PBI
- La integración paulatina de los sistemas aislados mayores al sistema interconectado SEIN

En este contexto; es conveniente realizar el cálculo de las proyecciones de la Demanda Eléctrica, tomando como referencia las Ventas Vegetativas del SEIN, elaborando los siguientes modelos:

- 1) Modelo Econométrico Dinámico
- 2) Modelo Combinación ARIMA-Econométrico
- 3) Modelo de Cointegración o Modelo de Corrección de Errores

3.3 MODELO ESTOCÁSTICO DE SERIES TEMPORALES: MODELOS ARIMA

Una serie temporal típica de las actividades energéticas como es la variable Demanda Eléctrica del Perú, que se cuantifica de forma mensual, tal y como se presenta no puede ser explicada mediante un proceso estocástico estacionario, debido a que posee patrones de tendencia, de estacionalidad, de ciclaje y un componente de irregularidad o aleatoriedad.

Por tanto; para que esta serie temporal sea modelada como un proceso estocástico estacionario lineal, previamente se le tendrá que eliminar los patrones de tendencia, estacionalidad y ciclaje, mediante transformaciones hasta que cumpla las condiciones estadísticas de estacionariedad

Un modelo ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average) parte de un proceso estocástico no estacionario lineal homogenizado (integrado); es decir, que luego de practicarle diferenciaciones regulares y estacionales (integraciones), queda como resultante un proceso estacionario del tipo ARMA.

3.3.1 Proceso estocástico

En el análisis estocástico de series temporales, se define a un proceso estocástico como la familia de variables aleatorias de $\{X_t\}$, donde t es el tiempo, tal que para cada serie finita de elecciones de t (t_1, t_2, \dots, t_n), se define una distribución de probabilidad conjunta para las correspondientes variables aleatorias $X_{t_1}, X_{t_2}, \dots, X_{t_n}$.

Así, una serie temporal X_t se define como el conjunto de valores observados de distintas variables aleatorias correspondientes a períodos de tiempo consecutivos; dichos períodos tienen la misma amplitud y la serie tiene un carácter discreto. Es decir, el valor observado de la serie en el instante t puede ser considerado como una muestra aleatoria de tamaño uno de la variable X_t del proceso estocástico definida en dicho instante. Podemos decir que X_t y $X_{t'}$ están separadas por k retardos si $|t - t'| = k$.

Una forma de describir un proceso estocástico es especificando la distribución de probabilidad conjunta de $X_{t_1}, X_{t_2}, \dots, X_{t_n}$ para cualquier conjunto (t_1, t_2, \dots, t_n) y cualquier valor de n , pero esto resulta complicado.

Sin embargo, para muchos fines prácticos, se suele describir mediante sus momentos, entre los cuales se destacan los siguientes:

La media, de un proceso estocástico se define por:

$$\mu_t = E(X_t)$$

El subíndice t del que se ha dotado a la variable indica que la media será distinta para cada período de tiempo

La **función de autocovarianza** (covarianzas entre variables referidas a momentos distintos en el tiempo), se expresa como:

$$\gamma_{t,s} \equiv Cov(X_t, X_{t+k}) \equiv E\{[X_t - E(X_t)][X_{t+k} - E(X_{t+k})]\}$$

$$k = 0, 1, 2, 3, \dots$$

A partir de esta función se obtienen:

La **varianza** del proceso (cuando $k = 0$), dada por:

$$\gamma_{t,t} \equiv \text{var } X_t \equiv E(X_t - \mu_t)^2 = \sigma_t^2$$

La **función de autocorrelación**, definida por:

$$\rho_{t,t+k} = \frac{\gamma_{t,t+k}}{\sqrt{\gamma_{t,t}} \sqrt{\gamma_{t+k,t+k}}}$$

Procesos estocásticos estacionarios

La estacionariedad de un proceso estocástico se puede describir bajo dos sentidos, uno en el sentido estricto o fuerte y otro en el sentido amplio o débil.

La estacionariedad en el sentido estricto se da cuando su función de distribución conjunta es invariante respecto de un desplazamiento en el tiempo. Es decir, considerando que t_1, t_2, \dots, t_n corresponden a períodos sucesivos que denominamos como $t, t+1, \dots, t+k$, cuando:

$$F(X_t, X_{t+1}, \dots, X_{t+k}) = F(X_{t+m}, X_{t+1+m}, \dots, X_{t+k+m})$$

para cualquier t, k y m .

La estacionariedad en el sentido amplio se caracteriza mediante las siguientes propiedades:

- Las esperanzas matemáticas de las variables aleatorias no dependen del tiempo; es decir son constantes

$$E(X_t) = E(X_{t+m}) \quad \forall m$$

$$\text{obien } \mu_t = \mu \quad \forall t$$

- Las varianzas tampoco dependen del tiempo y son finitas, es decir

$$\text{Var}(X_t) = \text{Var}(X_{t+m}) < \infty \quad \forall m$$

o bien

$$\sigma_t^2 = \sigma^2 \quad \forall t$$

- Las covarianzas entre dos períodos de tiempo distintos solamente dependen del lapso de tiempo transcurrido entre estos dos períodos, es decir:

$$\text{Cov}(X_t, X_{t'}) = \text{Cov}(X_{t+m}, X_{t'+m}) \quad \forall m$$

$$\text{o bien} \quad \gamma_{t, s} = \gamma_{|t-s|} \quad \forall t, s$$

Para estas condiciones de estacionariedad, la autocorrelación de orden k (ρ_k) es la correlación separada k períodos de la misma serie temporal. Esto es:

$$\rho_k = \frac{\gamma_k}{\gamma_0} = \frac{\text{cov}(X_t, X_{t+k})}{\text{var}(X_t)}$$

Al conjunto de autocorrelaciones obtenidas para distintos valores de k se le denomina *función de autocorrelación* (FAC). El gráfico de ρ vs k se denomina Correlograma

Tal como se indicó anteriormente, la mayoría de los procesos que representan sistemas energéticos no se ajustan a estas condiciones de estacionariedad; no obstante, es posible eliminar sus tendencias y estabilizar sus varianzas para transformarlos en otros aproximadamente estacionarios. Una vez realizada la transformación, los procesos estacionarios se modelizan, para fines de predicción y/o descripción del caso.

Se dice que un proceso estocástico, además de ser estacionario, es ergódico cuando se cumple la siguiente condición:

$$\lim_{k \rightarrow \infty} \rho_k = 0$$

Un proceso estocástico estacionario es ergódico en la media, μ , si es posible estimar consistentemente este parámetro haciendo uso de la *media muestral temporal*, que se define como:

$$\bar{X} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T X_t$$

De forma análoga, se puede decir de ergodicidad respecto a la autocovarianza. Las condiciones de ergodicidad casi siempre se cumplen para la clase de procesos que nos interesan.

En este sentido, la función de autocorrelación, ρ_k , se estima mediante la *función de autocorrelación muestral* (FACM) que se define como:

$$r_k = \frac{\sum_{t=k+1}^T (X_t - \bar{X})(X_{t-k} - \bar{X})}{\sum_t (X_t - \bar{X})^2}, \quad k = 1, 2, 3, \dots$$

La representación gráfica de r_k , se denomina *correlograma muestral* y constituye un instrumento de análisis de series temporales de gran interés práctico.

3.3.2 Modelos estocásticos estacionarios lineales

Efectuar una predicción bajo el enfoque estocástico ARIMA, es inferir la distribución de probabilidad de una observación futura X_{T+1} dada una serie X_1, X_2, \dots, X_T de valores pasados. Para determinar las características del proceso estocástico subyacente a la serie temporal, deberemos considerar un caso particular de proceso estocástico, es decir el *proceso estocástico lineal discreto*.

Un proceso estocástico es lineal discreto si cada observación X_t se puede expresar de la forma general:

$$X_t = \mu + u_t + \psi_1 u_{t-1} + \psi_2 u_{t-2} + \dots$$

donde μ y los ψ_i son parámetros desconocidos, y $u_t, u_{t-1}, u_{t-2}, \dots$ es una secuencia de perturbaciones aleatorias distribuidas idéntica e independientemente con media cero y varianza σ_u^2 , lo que se conoce como ruidos blancos. Los casos particulares del proceso estocástico lineal discreto son:

- Modelo de medias móviles de orden p : MA(p)
- Modelo autorregresivo de orden q : AR(q)
- Modelo mixto autorregresivo - medias móviles de orden p, q : ARMA (p, q)

Modelo de medias móviles MA(q)

Se define mediante la expresión:

$$X_t = \mu + u_t - \theta_1 u_{t-1} - \theta_2 u_{t-2} - \dots - \theta_q u_{t-q}$$

El signo negativo que van precedidos los coeficientes a estimar $\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_q$ de esta expresión, se da por conveniencia notacional. El parámetro μ es la esperanza matemática de X_t .

Este modelo se puede expresar de forma más abreviada como:

$$X_t = \mu + \theta(L)u_t$$

donde L es el operador de retardos y $\theta(L)$ es el operador polinomial de retardos, definido como:

$$\theta(L) = 1 - \theta_1 L - \theta_2 L^2 - \dots - \theta_q L^q$$

Como caso particular se tiene el Modelo MA(1), que viene definido por:

$$X_t = \mu + u_t - \theta_1 u_{t-1}$$

o bien:

$$X_t = \mu + \theta(L)u_t, \text{ siendo } \theta(L) = 1 - \theta_1 L$$

El modelo MA(1) será siempre estacionario. Mientras que, para que sea invertible deberá cumplirse que la raíz de la ecuación:

$$\theta(L) = 1 - \theta_1 L = 0$$

caiga fuera del círculo unitario, es decir $|L| > 1$, que implica se cumpla que $|\theta_1| < 1$, para lo cual el modelo MA(1) puede escribirse como el modelo AR de orden infinito:

$$X_t = \pi_1 X_{t-1} + \pi_2 X_{t-2} + \pi_3 X_{t-3} + \dots + \delta + u_t$$

donde:

$$\delta = \mu \frac{1}{1 - \theta_1}$$

La función de autocorrelación de MA(1) tendrá la forma:

$$\rho_k = \begin{cases} -\frac{\theta_1}{1 + \theta_1^2} & \text{para } k=1 \\ 0 & \text{para } k > 1 \end{cases}$$

Modelo autorregresivo AR(p)

Un modelo autorregresivo de orden p se define como:

$$X_t = \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \dots + \phi_p X_{t-p} + \delta + u_t$$

en forma abreviada se tiene:

$$\phi(L)X_t = \delta + u_t$$

donde $\phi(L)$ es el operador polinomial de retardos

$$\phi(L) = 1 - \phi_1 L - \phi_2 L^2 - \dots - \phi_p L^p$$

A diferencia de los modelos de medias móviles que siempre son estacionarios, los modelos autorregresivos deben cumplir como condición de estacionariedad que las raíces del polinomio característico $\phi(L) = 0$ caigan fuera del círculo unidad. Este modelo siempre está en forma invertida.

Particularmente se tiene el Modelo AR(1), que se expresa como:

$$X_t = \phi X_{t-1} + \delta + u_t$$

o también abreviadamente por:

$$\phi(L)X_t = \delta + u_t, \text{ siendo } \phi(L) = 1 - \phi_1 L$$

La condición de estacionariedad del modelo AR(1) implica que $|\phi_1| < 1$; consecuentemente su esperanza matemática será constante, μ , y definida por:

$$E(X_t) = \mu = \frac{\delta}{1 - \phi}, \quad \forall t$$

La función de autocorrelación de AR(1) estará dada por:

$$\rho_k = \begin{cases} \rho_1 = \phi_1 & \text{para } k=1 \\ 0 & \text{para } k>1 \end{cases}$$

Modelo mixto ARMA(p, q)

Este modelo mixto autorregresivo (AR)-medias móviles(MA) de orden p, q , se define mediante la siguiente expresión:

$$X_t = \phi_1 X_{t-1} + \phi_2 X_{t-2} + \dots + \phi_p X_{t-p} + \delta + u_t - \theta_1 u_{t-1} - \theta_2 u_{t-2} - \dots - \theta_q u_{t-q}$$

Utilizando los operadores polinomiales de retardos $\theta(L)$ y $\phi(L)$, la expresión anterior queda:

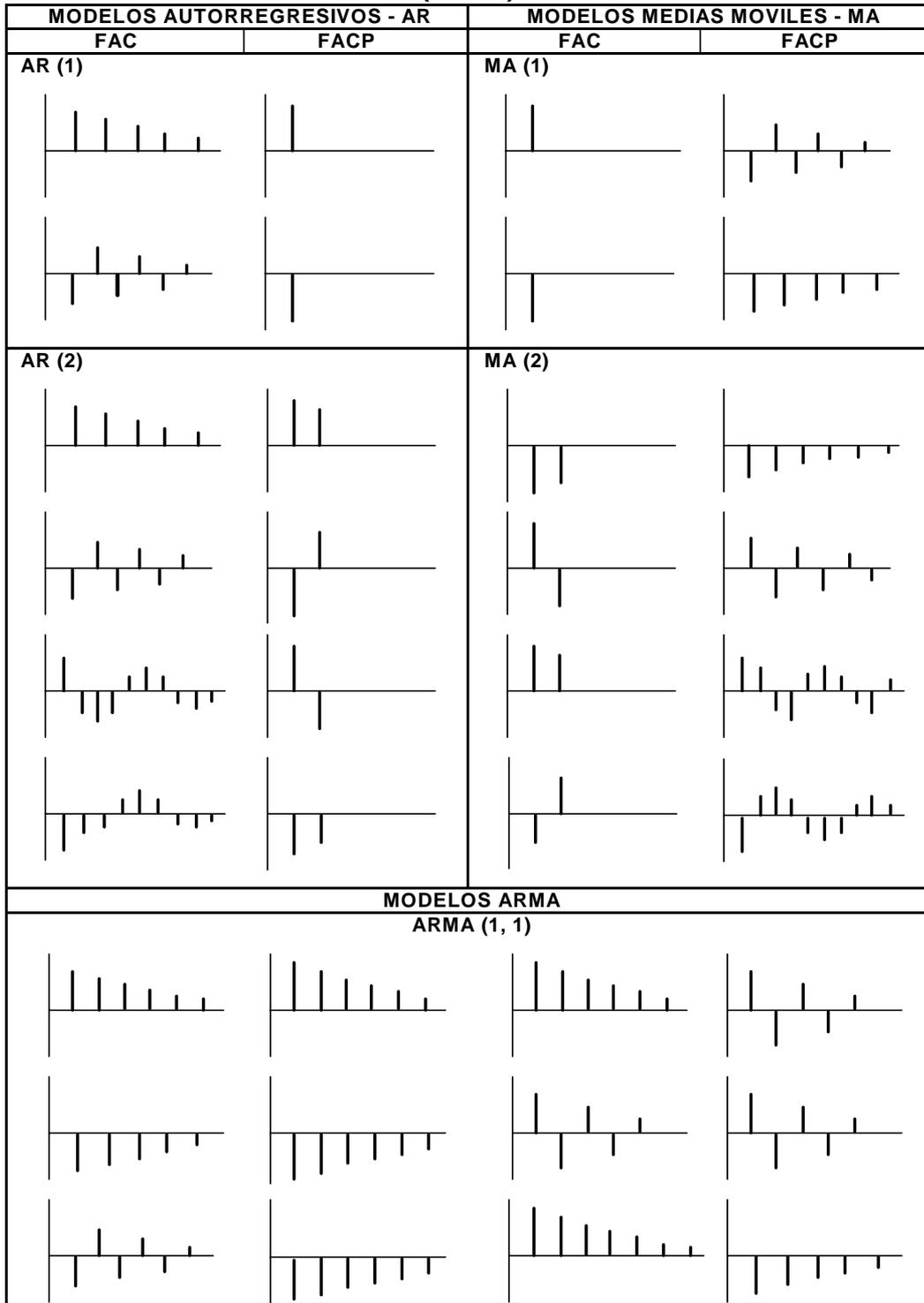
$$\phi(L)X_t = \delta + \theta(L)u_t$$

El modelo ARMA se dice que es estacionario cuando lo es su parte autorregresiva AR; esto es, cuando las raíces de la ecuación $\phi(L) = 0$ caen fuera del círculo unidad, y diremos que es invertible cuando lo es su parte MA; esto es, cuando las raíces de la ecuación $\theta(L) = 0$ caen fuera del círculo unidad. Adicionalmente a las condiciones de estacionariedad e invertibilidad, también se supondrá que las raíces de $\phi(L) = 0$ y $\theta(L) = 0$ no son comunes.

Las funciones teóricas de autocorrelación (FAC) y de autocorrelación parcial (FACP), sirven como patrones de referencia para identificar las funciones correspondientes de autocorrelación muestral y de autocorrelación parcial muestral de una serie temporal en estudio.

Las características gráficas de las funciones teóricas de autocorrelación (FAC) y autocorrelación parcial (FACP), para diferentes tipos de modelos se muestran a continuación.

Diagrama N° 2
Funciones Teóricas de Autocorrelación (FAC) y Autocorrelación parcial (FACP)



3.3.3 Fundamentación matemática de un modelo ARIMA

Modelos lineales no estacionarios homogéneos

Se dice que un proceso estocástico no estacionario es homogéneo cuando al diferenciar en el proceso original, el proceso transformado resultante es

estacionario, y el número de veces que debe diferenciarse el proceso original para transformarse en estacionario constituye el grado u orden de homogeneidad o integración.

Muchas series cronológicas reales se pueden convertir en aproximadamente estacionarias después de aplicar diferencias en una o más órdenes; es decir:

Si la serie original, X_t , es homogénea de orden d , entonces.

$$\Delta^d X_t = (1-L)^d X_t = Z_t, \quad t=1, 2, \dots, T$$

la nueva serie es estacionaria

A un proceso integrado X_t se le denomina proceso autorregresivo-medias móviles integrado, ARIMA(p, d, q), si tomando diferencias de orden d se obtiene un proceso estacionario Z_t del tipo ARMA(p, q).

El modelo ARIMA(p, d, q), se expresa de la siguiente forma:

$$Z_t = \phi_1 Z_{t-1} + \phi_2 Z_{t-2} + \dots + \phi_p Z_{t-p} + u_t - \theta_1 u_{t-1} - \dots - \theta_q u_{t-q},$$

abreviadamente se tiene:

$$\phi(L)Z_t = \theta(L)u_t, \text{ siendo } Z_t = \Delta^d X_t = (1-L)^d X_t$$

quedando:

$$\phi(L)(1-L)^d X_t = \theta(L)u_t$$

No se incluye el término constante δ dado que la media de la serie diferenciada Z_t es cero, como frecuentemente suele ocurrir. En caso de que este supuesto no pueda mantenerse, este parámetro deberá incluirse en la expresión del modelo ARIMA(p,d,q).

Al analizar la mayoría de las series temporales reales que se presentan en el ámbito energético, se suele observar que éstas presentan una tendencia creciente o decreciente. La eliminación de esta tendencia (no estacionariedad en media) de la serie suele conseguirse mediante las diferenciaciones implícitas en los modelos ARIMA. Ahora bien; en ocasiones se observa también que existe una tendencia en la varianza, esto es, que la dispersión de las observaciones no es constante a lo largo del tiempo, la cual no se elimina mediante estas diferenciaciones. Cuando se presenta este hecho, una de las transformaciones adecuadas puede consistir en tomar logaritmos naturales.

Esta posibilidad de transformar la serie se puede concretar de forma más general mediante la transformación de Box-Cox. Así, el modelo ARIMA se puede expresar como:

$$\phi(L)(1-L)^d X_t^{(\lambda)} = \delta + \theta(L)u_t; \text{ o bien: } \phi(L)(1-L)^d (X_t^{(\lambda)} - \mu) = \theta(L)u_t$$

donde μ es la media de $X_t^{(\lambda)}$, siendo:

$$X_t^{(\lambda)} = \begin{cases} X_t^{(\lambda)} & \text{para } \lambda \neq 0 \\ \ln X_t & \text{para } \lambda = 0 \end{cases}$$

Modelos estacionales no estacionarios homogéneos

Otra fuente de no estacionariedad en muchas de las series reales del ámbito energético evaluadas por ejemplo en resolución mensual, lo constituye la estacionalidad. Para desestacionalizar las series se procede a la *diferenciación estacional*.

Los modelos estacionales no estacionarios pero homogéneos, ARIMA (P,D,Q), se expresan mediante:

$$Z_t = \Phi_1 Z_{t-s} + \Phi_2 Z_{t-2s} + \dots + \Phi_p Z_{t-ps} + \delta + u_t - \Theta_1 u_{t-s} - \dots - \Theta_q u_{t-qs}$$

$$Z_t = \Delta_s^D X_t = (1-L^s)^D X_t$$

La expresión resumida de ARIMA(P, D, Q) será:

$$\Phi_p(L^s)(1-L^s)^D X_t = \delta + \Theta_q(L^s)u_t$$

Donde:

$$\Phi_p(L^s) = 1 - \Phi_1 L^s - \Phi_2 L^{2s} - \dots - \Phi_p L^{ps}$$

$$\Theta_q(L^s) = 1 - \Theta_1 L^s - \Theta_2 L^{2s} - \dots - \Theta_q L^{qs}$$

Modelo ARIMA multiplicativo general

Los modelos estacionales puros no van a ser los que con mayor frecuencia sirvan para caracterizar una serie temporal estacional, debido a que normalmente no están solamente relacionadas las observaciones que distan s períodos, sino que lo habitual es que dentro de períodos no estacionales también existan relaciones.

Los modelos que conjugan ambos tipos de interdependencias entre las observaciones son los modelos estacionales multiplicativos, los mismos que se denotan abreviadamente como ARIMA(p,d,q)xARIMA(P,D,Q), y que se expresan como:

$$\Phi_p(L^s)\phi_p(L)(1-L^s)^D(1-L)^d X_t = \Theta_q(L^s)\theta_q(L)u_t$$

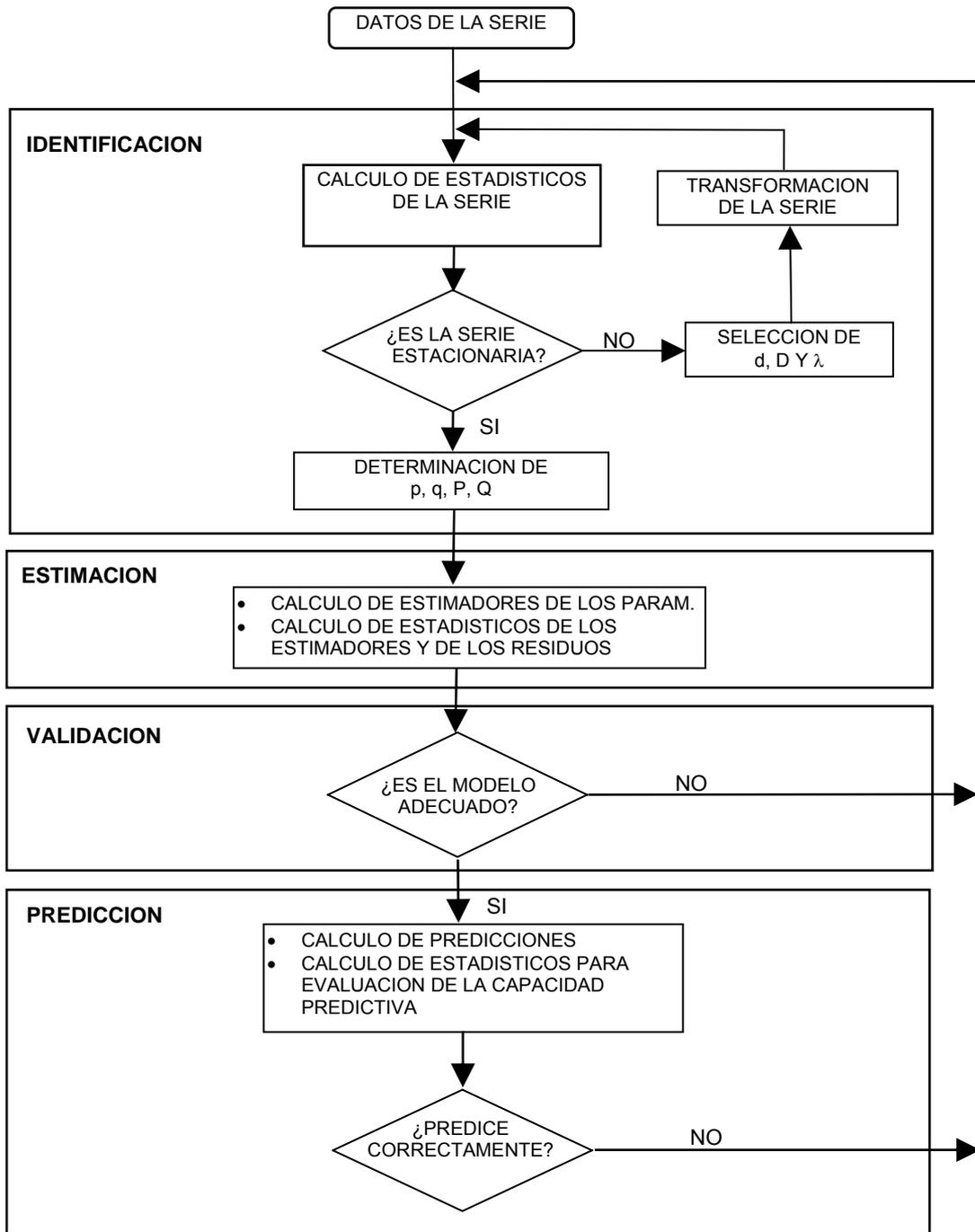
En forma general, esta expresión se puede dar como:

$$\Phi_p(L^s)\phi_p(L)[(1-L^s)^D(1-L)^d X_t - \mu] = \Theta_q(L^s)\theta_q(L)u_t$$

donde μ es la media de $Z_t = (1-L^s)^D(1-L)^d X_t$

A continuación se ha confeccionado un diagrama de flujo que resume el proceso a seguir para el cálculo de predicciones mediante modelos ARIMA.

Diagrama N° 3



3.3.4 Análisis ARIMA con intervención

El comportamiento de una serie temporal real se encuentra frecuentemente influenciada por ciertos sucesos o efectos externos ajenos a las características evolutivas intrínsecas de la serie, denominados *intervenciones*, tales como años bisiestos, racionamiento no planificado o programado de un bien.

Precisamente, el análisis de intervención consiste en la evaluación del efecto de estos sucesos externos en el proceso de comportamiento de una serie temporal, lo cual permite mejorar la precisión en la determinación de predicciones. Para ello se debe identificar dos características de los modelos de intervención:

- El periodo de inicio de los sucesos externos
- El impacto temporal de estos sucesos externos

Modelos de intervención

Las dos características fundamentales de los modelos de intervención son: el periodo de inicio de las intervenciones (t_0) y la forma general del impacto de dichas intervenciones. Así, atendiendo al comienzo y al efecto de la intervención, se puede tipificar en cuatro modelos:

- Comienzo brusco y duración permanente
- Comienzo gradual y duración permanente
- Comienzo brusco y duración temporal
- Comienzo gradual y duración temporal

Una expresión que generaliza a estos cuatro modelos de intervención, X_t , tiene la forma siguiente:

$$X_t = v(L) I_t^{t_0}$$

Donde:

$$v(L) = \frac{\omega(L)L^b}{\delta(L)},$$

$$\omega(L) = \omega_0 + \omega_1 L + \omega_2 L^2 + \dots + \omega_s L^s$$

$$\delta(L) = 1 - \delta_1 L - \delta_2 L^2 - \dots - \delta_r L^r$$

$I_t^{t_0}$: Variable ficticia impulso (vale 1 en el periodo de ocurrencia del suceso, $t=t_0$, y 0 en los demás periodos) o escalón (vale 0 antes del suceso, $t < t_0$, y 1 después del suceso)

$v(L)$: *Función de respuesta* a la variable impulso

$\omega_0, \omega_1, \dots, \omega_s; \delta_1, \delta_2, \dots, \delta_r$: parámetros desconocidos a estimar, también denominados factores de respuesta a la variable ficticia (en este caso impulso)

L : operador de retardos

Cuando se trata de múltiples intervenciones (k intervenciones), se tiene:

$$X_t = \sum_{j=1}^k v_j(L) I_{jt}^{t_{0j}}$$

Siendo:

$$v_j(L) = \frac{\omega_j(L)L^{b_j}}{\delta_j(L)}$$

Identificación de los modelos de Intervención

Si se tiene una serie temporal X_t en la que un suceso externo conocido, produce modificaciones sustanciales en el comportamiento de la misma, en su modelización será conveniente incluir una o varias intervenciones.

En el caso en que la serie temporal X_t obedeciera a un modelo estacional multiplicativo univariante general ARIMA $(p,d,q) \times (P,D,Q)$, con media nula, sin intervención, su expresión matemática tendría la forma siguiente:

$$X_t = \frac{\Theta_Q(L^s)\theta_q(L)}{\Phi_P(L^s)\phi_p(L)(1-L^s)^D(1-L)^d} u_t$$

Un modelo ARIMA con intervención, generalizado a k intervenciones, tendrá la forma siguiente:

$$X_t = \sum_{j=1}^k v_j(L) I_{jt}^{t_{0j}} + N_t$$

Siendo N_t , la serie limpia del efecto de las intervenciones, que sigue un modelo ARIMA expresado por:

$$N_t = \frac{\Theta_Q(L^s)\theta_q(L)}{\Phi_P(L^s)\phi_p(L)(1-L^s)^D(1-L)^d} u_t$$

Como consecuencia de la parte correspondiente a las intervenciones, las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial ya no serán un instrumento adecuado para identificar el proceso ARIMA generador de la serie, debido a que estarán distorsionadas por el efecto de las intervenciones. Ante ello se practican dos métodos de identificación:

- Si el subconjunto de datos anteriores o posteriores a las intervenciones es suficientemente grande, se puede identificar al modelo ARIMA como si no existieran intervenciones pero con el subconjunto de datos, luego se incorpora la modelización de las intervenciones. A manera de ejemplo, suponiendo que a partir del análisis de las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial, de este subconjunto de datos, se identifica un modelo ARIMA $(1,1,1) \times (0,0,0)$, es decir:

$$(1 - \phi_1 L)(1 - L)N_t = (1 - \theta_1 L)u_t$$

Donde N_t es la serie temporal X_t truncada en las observaciones anteriores o posteriores a t_{0j} , que también puede escribirse como:

$$N_t = \frac{(1 - \theta_1 L)}{(1 - \phi_1 L)(1 - L)} u_t$$

Suponiendo también que hay una intervención del tipo comienzo gradual (a partir del periodo t_0) y duración permanente, esto es:

$$X_t = \frac{\omega}{1 - \delta L} I_t^{t_0}$$

$j=1, s=0, r=1, b=0, I_t^{t_0}$: variable escalón

El modelo ARIMA (1,1,1)x(0,0,0) con una intervención tipo gradual-permanente, tendrá la forma siguiente:

$$X_t = \frac{\omega}{1 - \delta L} I_t^{t_0} + \frac{(1 - \theta_1 L)}{(1 - \phi_1 L)(1 - L)} u_t$$

Identificado el modelo con intervención, se realiza la estimación conjunta de todos los parámetros y luego se procede al chequeo verificando que los residuos de dicho modelo se comporten como un ruido blanco. Superado esto, se procede a calcular las predicciones.

- Cuando no se dispone de datos suficientes antes o después de las intervenciones, o bien al inspeccionar la serie se tiene cierta intuición referente a la forma en que las intervenciones han afectado al patrón de comportamiento de la serie, se puede especificar la forma de $v_j(L)$ y estimar solamente este modelo, obteniendo así:

$$\hat{X}_t = \sum_{j=1}^k \hat{v}_j(L) I_{jt}^{t_0,j}$$

Luego se calcula los residuos como:

$$\hat{N}_t = X_t - \sum_{j=1}^k \hat{v}_j(L) I_{jt}^{t_0,j}$$

Estos residuos se han de interpretar como los valores de la serie original pero sin efecto de la intervención. Así, estos residuos se utilizarán para identificar el proceso ARIMA, N_t , mediante las funciones de autocorrelación y autocorrelación parcial muestrales. Seguidamente, se combina el modelo de intervención y el modelo residual para obtener el modelo ARIMA con intervención, el cual se ha de estimar en forma conjunta por máxima verosimilitud, pasando luego a la etapa de chequeo. Siendo afirmativo, se procede al cálculo de proyecciones

3.3.5 Cálculo informático de intervenciones

El cálculo de una intervención consiste en:

- Identificarlo tanto por su inicio como por su efecto
- De acuerdo a su influencia sobre la serie se aplica una variable ficticia o artificial (impulso o escalón), acompañada de un factor de filtrado típico para cada caso

- Posteriormente se procede a estimar los coeficientes de filtrado utilizando métodos de máxima verosimilitud o mínimos cuadrados, ello mediante el programa informático o la elaboración de programas estructurados que pueden realizarse en cualquier lenguaje de programación.
- La validación o chequeo se realiza con la demostración de la significancia de sus parámetros de filtrado, ello mediante los estadísticos de error y de contraste. Asimismo, se consolida con el análisis tanto estadístico como de criterio, basado en la determinación de predicciones eficientes

Para el cálculo de atípicos, se procede:

- Detección del momento de su aparición
- Se identifica el tipo o forma de los atípicos
- La estimación del atípico se realiza bajo la metodología de Chen y Liu (1993). Existen programas informáticos que utilizan esta metodología para el cálculo inmediato, como es el caso del Programa SCA (Scientific Computing Associates)

Entre los diversos programas de cálculo existentes en el mercado internacional, y de acuerdo a las características dadas, es recomendable utilizar los siguientes programas:

- SPSS Statistical Package for Social Sciences
- E-Views Econometric-Views
- SCA Scientific Computing Associates

3.4 MODELOS ECONOMETRÍCOS

3.4.1 Características fundamentales de un Modelo Econométrico

Un modelo econométrico, en términos generales, viene a ser una relación funcional entre una variable dependiente (en este caso la demanda de energía eléctrica) y otra u otras variables independientes o explicativas de la primera (por ejemplo el producto bruto interno, la población, la tarifa eléctrica, el ingreso per-cápita, etc.), bajo el cumplimiento de condicionantes tanto estadísticos como de la teoría económica.

a. *Condicionantes Estadísticos*

Bajo el plano estadístico, el modelo de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios que describe y proyecta a la variable dependiente, deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Las variables participantes deben ser o transformarse en estacionarias
- El término de error del modelo lineal, debe comportarse como un ruido blanco; es decir, que la esperanza matemática del término de error sea cero, la varianza del error sea constante y se demuestre ausencia de autocorrelación entre los errores (covarianza nula).

- No existencia de colinealidad entre regresores o variables independientes, consecuentemente, ausencia de multicolinealidad en la matriz de observaciones correspondientes a las variables independientes del modelo.
- Los parámetros o coeficientes de cada variable explicativa deben ser constantes.

Entre las pruebas a realizar para el cumplimiento de estas condicionantes se tienen:

- Bondad o grado de ajuste del modelo, medido por el coeficiente de determinación R^2 .
- Estacionariedad, medido por el estadístico Dickey–Fuller Aumentado, ADF.
- Prueba de significancia de la variable en el modelo, medido por el estadístico t-Student.
- Contraste de la presencia de autocorrelación serial de primer orden, medido por el estadístico Durbin Watson, DW.

La estacionariedad de una variable temporal

Una variable temporal, alcanza la condición de estacionaria cuando su comportamiento no depende del tiempo; es decir; no posee ni tendencia ni estacionalidad. Ello se mide, en el sentido amplio (débil), cuando su esperanza matemática y varianza no dependen del tiempo, y la covarianza entre dos periodos de tiempo distintos solamente depende del lapso de tiempo transcurrido entre estos dos periodos.

En el campo aplicativo, como es el caso, prácticamente no existe variable o series históricas que sean estacionarias de origen, dado que siempre se caracterizan por tener tendencia y/o estacionalidad. Consecuentemente, para darle un tratamiento modelístico a la serie original necesariamente se tendrá que aplicar transformaciones apropiadas hasta alcanzar el nivel de estacionariedad aproximada.

Para eliminar la tendencia de una serie original, se realizan diferencias sucesivas (diferencia entre el valor de una variable de un periodo a otro inmediato anterior). El número de veces que se efectúa estas diferencias sucesivas se denomina orden de diferenciación o grado de integración

Para eliminar la heteroscedasticidad de la serie original (varianza no constante), se realizan ciertas transformaciones previas que pueden ser transformaciones logarítmicas (potencia cero) o potenciales (raíz cuadrada directa o inversa, cuadrática, etc.).

Como consecuencia de tratar con series no estacionarias de origen, todo analista que trabaja con modelos econométricos debe ser consciente de los riesgos de una valoración poco exigente de los resultados obtenidos. En particular un coeficiente de determinación (R^2) elevado y unos parámetros estadísticamente significativos no pueden servir de argumento fundamental para aceptar un modelo. Por tanto, adicionalmente se deberá comprobar:

- 1° La lógica económica de las variables que explican la evolución general de la endógena (signos correctos y valores aceptables de los parámetros).
- 2° Un comportamiento de los errores históricos de predicción acorde con una correcta especificación del modelo (comportamiento de ruido blanco y no existencia de errores excepcionales).
- 3° Que el modelo recoja adecuadamente los puntos de cambio de tendencia.
- 4° El modelo sea una herramienta eficaz de predicción (comprobación de mínimo error entre la variable real y el modelo).

La Cointegración

Una regresión clásica de variables temporales supone que cada variable participante es estacionaria, o que bajo las transformaciones practicadas alcanzan un mismo orden de integración. Sin embargo en la práctica, muchas veces no se logra satisfacer este condicionante y por tanto se estaría frente a una regresión espuria; es decir, una relación donde la no estacionariedad de las series o variables involucradas, sesga los resultados hacia la aceptación de tal relación cuando en realidad ésta no existe.

En una regresión de dos series no estacionarias, es posible que una de ellas explique totalmente el comportamiento no estacionario de la otra, si es que el residuo de la regresión (parte no explicada de la respuesta), tiene un comportamiento estacionario. En estas circunstancias se dice que tales variables están cointegradas.

Uno de los arreglos de regresiones que involucra a variables cointegradas es el modelo econométrico de Corrección de Errores

b. Condicionantes de la Teoría Económica

Muestra la interrelación de las variables participantes obedeciendo la teoría económica. Una relación económica entre la demanda eléctrica, el PBI y la tarifa eléctrica, sería la siguiente:

- La demanda de energía eléctrica, DEM, se comporta como la demanda de un bien necesario
- El producto bruto interno, PBI, se comporta como el ingreso económico para la adquisición del bien necesario.
- La tarifa eléctrica, TARIFA, se comporta como el precio para la adquisición del bien necesario.

Bajo este criterio, una primera tentativa de modelo econométrico podría estar conformado por la siguiente relación:

$$DE = C * PBI^{\alpha} TARIFA^{\beta}$$

Donde:

α . Elasticidad ingreso del bien DE, que puede adoptar valores positivos mayores a cero y no menores a uno

β : Elasticidad del precio del bien DEM, adoptará valores negativos entre -1 y 0

C: *Constante*

La forma linealizada de la anterior expresión, se determina aplicando logaritmos naturales:

$$\ln DE = C_0 + \alpha * \ln PBI + \beta * \ln TARIFA$$

Bajo esta forma los parámetros α y β responderán al concepto de elasticidad ingreso y elasticidad precio constantes. Las elasticidades constantes permiten determinar el crecimiento porcentual que experimentaría la demanda eléctrica frente a cada punto de crecimiento del PBI o TARIFA.

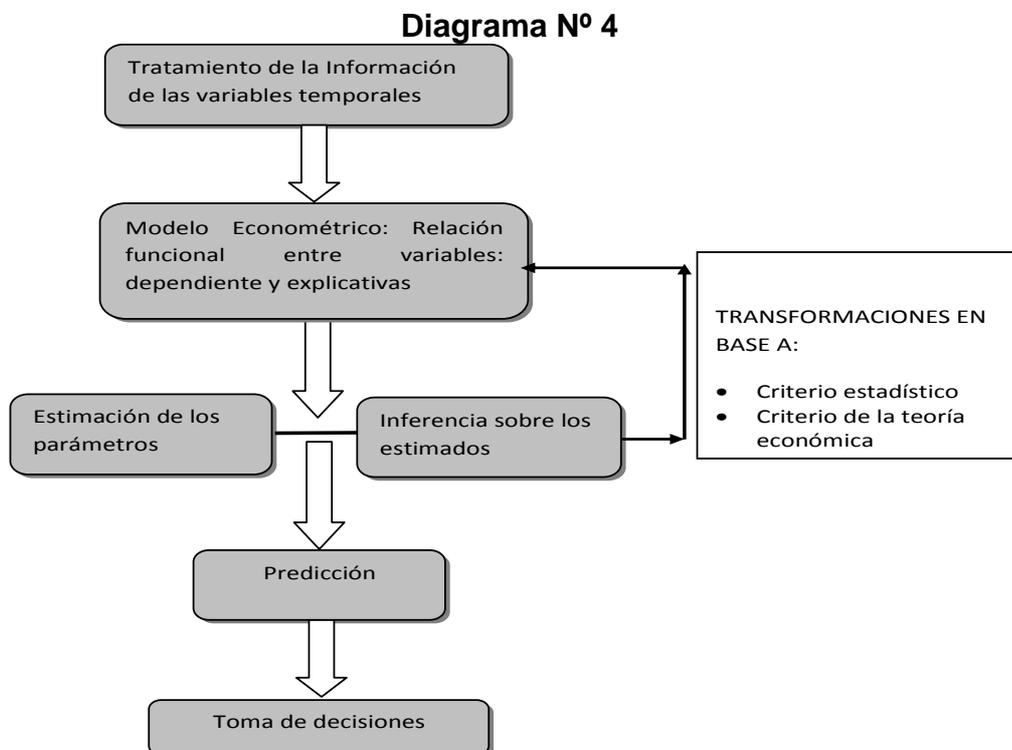
Por tanto, bajo el criterio de la teoría económica, es recomendable estructurar un modelo en el que se practique una transformación logarítmica a las variables DE, PBI y TARIFA

El grado de complicación para alcanzar buenos resultados en la aplicación de esos modelos, dependerá de las siguientes características de cada una de las variables participantes o series históricas:

- Número de observaciones
- Tendencia evolutiva
- Estacionalidad y/o ciclaje
- Irregularidad o aleatoriedad

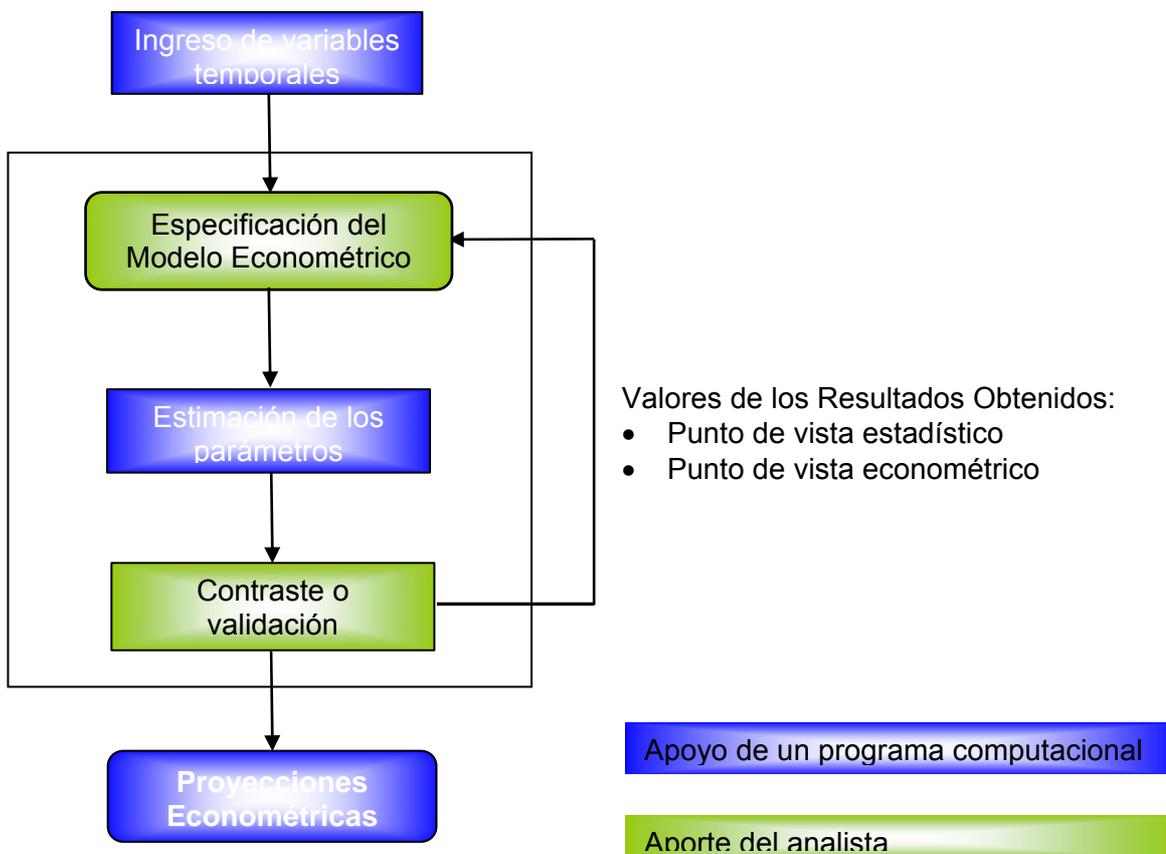
3.4.2 Formulación del Modelo Econométrico

La formulación del modelo se puede resumir bajo el siguiente diagrama de flujo:



El procedimiento se resume según el siguiente esquema:

Diagrama N° 5



3.4.3 Estructura y Especificación de los Modelos a Desarrollar

3.4.3.1 Modelo Econométrico Dinámico

Especificación Tentativa del Modelo Econométrico de la Demanda Eléctrica

Para el inicio de la especificación de un modelo econométrico, se propone una forma matemática que relacione la variable explicada con las variables explicativas y la perturbación aleatoria. La referencia natural en esta fase son los modelos económicos postulados por la teoría. Por tanto, se debe definir el número de ecuaciones que explican el fenómeno, las variables que explican causalmente a la variable endógena y la forma funcional que las relaciona. Con respecto a la perturbación aleatoria habrá que suponer, y contrastar, sus propiedades estadísticas.

Una especificación tentativa del modelo econométrico uniecuacional que explica a la Demanda Eléctrica, estaría dado por la siguiente expresión:

$$DE = C_0 + \alpha * PBI + \beta * TARIFA + \gamma * POB$$

Donde:

DE: Variable endógena, Demanda eléctrica

PBI : Producto Bruto Interno del Perú

TARIFA: Tarifa media de electricidad

POB: Población del Perú

Las características matemáticas definitivas que posea el modelo econométrico a utilizar para proyectar la Demanda Eléctrica, se determinan una vez procesados los datos, cumplido con los condicionantes estadísticos y econométricos.

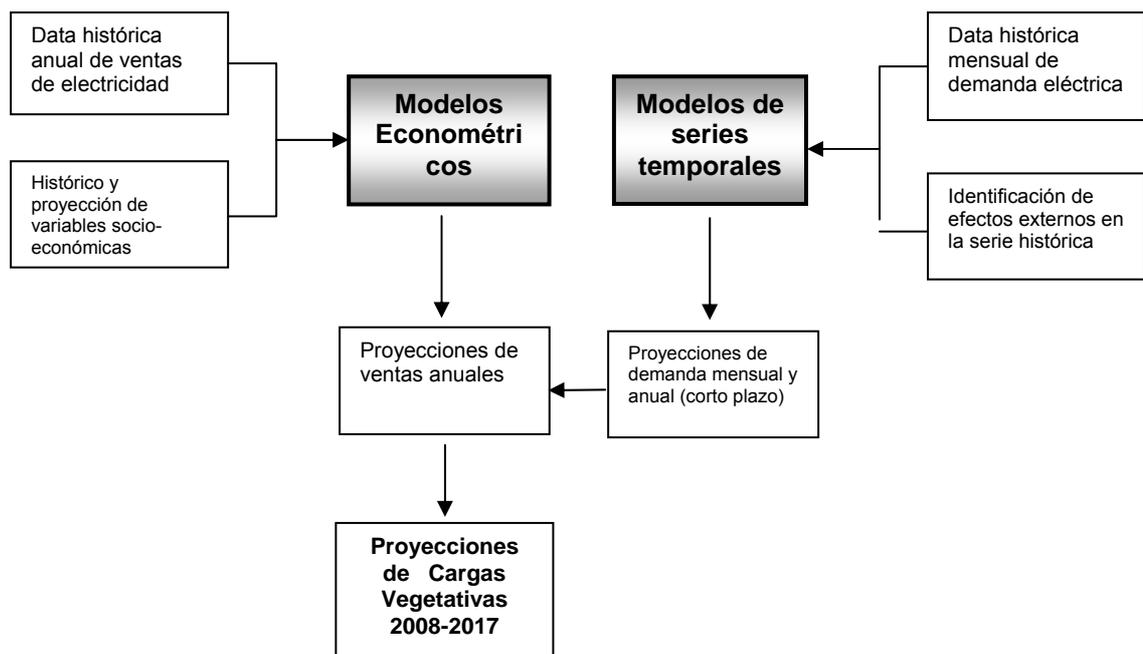
Entonces, el modelo econométrico final puede tener las siguientes características:

- Modelo lineal en niveles
- Modelo lineal con transformación logarítmica
- Modelo lineal con transformación logarítmica y en primeras diferencias

3.4.3.2 Modelo Mixto ARIMA-Econométrico

La estructura de cálculo de la proyección de la Demanda Eléctrica mediante un modelo mixto ARIMA-Econométrico, se realiza de acuerdo al siguiente diagrama:

Diagrama N° 6



Dada la peculiaridad de la conformación del mercado eléctrico nacional y la falta de información histórica amplia y desagregada de las variables participantes. Por un lado se dispone de datos históricos contabilizados anualmente desde 1981 y por otro se dispone de información contabilizada mensualmente, pero desde el año 2000.

Bajo estas características; se ha de cuantificar las proyecciones de la demanda eléctrica, mediante el uso de modelos econométricos de base, calculados en resolución anual, para la proyección de largo plazo,

acompañado de modelos ARIMA, tratados en resolución mensual, que han de servir como elementos de proyección para el corto plazo.

Con los modelos ARIMA, se puede calcular proyecciones de la demanda eléctrica bajo forma univariante mensual, y que de acuerdo a la limitación de la información histórica mensual disponible, solamente se puede obtener proyecciones anuales de dos años

3.4.3.3 Modelo Cointegrado: Modelo de Corrección de Errores

Este modelo se basa en el procedimiento bietápico de Engle y Granger (1987); esto es, se estima un Modelo Estructural (Modelo del Error – Relación de largo plazo, expresado a través de la ecuación de Cointegración) y un Modelo de Corrección del Error (que expresa la dinámica de corto plazo).

La especificación funcional de este modelo, asume que la demanda eléctrica (ventas vegetativas), se explica por el crecimiento del producto bruto interno, la población y la tarifa promedio nacional al nivel de clientes finales, ello bajo un arreglo de regresión con transformación en logaritmos.

El modelo de corrección de error (modelo que recoge la dinámica de corto plazo), se basa en una regresión teniendo como variable dependiente a la primera diferencia de la serie de ventas de energía transformada en logaritmos y como variables explicativas a los retardos de la variable explicada, el retardo de los residuos generados por el modelo estructural (“error de largo plazo”) y el PBI en primeras diferencias de la serie transformada en logaritmos.

Con el fin de filtrar el efecto del racionamiento de energía eléctrica, que tuvo lugar en el año 1992, se adopta una intervención de tipo pulso, y de esta forma se determina las proyecciones de largo plazo de la variable Demanda Eléctrica

La ecuación de largo plazo, se expresa de la siguiente forma:

$$\text{Ln(DE)} = \alpha * \text{Ln(POB)} + \beta * \text{Ln(PBI)} + \gamma * \text{Ln(TAR)} + z + c$$

La ecuación de corto plazo, tiene la siguiente expresión

$$D(\text{Ln(DE)}) = \alpha * D(\text{Ln(PBI)}) + \beta * D(\text{Ln(DE)}(-2)) + \gamma * D(\text{Int92}) + z(-1) + \gamma$$

Donde:

Ln(DE) :	logaritmo natural de las ventas vegetativas de electricidad
Ln(PBI) :	logaritmo natural del Producto Bruto Interno del Perú.
Ln(TAR):	logaritmo natural de la tarifa promedio a clientes finales
Ln(POB):	logaritmo natural de la población
C :	constante
D(Ln(PBI)) :	primera diferencia del PBI en soles constantes de 1994
D(Ln(DE)) :	primera diferencia de las ventas de electricidad del SEIN
D(Int92) :	primera diferencia de la variable ficticia que toma el valor 1 en 1992 (año de sequía) y 0 en el resto de la muestra
z :	estimación del error de largo plazo
γ :	estimación del error de corto plazo

4. PROYECCIÓN DE CARGAS ESPECIALES

Para estimar los requerimientos de demanda de las Cargas Especiales se asumieron los siguientes criterios generales:

- Las estimaciones de los requerimientos de energía y potencia de las cargas Especiales se sustentan en los reportes de las empresas en las cuales se interioriza las expectativas de consumo futuros.
- En dichas estimaciones se considera un escenario único de estimación por cuanto dicha demanda responde a patrones de consumo común de las respectivas empresas consideradas.
- Dentro de las empresas consideradas en el grupo de Cargas Especiales se encuentran principalmente empresas mineras, cuya características son un alto factor de carga y consumo, entre las que podemos mencionar a las mineras Yanacocha, Antamina, Southern Perú, Tintaya, Minsur, Cerro Verde, Shougang Hierro Perú, las cargas comprendidas en redes del sistema secundario de Electroandes y otras.
- En algunos casos no se dispuso de la información de los pronósticos de demanda de algunas mineras, tales como Compañía Minera Volcan u otras, en estos casos se recurrió a los reportes enviados por los suministradores de estas grandes cargas, observándose en dichos reportes que se mantiene constante el consumo durante todo el periodo de análisis, por lo que en esta parte del estudio y en lo referente a estas empresas no se consideran incrementos de cargas

5. PROYECCIÓN DE CARGAS INCORPORADAS

Para estimar los requerimientos de demanda de las Cargas Incorporadas se asumieron los siguientes criterios generales:

- Se tiene que la mayoría de ellas son sistemas eléctricos de menor magnitud que alimentan principalmente a clientes regulados y que se han ido incorporando paulatinamente al SEIN, considerando por ello en la proyección tasas de crecimiento vegetativas del orden del 5% al 6%, siendo dichos sistemas los de Pucallpa, La Joya-San Camilo-Majes, Tumbes, Talara, Tambobamba-Huancarani-Paucartambo entre otros.
- Asimismo, dentro del grupo de Cargas Incorporadas se considera la incorporación de los nuevos sistemas eléctricos al SEIN, para ello se toma como base la información proporcionada por la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas.
- Adicionalmente a los sistemas definidos se considera dentro de las Cargas Incorporadas a la carga de Yura Cachimayo, considerando una demanda de energía de 177,6 GW.h anuales y una demanda de potencia de 24MW, manteniendo dicho consumo en forma constante por el periodo del 2008 al 2017.

6. PROYECCIÓN DE LOS GRANDES PROYECTOS

Las ventas totales históricas de energía eléctrica del SEIN está conformada, como se indicó líneas arriba, por tres grandes tipos de cargas: a) las Cargas Vegetativas; b) las Cargas Especiales; y c) las Cargas Incorporadas.

Los **Grandes Proyectos** son principalmente proyectos mineros de gran envergadura, o ampliaciones significativas de las actuales empresas mineras que en el horizonte de análisis demandarían considerables cantidades de energía eléctrica y potencia del sistema, por lo que su tratamiento debe realizarse en forma independiente de las otras cargas descritas.

Debido a dicho crecimiento discreto se hace imperativo un análisis independiente y exhaustivo de los **Grandes Proyectos**, pues dichas cargas por su magnitud pueden alterar en forma considerable no sólo las capacidades de reserva de las instalaciones del SEIN sino también los precios de la energía y de los flujos de potencia de la red ubicada en las zonas cercanas al proyecto, pudiendo en ciertos casos generar déficits significativos de energía en la zona, para lo cual se debería hacer un estudio previo para el suministro de dichas cargas mediante un plan de expansión óptimo ya sea de transmisión o también de la generación.

6.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS GRANDES PROYECTOS

Los **Grandes Proyectos** son aquellas nuevas cargas que por su magnitud resultan relevantes para ser analizadas en forma separada debido a los saltos discretos que ellos representan en la demanda.

Bajo ese criterio, para la proyección de la demanda de energía y potencia correspondiente a los **Grandes Proyectos**, se identifican dos tipos de nuevas cargas que conformarán este grupo de cargas, siendo estos:

- Nuevos Proyectos Mineros e Industriales de Gran Envergadura
- Ampliaciones Importantes de las mineras y otras empresas existentes

Los Nuevos Proyectos Mineros de Gran Envergadura, son aquellos proyectos mineros que se prevé entren en operación durante el horizonte de análisis de la proyección de la demanda 2008 – 2017, considerándose en este punto los proyectos más representativos y que se encuentren considerados por diferentes instituciones de factible operación.

Dentro de los **Grandes Proyectos** se consideran los definidos por la Sociedad de Minería, Petróleo y Energía - SNMPE y el Ministerio de Energía y Minas – MINEM. Respecto a las Ampliaciones Importantes, también se toma como fuente a la SNMPE; adicionalmente a estos proyectos, también se incluyen aquellas nuevas cargas reportadas por las empresas como respuesta al requerimiento de información respecto a Nuevas Cargas Importantes, solicitado a las empresas mineras y grandes clientes en esta parte del estudio.

De dichos reportes se extraen las nuevas cargas que se consideran de importancia y que deben ser incluidas en el grupo de los **Grandes Proyectos**. Dichos proyectos son principalmente ampliaciones de las actuales empresas mineras que representan requerimientos significativos de

energía y potencia, presentándose en la mayoría de ellos, incrementos de potencia superior a los 10 MW, como es el caso de Shougang Hierro Peru, Refinería Cajamarquilla y Southern Peru Cooper Corporation.

6.2 CRITERIOS DE PROYECCIÓN

Para el análisis de las estimaciones de la demanda de potencia y energía de los Grandes Proyectos -en escenarios de crecimiento de demanda-, se adoptan los siguientes criterios:

- a) Se considera la información recopilada de las siguientes fuentes, públicas o privadas: el Ministerio de Energía y Minas a través de la Dirección General de Minería, la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, las cartas solicitadas por el MINEM y atendidas por las empresas mineras y la Agencia de Promoción de la Inversión – PROINVERSION.
- b) Se toma en consideración la información de magnitud y fecha probable de ingreso de los proyectos, definidos por las propias empresas y/o las sociedades empresariales que los representa.
- c) Asimismo, para definir la fecha probable de ingreso de los proyectos, se toma en consideración la actual crisis económica internacional el cual afecta directamente el precio de los minerales, entre ellos el oro, la plata y el cobre, generando una incertidumbre en los inversionistas.
- d) Se consideran las cargas cuyos incrementos de potencia superen los 10 MW dentro del grupo de Grandes Proyectos.
- e) Se disgregan por tipo de carga: las mineras, de actividad económica descentralizada y de uso intensivo de la energía eléctrica; y las no mineras, cargas industriales de otro tipo.
- f) Se consideran las ubicaciones geográficas de las cargas a nivel de zonas ya definidas (Norte, Norte Medio, Centro y Sur), para fines de aplicación en modelos de planeamiento de expansión de la generación y Transmisión; y a nivel de barra para la aplicación de modelos operativos.
- g) Dentro de las estimaciones de la demanda se consideran tres escenarios de ocurrencia probable de la puesta en operación del proyecto, ello en concordancia con los escenarios determinados para la proyección de la demanda de las cargas vegetativas sujetas al modelo econométrico, siendo dichos escenarios los siguientes:
 - **Escenario Optimista:**

Dentro de este escenario de crecimiento, se incluye la demanda de todos los proyectos en proceso de ejecución los cuales entraran en operación en el Corto o Mediano Plazo, conjuntamente con los proyectos que ya cuentan con anuncio de inicio de proceso de ejecución en el Corto Plazo y los proyectos que cuentan con concesión pero que no tienen fecha definida de puesta en operación, considerando para estos últimos proyectos la puesta en marcha en un Mediano plazo.

- **Escenario Medio:**

Por otro lado, dentro del escenario de crecimiento medio se incluyen la demanda de los proyectos en proceso de ejecución, y aquellos que cuentan con concesión y anuncio de puesta en ejecución en el Corto o Mediano Plazo, mientras que los proyectos que cuentan con concesión pero que no tienen fecha definida de puesta en operación en un Mediano o Largo Plazo.

- **Escenario Conservador:**

Finalmente, se incluyen en este escenario de crecimiento de la demanda los proyectos en proceso de ejecución cuya puesta en marcha se dará en Corto o Mediano plazo y los proyectos que cuentan con concesión y anuncio de puesta en ejecución en el Mediano o Largo Plazo.

La diferencia principal entre los tres escenarios definidos para la proyección de la demanda de potencia y energía, se debe a los años de puesta en operación de los proyectos, es decir, los proyectos que se encuentran en etapa de ejecución para un escenario optimista entra uno (1) a dos (2) años antes que para un escenario medio y/o conservador, teniendo presente que están en etapa de ejecución su puesta en marcha debe ser en un Corto o Mediano Plazo.

Asimismo, para los proyectos que cuentan con concesión y anuncio de la fecha de puesta en operación, se aplica la misma lógica tomando en cuenta la etapa en la que se encuentra el proyecto.

Esta diferencia de años que hay entre las fechas de puesta en marcha de un proyecto en los Escenarios Optimista, Medio y Conservador, se debe a la situación actual de los precios internacionales del mercado y al clima social que se viene dando en las zonas de ubicación de los proyectos.

- h) Conservadoramente, no se incluyen en la proyección de demanda los proyectos que no han completado, o tengan interrumpidos los procesos de exploración por causas ajenas a la minería.
- i) En caso de proyectos con concesión comprometidas para ejecución, que se encuentran en actual estudio, pero cuyos procesos metalúrgicos no están aún definidos, se consideran conservadoramente las menores demandas de proyectos de similar magnitud.

7. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL DEL SEIN

Para la proyección global de la demanda se aplican los siguientes criterios:

- En concordancia con los criterios de procesamiento de información, se agrupan las cargas en los tres grupos indicados a los cuales se les adiciona un componente de demanda identificado como Grandes Proyectos, quedando la proyección compuesta por los siguientes:
 - a) Cargas Vegetativas

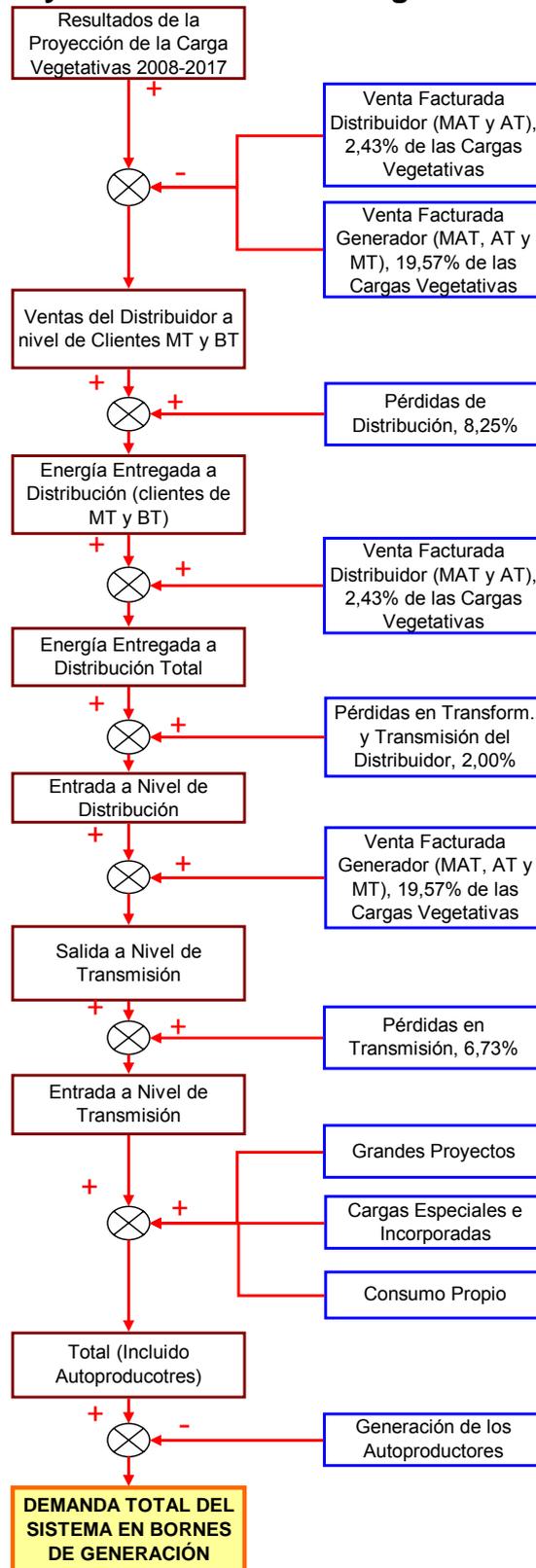
- b) Cargas Especiales
- c) Cargas Incorporadas
- d) Grandes Proyectos

Las proyecciones de cada uno de los grupos representan las estimaciones de las ventas futuras a clientes finales, no representando la suma de dichas cargas la demanda global del SEIN.

- La Proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas se realiza bajo la aplicación de tres Modelos Econométricos descritos en el informe:
- Se evalúa la demanda bajo los escenarios de proyección del PBI: Escenario Conservador, Medio y Optimista.
- La estimación de los requerimientos de energía y potencia de las Cargas Especiales y de las Cargas Incorporadas se toma de los reportes de las empresas.
- Dentro de los Grandes Proyectos se consideran aquellos proyectos mineros importantes, considerándose que su año de ingreso se encuentre dentro del horizonte de análisis.
- Se realizan las proyecciones para cada uno de los tres escenarios definidos:
 - Escenario Optimista
 - Escenario Medio
 - Escenario Conservador
- Para la obtención de la Demanda Global de Energía del SEIN en bornes de generación se adicionan, a la demanda del sistema, las pérdidas en los diferentes componentes del sistema de potencia, siendo estos los siguientes:
 - Pérdidas en los sistemas de distribución
 - Pérdidas en los sistemas de transformación y transmisión de las distribuidoras
 - Pérdidas en el sistema de transmisión
- Adicionalmente a las pérdidas se consideran los consumos propios de las centrales de generación para sus sistemas auxiliares y se descuentan los aportes de la generación de los autoprodutores.
- Para la obtención de las pérdidas del Sistema de Distribución:
 - Inicialmente se calculan las ventas de las distribuidoras a los usuarios de MT y BT, para lo cual, a las proyecciones vegetativas obtenidas previamente se restan las ventas a clientes libres y regulados de MAT y AT, tanto de las distribuidoras como de las generadoras, así como las cargas no consideradas dentro del grupo de cargas especiales.
 - Una vez obtenidas las ventas de las distribuidoras a los usuarios de MT y BT, se calculan las pérdidas, aplicando un factor de pérdidas de distribución el cual se considera como 8,25 por ciento el mismo que ha sido aplicado por el OSINERGMIN en la última regulación de Mayo 2008.

- Para la obtención de las pérdidas en transformación y transmisión de las distribuidoras se considera un nivel de pérdidas del orden del 2,0 por ciento respecto de la energía que ingresa a las redes de distribución.
- El ingreso total de energía a las redes de distribución se obtiene de sumar las ventas de las distribuidoras a los usuarios de MT y BT, las pérdidas en distribución, las ventas de las distribuidoras a los grandes clientes y las pérdidas en transformación y transmisión de las distribuidoras.
- La energía a nivel del enlace transmisión-distribución se obtiene, sumando la energía que ingresa a las redes de distribución con las ventas de los clientes de las generadoras en AT.
- La energía a nivel de barras de ingreso al sistema de transmisión se obtiene sumando las pérdidas en transmisión, aplicando el valor de 6,73 por ciento de pérdidas respecto a la energía que ingresa a la transmisión, estimado por OSINERGMIN en la regulación de Mayo 2008.
- Con la energía obtenida para la transmisión y las pérdidas en transmisión calculadas previamente, se obtiene la energía que ingresa al sistema de transmisión, estando en este punto ya incluidas las demandas a nivel de transmisión.
- Las demandas a nivel de transmisión, se calculan en forma paralela a la estimación del punto anterior, proyectando los requerimientos de energía de las Cargas Especiales e Incorporadas, así como la demanda de energía de los Grandes Proyectos y que corresponden al sistema de transmisión.
- Complementariamente, se estima el consumo propio para sistemas auxiliares de las centrales de generación, considerando en este caso el 1,5% de la suma de las energías de las cargas especiales, incorporadas, grandes proyectos y la energía que sale de transmisión, de la misma forma como se estima la generación de los autoprodutores, tomando en ambos casos la referencia de la regulación de OSINERGMIN de mayo de 2008.
- Finalmente la Demanda Global de Energía del SEIN, a nivel de bornes de generación, se obtiene de la suma de la energía del enlace transmisión-distribución, las demandas de las cargas especiales, incorporadas, grandes proyectos, los consumos propios de las centrales y el descuento de la generación de los autoprodutores.
- Para el cálculo de la Máxima Demanda de Potencia se calcula inicialmente la máxima demanda a nivel de transmisión, para lo cual se utiliza el valor de energía a nivel de transmisión aplicando su factor de carga correspondiente y estimado en 0,77, constante durante todo el periodo.
- En forma paralela se calcula la demanda de potencia de las cargas especiales, incorporadas y grandes proyectos, considerando un factor de simultaneidad de 0,91, acorde a las proyecciones del OSINERGMIN-GART. Para el caso del consumo propio de las centrales, se toma como referencia su demanda de energía, considerando el mismo factor de carga de la entrada a nivel de transmisión.
- Complementariamente se considera la generación de los autoprodutores, tomando como referencia la regulación tarifaria de OSINERGMIN de mayo 2008.

Diagrama N° 7 Proyección Global de Energía del SEIN



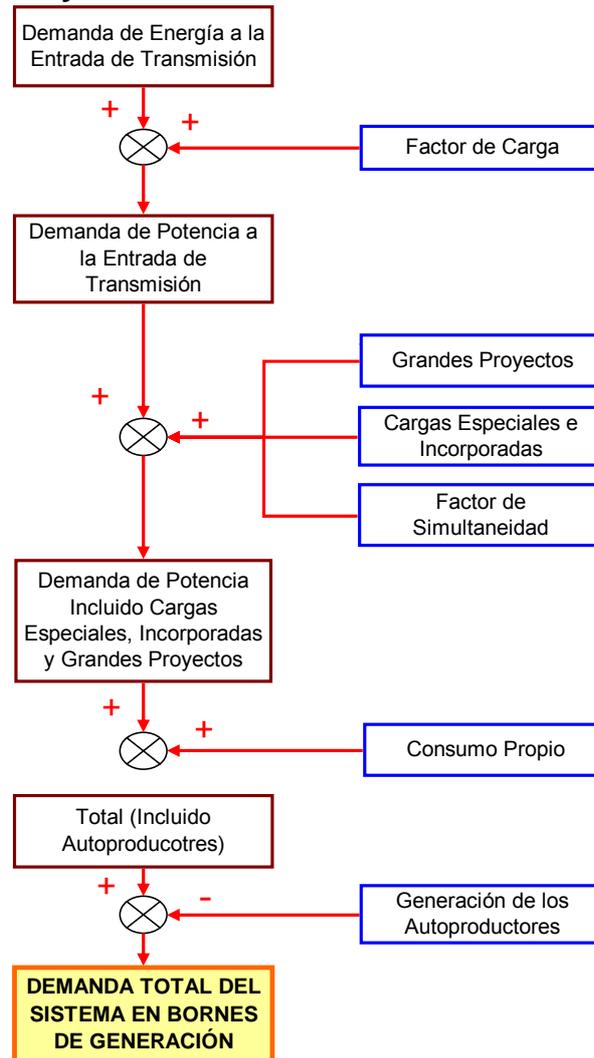
- La Máxima Demanda de Potencia en nivel de bornes de generación del SEIN se obtiene de la suma de demandas de potencia a la entrada de transmisión,

la demanda de las Cargas Especiales, Incorporadas y Grandes Proyectos, el consumo propio de las centrales y el descuento de los autoprodutores.

Con los criterios anotados, se estima la demanda de energía y potencia en bornes de generación para cada uno de los escenarios de análisis considerados, obteniendo así 3 proyecciones de energía, cuyos resultados se exponen en los numerales siguientes.

A efectos de esquematizar lo descrito, se muestra en los diagramas siguientes el Procedimiento de Cálculo de Demanda Global de Energía y Potencia del SEIN a nivel de bornes de generación.

Diagrama N° 8
Proyección Global de Potencia del SEIN



ANEXO 5.2

CENTRALES GENERADORAS EXISTENTES DEL SEIN

CENTRALES HIDRÁULICAS EXISTENTES DEL SEIN

Central	Tensión kV	Potencia Instalada	Potencia Efectiva	Potencia Reactiva	Nº de Grupos	Propietario
		MVA	MW	MVAR		
MANTARO	13,8	798	650,48	222,38	7	ELECTROPERU
RESTITUCION	13,8	210,39	215,36	133,88	3	ELECTROPERU
CAÑON DEL PATO	13,8	263,52	263,49	55,41	6	DEI EGENOR
CARHUAQUERO	10	95,01	95,02	36	3	DEI EGENOR
CARHUAQUERO G4	10	9,7	9,98	3,1	1	DEI EGENOR
CARHUAQUERO G5	10	5,657	6	4,27	1	DEI EGENOR
HUINCO	12,5	258,4	247,35	217,61	4	EDEGEL
MATUCANA	12,5	128,58	128,58	104	2	EDEGEL
MOYOPAMPA	10	89,25	64,71	64,2	3	EDEGEL
CALLAHUANCA G 123	6,5	47,31	39,84	24,21	3	EDEGEL
CALLAHUANCA G 4	8	27,74	35,21	30,96	1	EDEGEL
HUAMPANI	10	31,36	30,17	19,6	2	EDEGEL
CHIMAY	13,8	156	150,9	84	2	EDEGEL
YANANGO	10	42,3	42,61	26	1	EDEGEL
HUANCHOR	10	19,63	19,63	11,98	2	M. CORONA
CAHUA	10	43,6	43,12	38	2	CAHUA
PARIAC	10	5,2	4,48	1,73	6	CAHUA
GALLITO CIEGO	10,5	38,14	38,14	21,08	2	CAHUA
ARCATA	0,66	5,29	5,06	2,44	4	CAHUA
YAUPI	13,8	108	104,92	52,5	5	ELECTROANDES
MALPASO	6,9	54,4	48,02	43,48	4	ELECTROANDES
PACHACHACA	2,3	9,66	9,65	5,4	3	ELECTROANDES
OROYA	2,3	9,48	9,48	5,4	3	ELECTROANDES
CHARCANI I	5,25	1,76	1,73	1,63	2	EGASA
CHARCANI II	5,25	0,78	0,6	0,77	3	EGASA
CHARCANI III	5,25	4,56	4,59	4,87	2	EGASA
CHARCANI IV	5,25	15,48	15,3	14,29	3	EGASA
CHARCANI V	13,8	145,35	139,9	98,32	3	EGASA
CHARCANI VI	5,25	8,96	8,95	6,37	1	EGASA
MACHUPICCHU	13,8	92,25	85,79	60,29	3	EGEMSA
ARICOTA I	10,5	23,8	22,5	16,67	2	EGESUR
ARICOTA II	10,5	11,9	12,4	6,5	1	EGESUR
SAN GABAN II	13,8	113,1	113,1	73,46	2	SAN GABAN
YUNCAN	13,8	136,77	136,76	42,75	3	ENERSUR
CURUMUY	10	12,6	12,5	8,44	2	SINERSA
POECHOS I	10	15,64	15,4	8,14	2	SINERSA

CENTRALES TERMICAS EXISTENTES DEL SEIN

Central	Tensión kV	Potencia Instalada MVA	Potencia Efectiva MW	Potencia Reactiva MVAR	Nº de Grupos	Propietario
AGUAYTIA TG1	13,8	86,29	87,05	77,5	1	TERMOSELVA
AGUAYTIA TG2	13,8	86,29	85,88	77,5	1	TERMOSELVA
SANTA ROSA UTI-5	13,8	54,9	52,02	10	1	EDEGEL
SANTA ROSA UTI-6	13,8	54,9	52	16	1	EDEGEL
SANTA ROSA WTG-7	13,8	127,7	123,3	36	1	EDEGEL
VENTANILLA CC	16	457	457	359,66	3	EDEGEL
MALACAS 1	13,8	20,07	15,02	5	1	EEPSA
MALACAS 2	13,8	20,07	15,04	5	1	EEPSA
MALACAS 4	13,8	112,98	100,65	64	1	EEPSA
CHICLAYO GD	10,5	26,62	24,1	15,32	5	DEI EGENOR
PIURA GMT-1	10	4,4	4,7	3,77	1	DEI EGENOR
PIURA GMT-2	10	4,4	4,59	3,77	1	DEI EGENOR
PIURA MAN	10	7,73	7,35	4,6	1	DEI EGENOR
PIURA MIR-1	4,8	1,19	1,33	0,9	1	DEI EGENOR
PIURA MIR-4	4,8	2,02	2,04	1,31	1	DEI EGENOR
PIURA TG	10	24,3	20,95	13,72	1	DEI EGENOR
SULLANA GD	4,16	10	8,48	6,6	4	DEI EGENOR
PAITA SKD-23	2,4	2,2	1,67	1,32	2	DEI EGENOR
PAITA EMD-123	4,16	7,8	6,21	5,13	3	DEI EGENOR
CHIMBOTE TG	13,8	42,86	42,86	34,18	2	DEI EGENOR
TRUJILLO TG	10	22,8	20,36	17,12	1	DEI EGENOR
TUMBES MAK	10	18,14	18,14	11,24	2	ELECTROPERU
YARINACocha WAR	10	25,6	24,99	15,36	4	ELECTROUCAYALI
SAN NICOLAS TV	13,8	64,5	64,51	39,4	3	SHOUGESA
SAN NICOLAS GD	13,8	1,25	1,23	0,76	1	SHOUGESA
MOLLENDO GD	13,8	31,71	31,98	19,64	3	EGASA
MOLLENDO TG	13,8	90	73,2	55,19	2	EGASA
CHILINA TV2	10,4	8	6,2	4,67	1	EGASA
CHILINA TV3	10,5	10	9,91	5,55	1	EGASA
CHILINA CC	13,8	20	16,7	10,15	1	EGASA
CHILINA SZ 1	10,4	5,2	5,13	3,13	1	EGASA
CHILINA SZ 2	10,4	5,2	5,28	3,22	1	EGASA

BELLAVISTA MAN	10	2,69	1,66	1,73	1	SAN GABAN
BELLAVISTA ALCO	2,4	2,75	1,49	1,41	1	SAN GABAN
TAPARACHI SKD 1	2,4	0,6	0,31	1,95	1	SAN GABAN
TAPARACHI MAN 1	2,4	1,35	0,71	1,95	1	SAN GABAN
TAPARACHI MAN 3	10	2,95	1,82	1,95	1	SAN GABAN
TAPARACHI MAN 4	10	3,07	1,65	0,84	1	SAN GABAN
CALANA 123	10,5	19,2	19,07	57,6	3	EGESUR
CALANA 4	13,8	6,4	6,44	19,2	1	EGESUR
ILO1 TV2	13,8	22	23,2	32	1	ENERSUR
ILO1 TV3	13,8	66	71,69	32	1	ENERSUR
ILO1 TV4	13,8	66	55,29	32	1	ENERSUR
ILO1 TG-1	13,8	40,85	34,61	25,02	1	ENERSUR
ILO1 TG-2	13,8	40,85	34,94	25,02	1	ENERSUR
ILO1 CATKATO	4,16	3,3	3,18	1,92	1	ENERSUR
ILO2 TVC1	17	145	141,83	87,9	1	ENERSUR
CHILCA TG1	16	180	175,96	86,49	1	ENERSUR
CHILCA TG2	16	180	174,53	85,79	1	ENERSUR
KALLPA TG1	16	180	176,83	84,39	1	KALLPA

ANEXO 5.3

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EXISTENTES DEL SEIN

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - SEIN

Desde	Hasta	Tensión kV	Longitud km
Aceros Arequipa	Independencia	220	24,6
Balnearios	San Juan	220	9,8
Balnearios	San Juan	220	9,8
Barsi	Chavarria	220	8,1
Barsi	Chavarria	220	8,6
Chavarria	Ventanilla	220	10,6
Chavarria	Ventanilla	220	10,6
Chavarria	Ventanilla	220	11,1
Huacho	Zapallal	220	103,9
Huinco	Santa Rosa	220	62,0
Huinco	Santa Rosa	220	62,0
Huancavélica	Independencia	220	180,8
Huayucachi	Zapallal	220	244,4
Independencia	Ica	220	55,2
Ica	Marcona	220	155,0
Independencia	Mantaro	220	248,5
San Juan	Chilca	220	48,5
San Juan	Chilca	220	48,5
San Juan	Chilca	220	48,5
Chilca	Cantera	220	82,4
Chilca	Desierto	220	109,75
Cantera	Independencia	220	82,4
Desierto	Independencia	220	57,0
Pomacocha	San Juan	220	113,5
Pomacocha	San Juan	220	113,5
Cajamarquilla	Chavarria	220	21,4
San Juan	Santa Rosa	220	26,3
San Juan	Santa Rosa	220	26,3
Santa Rosa	Chavarria	220	8,4
Santa Rosa	Chavarria	220	8,4
Zapallal	Ventanilla	220	18,0
Zapallal	Ventanilla	220	18,0
Cajamarca Norte	Trujillo Norte	220	137,0
Cajamarca Norte	Gold Mill	220	11,0
Cajamarca Norte	Cerro Corona	220	33,5
Chiclayo Oeste	Carhuaquero	220	83,0
Chimbote	Paramonga Nueva	220	221,2
Chimbote	Paramonga Nueva	220	221,2
Chimbote	Trujillo Norte	220	134,0
Chimbote	Trujillo Norte	220	134,0
Guadalupe	Chiclayo Oeste	220	83,6
Guadalupe	Trujillo Norte	220	103,2
Paramonga Nueva	Huacho	220	55,6
Paramonga Nueva	Zapallal	220	159,5
Piura Oeste	Chiclayo Oeste	220	211,2
Talara	Piura Oeste	220	103,8
Talara	Zorritos	220	137,0
Cotaruse Comp.	Cotaruse	220	0,5
Cotaruse Comp.	Cotaruse	220	0,5
Campo Armiño	Cotaruse Comp.	220	294,0
Campo Armiño	Cotaruse Comp.	220	294,0
Cotaruse Comp.	Socabaya	220	315,0

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - SEIN

Desde	Hasta	Tensión kV	Longitud km
Cotaruse Comp.	Socabaya	220	315,0
Socabaya	Cerro Verde	220	9,7
Socabaya	Cerro Verde	220	9,7
Moquegua	Ilo 2	220	72,5
Moquegua	Ilo 2	220	72,5
Moquegua	Socabaya	220	106,7
Moquegua	Socabaya	220	106,7
Moquegua	Los Héroes	220	124,3
Puno	Moquegua	220	196,6
Aguaytia	Tingo María	220	73,3
Callahuanca	Pachachaca	220	72,6
Callahuanca	Pachachaca	220	72,6
Campo Armiño	Huancavelica	220	67,0
Huayucachi	Campo Armiño	220	79,6
Pachachaca	Campo Armiño	220	195,1
Pachachaca	Campo Armiño	220	195,1
Campo Armiño	Pomacocha	220	192,3
Campo Armiño	Pomacocha	220	192,2
Campo Armiño	Restitución	220	1,6
Campo Armiño	Restitución	220	1,6
Campo Armiño	Restitución	220	1,6
Carhuamayo	Oroya Nueva	220	75,5
Carhuamayo	Paragsha	220	42,2
Carhuamayo	Yuncan	220	53,2
Chimay	Yanango	220	40,0
Edegel	Callahuanca	220	0,6
Edegel	Chavarria	220	55,4
Matucana	Edegel	220	22,5
Oroya Nueva	Pachachaca	220	21,6
Pachachaca	Pomacocha	220	13,5
Pachachaca	Yanango	220	89,4
Paragsha	Vizcarra	220	123,9
Cajamarquilla	Edegel	220	36,4
Tingo María	Vizcarra	220	173,7
Vizcarra	Antamina	220	52,1
Vizcarra	Paramonga Nueva	220	145,3
Cahua	Paramonga existente	138	63,4
Cahua	Paramonga existente	138	63,4
Chimbote 1	Cañón del Pato	138	84,0
Chimbote 1	Cañón del Pato	138	84,0
Chimbote 1	Cañón del Pato	138	84,0
Paramonga existente	Paramonga Nueva	138	9,4
Botiflaca	Moquegua	138	30,8
Botiflaca	Moquegua	138	32,5
Aricota 1	Toquepala	138	35,5
Push Back	Botiflaca	138	27,0
Chilina	Santuario	138	17,7
Cerro Verde	Repartición	138	23,0
Ilo 1	Moquegua	138	58,5
Ilo 1	T Ilo 1	138	4,6
Ilo Electrosur	T Ilo 1	138	9,8
Jesús	Socabaya	138	10,0

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN - SEIN

Desde	Hasta	Tensión kV	Longitud km
Mill Site	Push Back	138	5,0
Mill Site	Quebrada Honda	138	28,0
Mollendo	Repartición	138	64,0
Moquegua	Mill Site	138	38,7
Moquegua	Toquepala	138	38,7
Quebrada Honda	Ilo Electrosur	138	62,5
Refinería Ilo	Ilo 1	138	9,8
Refinería Ilo	T Ilo 1	138	2,6
Santuario	Jesús	138	10,7
Santuario	Socabaya	138	20,7
Socabaya	Cerro Verde	138	10,8
Socabaya	Cerro Verde	138	10,8
Toquepala	Mill Site	138	0,5
Aguaytia	Pucallpa	138	131,0
Aucayacu	Tingo María	138	44,4
Tocache	Aucayacu	138	109,9
Caripa	Carhuamayo	138	53,5
Oroya Nueva	Caripa	138	20,5
Paragsha	Carhuamayo	138	39,7
Yuncan	Carhuamayo	138	53,2
Paragsha 1	Paragsha 2	138	1,6
Paragsha 2	Huanuco	138	86,2
Tingo María	Huanuco	138	89,4
Yaupi	Yuncan	138	14,0
Ayaviri	Azángaro	138	42,4
Azángaro	Juliaca	138	78,2
San Gabán	Azángaro	138	159,3
Azángaro	San Rafael	138	89,3
Cachimayo	Dolorespata	138	13,5
CAELP138	Machupichu	138	75,6
CAELP138	Quencoro	138	23,7
Callali	Santuario	138	83,4
Cachimayo	Machupichu	138	78,5
Combapata	Tintaya	138	101,1
Dolorespata	Quencoro	138	8,3
Juliaca	Puni	138	37,0
Quencoro	Combapata	138	87,5
San Gabán	San Rafael	138	76,5
Tintaya	Ayaviri	138	82,5
Tintaya	Callalli	138	96,3

ANEXO 5.4

FICHAS DE PROYECTOS HIDRAULICOS

CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL PLATANAL

- LOCALIZACIÓN**

Departamento : Lima
 Provincia : Cañete y Yauyos
 Lugar : San Juanito

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El Proyecto de la C.H. El Platanal se encuentra en proceso de construcción, estando avanzado en un 80%.

- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

La C.H. G1 El Platanal contará con embalses de regulación en la laguna Paucarcocha, con un volumen de 70×10^6 m³ y el embalse de regulación horaria en la captación Capillucas de $0,96 \times 10^6$ m³.



El proyecto considera la instalación de una central de 220 MW de las siguientes características:

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	220	Caída neta (m)	603
Energía media Anual (GW.h)	1 079	Volumen reservorio (MMm ³)	0,96
Caudal de diseño (m ³ /s)	41,15	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	56	N° de Unidades	2

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2009.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA**

Compañía Eléctrica El Platanal S.A. (CELEPSA).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA MACHUPICCHU (Segunda Fase)¹

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Cusco
 Provincia : Urubamba
 Lugar : Machupicchu

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de rehabilitación de la segunda fase de la C.H Machupicchu cuenta con estudio de factibilidad aprobado por MEM. Cuenta con la declaración de viabilidad económica por parte del Ministerio de Economía y Finanzas. Actualmente se encuentra en proceso de licitación pública internacional.

• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

En la primera fase (1998-2000) se desarrollaron varias obras tales como: Ampliación del túnel de aducción, cruce del río Vilcanota con tuberías de concreto, un nuevo túnel de descarga, así como obras de recuperación de la caverna de la sala de máquinas. Estas obras a la fecha permiten el acceso por el túnel de aducción de hasta 50m³/seg. Caudal que permite operar los tres grupos Pelton ya instalados con 90MW de potencia instalada y añadir el nuevo grupo de la Segunda Fase de 71 MW. Con la ejecución de la Segunda Fase, EGEMSA recién estaría utilizando al 100% su capacidad instalada, ya que con la primera fase solo se utiliza un 60% de la infraestructura.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	98,3	Caída neta (m)	356,18
Energía media Anual (GW.h)	584	Volumen reservorio (MMm ³)	110
Caudal de diseño (m ³ /s)	31	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta	68	N° de Unidades	1

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

58 meses.

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2012.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 149 millones.

• ENTIDAD A CARGO

Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA).

¹ Se formalizará con la modificación de la concesión de la central hidroeléctrica Machupicchu Primera Fase

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA RITA

- LOCALIZACION

Departamento : Ancash

Provincias : Pallasca, Santa y Corongo

Distritos : Santa Rosa, Macate y Bambas

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACION DEL PROYECTO

Mediante resolución suprema N° 002-2006-EM, con fecha 5 de enero de 2006, el Ministerio de Energía y Minas otorgó concesión definitiva a favor de Electricidad Andina SA para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica.



- CARACTERISTICA DE LA CENTRAL

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	174	Caida neta (m)	207,82
Energía media Anual (GW.h)	1 000	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	93	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	66	N° de Unidades	3

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 173,3 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA

Electricidad Andina S.A.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA QUITARACSA

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Ancash
 Provincia : Huaylas
 Lugar : Quitaracsa Pueblo

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de la central Hidroeléctrica Quitaracsa tiene estudios a nivel de factibilidad. A la fecha el concesionario viene realizando gestiones para obtener el financiamiento necesario.



- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	112	Caída neta (m)	973,3
Energía media Anual (GW.h)	720	Volumen reservorio (MMm3)	0,25
Caudal de diseño (m3/s)	14	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	73	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 97 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA

Quitaracsa S.A. Empresa de Generación Eléctrica.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA VIRGEN

- LOCALIZACION

Departamento : Junín
 Provincia : Chanchamayo
 Distrito : San Ramón

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACION DEL PROYECTO

Mediante resolución suprema N° 060-2005-EM, con fecha 12 de octubre de 2005, el Ministerio de Energía y Minas otorgó concesión definitiva a favor de Peruana de Energía S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica.

El 04 de agosto de 2006, Peruana de Energía S.A. ha solicitado modificación de su Contrato de Concesión, debido a la ampliación de la potencia instalada (64 MW) de la central hidroeléctrica La Virgen, originalmente prevista en 58 MW, y ampliación de plazo de ejecución de obras. Esta solicitud se encuentra en evaluación.



- CARACTERISTICA DE LA CENTRAL

La energía generada será entregada al SEIN en la SSEE Caripa mediante una Línea de Transmisión en 138 kV de 62 km de longitud. Topológicamente es una central en cascada ya que usa las aguas turbinadas de la CH Yanango.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	64	Caída neta (m)	342
Energía media Anual (GW.h)	385	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	21,2	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	69	N° de Unidades	1

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 63,3 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA

Peruana de Energía S.A.A. (PERENE).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA CHEVES

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Lima
 Provincia : Huaura
 Distrito : Sayán

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto cuenta con estudios preliminares elaborados por la asociación Statkraf Engineering Fichtner en 1998. Actualmente tiene concesión definitiva, y se encuentra en trámite la modificación de esta concesión, a fin de reducir la potencia instalada.



• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	168	Caída neta (m)	586
Energía media Anual (GW.h)	836,77	Volumen reservorio (MMm3)	0,58
Caudal de diseño (m3/s)	33	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	57	N° de Unidades	2

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

• COSTO DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 192 millones

• TITULAR DE LA CONCESIÓN DEFINITIVA

Empresa de Generación Eléctrica Cheves S.A.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA MARAÑÓN

- LOCALIZACIÓN**

Departamento : Huánuco

Provincia : Huamalles y Dos de Mayo

Lugar : Nueva Flores

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto de la central Hidroeléctrica Marañón cuenta con estudio a nivel de factibilidad aprobado.

Por Resolución Suprema N° 075-2005-EM del 3 de diciembre de 2005 se modificó el Cronograma de Ejecución de Obras aprobado originalmente por el presentado el 17 de marzo de 2005 con las nuevas fechas de inicio de obras y de puesta en operación de la central.



- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	96	Caída neta (m)	98
Energía media Anual (GW.h)	425	Volumen reservorio (MMm3)	3,17
Caudal de diseño (m3/s)	110	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	51	N° de Unidades	3

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSIÓN**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 101,6 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA**

Hidroelectrica Marañón S.R.L.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA UCHUHUERTA

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Pasco
 Provincia : Pasco
 Lugar : Huachón

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto cuenta con estudios a nivel de factibilidad realizado por la empresa Electroandes S.A., como compromiso contraído por el otorgamiento de concesión temporal finalizado en marzo de 2005.



- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Este proyecto aprovechará el caudal del río Huachón.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	30	Caída neta (m)	278
Energía media Anual (GW.h)	235	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	12,5	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	89	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 53,6 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL

Electroandes S.A.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA EL CAÑO

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Pasco
 Provincia : Oxapampa
 Distrito : Villa Rica

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto cuenta con estudios a nivel definitivo realizado por la empresa Electroandes S.A. como compromiso contraído por el otorgamiento de concesión temporal finalizado en marzo de 2005.

- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Este proyecto comprende un sector del valle formado por el río Paucartambo ubicado entre la descarga del agua turbinada de la central hidroeléctrica Yaupi y el sector localizado inmediatamente aguas arriba de la desembocadura del río Pusano en el Paucartambo.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	83	Caída neta (m)	217,9
Energía media Anual (GW.h)	726	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	43	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	-	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2013.

- COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 119,1 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL

Electroandes S.A.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SAN GABÁN I

- LOCALIZACION

Departamento : Puno
 Provincia : Carabaya
 Distrito : Ollachea

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACION DEL PROYECTO

Mediante resolución suprema N° 004-2004-EM, con fecha 3 de febrero de 2004, el Ministerio de Energía y Minas otorgó concesión definitiva a favor de la Empresa de Generación Macusani S.A. para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica.



- CARACTERISTICA DE LA CENTRAL

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	110	Caída neta (m)	544
Energía media Anual (GW.h)	744	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	26	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	77	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses.

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2014.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 205,9 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA

Empresa de Generación Macusani S.A. (EGM).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA HUANZA

- LOCALIZACIÓN**

Departamento : Lima
 Provincia : Huarochirí
 Distrito : Huanza

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto de la C.H. Huanza cuenta con estudios a nivel de factibilidad y con concesión definitiva otorgada el 12 de julio del 2001. Por Resolución Suprema N° 061-2005-EM se ha modificado el Contrato de Concesión N° 179-2001, celebrado entre el Ministerio de Energía y Minas y Empresa de Generación Huanza S.A.

- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

El proyecto aprovecha los caudales que pasan por el río Pallca provenientes de su propia cuenca y los de la cuenca de Marcapomacocha que son derivados por el Túnel Trasandino. Las obras principales que conforman el proyecto son:

Línea de aducción Pallca-Coluta conformada por una captación de barraje móvil, un pulmón de regulación diaria de 195 000 m³, un canal de aducción-conducción de 13,7 m³/s de capacidad regulada y de 9,52 Km de longitud, con túnel de 0,708 km.

Línea de aducción Collque-Coluta, captación de 1,00 m³/s en Coray y una presa de embalse de 30 000 m³, una conducción en tubería de Baja presión de 4,7 km y 2,1 m³/s de caudal regulado.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	79	Caída neta (m)	629
Energía media Anual (GW.h)	338	Volumen reservorio (MMm ³)	0,195
Caudal de diseño (m ³ /s)	15,8	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	49	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

48 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- COSTOS DE INVERSIÓN**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 76,4 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION DEFINITIVA**

Empresa de Generación Huanza S.A.

CENTRAL HIDROELECTRICA MANTARO IV "La Guitarra"

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Huancavelica
 Provincia : Tayacaja
 Distrito : Colcabamba

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de la Central Hidroeléctrica Mantaro IV "La Guitarra" cuenta con estudios preliminares, elaborados por Electrowatt Ingenieros Consultores S.A.

• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Es una central subterránea de dimensiones 148x20x30 m de altura, que aprovecha el salto del río Mantaro aguas abajo del complejo Mantaro (CH Santiago Antúnez de Mayolo y Restitución). Los recursos hídricos provienen de retener y desviar las aguas del río Mantaro mediante una represa de gravedad de concreto de 45 m de altura y 180 m de longitud y un túnel de aducción de concreto armado de 5,8 m de diámetro y 5 km de longitud.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	220	Caída neta (m)	208
Energía media Anual (GW.h)	1 831	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	132	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	95	N° de Unidades	5

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

72 meses

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2015.

• COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 586,7 millones.

• ENTIDAD A CARGO

ELECTROPERU S.A.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SANTA TERESA

- LOCALIZACIÓN**

Departamento : Cusco
 Provincia : Urubamba
 Lugar : Santa Teresa

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Actualmente el proyecto se encuentra en fase de Estudio Definitivo.

- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

Con el fin de aprovechar a plenitud el potencial energético de la zona de Machupicchu, la central de Santa Teresa es un proyecto de generación aguas abajo de la descarga de la actual C.H. Machupicchu, en el lugar denominado Santa Teresa.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	98	Caida neta (m)	180,9
Energía media Anual (GW.h)	821	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	61	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	96	N° de Unidades	1

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

48 meses.

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2015.

- COSTOS DE INVERSIÓN**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 89,9 millones.

- ENTIDAD A CARGO**

Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA LLUTA

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Arequipa
 Provincia : Castilla
 Distrito : Lluta

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto cuenta con estudio a nivel de factibilidad elaborado por INIE – Electroperú y Consorcio Lanhmeyer – Salzsitter - 1978.



- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	220	Caída neta (m)	750
Energía media Anual (GW.h)	1 507	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	34	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	78	N° de Unidades	4

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

72 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2015.

- COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 311,9 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL

Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA PUCARÁ

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Cuzco
 Provincia : Canchis
 Distrito : Sicuani

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto cuenta con concesión definitiva de generación, otorgada mediante la Resolución Suprema N° 030-2003-EM, publicada el 21 de agosto de 2003, la misma que aprobó el Contrato de Concesión N° 211-2003, según el cual las obras y la puesta en servicio de la central debía efectuarse en noviembre de 2008.

Los estudios del proyecto se encuentran a nivel de estudios de factibilidad.

• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Este proyecto aprovecha el caudal de los ríos Urubamba, Acco y Salcca.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	130	Caída neta (m)	475
Energía media Anual (GW.h)	900	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	30	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	79	N° de Unidades	6

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses.

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2015.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 224,1 millones.

• TITULAR DE LA CONCESIÓN DEFINITIVA

Empresa de Generación Hidroeléctrica del Cusco S.A. (EGECUSCO).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA LLUCLLA

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Arequipa
 Provincia : Caylloma
 Distrito : Lluta

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto central hidroeléctrica Lluclla cuenta con estudios a nivel de factibilidad realizado por la empresa S&Z Consultores Asociados para Peruana de Energía S.A. - PERENE.



- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Este proyecto aprovechará el caudal del río Lluta-Sihuas.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	382	Caída neta (m)	1 019
Energía media Anual (GW.h)	2 132	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	35	Tipo de turbina	Pelton
Factor de Planta (%)	64	N° de Unidades	2

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

72 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2016.

- COSTOS DE INVERSIÓN

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 355,3 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL

Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. (EGASA).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA TARUCANI

- LOCALIZACIÓN

Departamento : Arequipa
 Provincia : Caylloma
 Distrito : Lluta

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

Mediante la Resolución Suprema N° 125-2001-EM, publicada el 21 de julio de 2001, se aprobó la concesión definitiva para la central hidroeléctrica Tarucani, y se aprobó el Contrato de Concesión N° 190-2001, cuya fecha de culminación de obras inicialmente estaba previsto para el mes de diciembre de 2004.

Posteriormente, mediante la Resolución Suprema N° 033-2006-EM, publicada el 07 de julio de 2006, se aprobó la modificación del Contrato, consistente en la ampliación de plazo para ejecutar las obras y la puesta en servicio de la central y cambios en sus características técnicas.

Los estudios del proyecto se encuentran a nivel de estudios definitivos.

- CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Este proyecto aprovecha el caudal de la Quebrada de Huasamayo-Querque en la desembocadura del túnel terminal del Proyecto Majes.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	49	Caída neta (m)	355
Energía media Anual (GW.h)	334	Volumen reservorio (MMm3)	-
Caudal de diseño (m3/s)	34	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	76	N° de Unidades	1

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

48 meses.

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2016.

- COSTO DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 67,8 millones.

- ENTIDAD A CARGO

Tarucani Generating Company S.A. (TGC).



CENTRAL HIDROELÉCTRICA OLMOS II

- LOCALIZACION

Departamento : Lambayeque
 Provincia : Lambayeque
 Lugar : A 15 km de Olmos

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

El desarrollo del Proyecto se basa en los Estudios de Factibilidad y Definitivos del Proyecto Olmos, desarrollados por las empresas soviéticas "Technopromexport" y "Selkhozpromexport", por encargo del Estado Peruano.

El Gobierno Regional de Lambayeque, es el encargado de convocar el concurso para seleccionar al adjudicatario que estaría apto para obtener la Concesión de Generación Eléctrica. La entidad encargada de este proceso de selección es el Proyecto Especial Olmos Tinajones – PEOT.



- CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El esquema de desarrollo del Proyecto Olmos está basado en la captación, regulación y trasvase de recursos hídricos del río Huancabamba y de otros ríos de la cuenca amazónica para su empleo en la generación hidroeléctrica y su posterior utilización para la irrigación de tierras de la Región Lambayeque, en la cuenca del Pacífico.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	120	Caída neta (m)	400
Energía media Anual (GW.h)	714	Volumen reservorio (MMm3)	0,476
Caudal de diseño (m3/s)	40	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	68	N° de Unidades	3

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

72 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2017.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 133,9 millones.

- ENTIDAD A CARGO

Gobierno Regional de Lambayeque – Proyecto Especial Olmos – Tinajones (PEOT).

CENTRAL HIDROELÉCTRICA PAQUITZAPANGO

- LOCALIZACION**

Departamento : Junín
 Provincia : Satipo
 Distrito : Pongo de Paquizapango

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Este proyecto cuenta con estudio a nivel de Planeamiento elaborado por Japan international Cooperation Agency (JICA) – 1985.



- CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	1 540	Caida neta (m)	206
Energía media Anual (GW.h)	-	Volumen reservorio (MMm3)	5 216
Caudal de diseño (m3/s)	1 540	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	-	N° de Unidades	7

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

102 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2019.

- COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 1308 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL**

Paquizapango Energía S.A.C.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA INAMBARÍ

- LOCALIZACIÓN**

Departamento : Puno
Provincia : Carabaya

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El Proyecto C.H. INA 200, cuenta con la información siguiente: "Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional". Elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y el Gobierno de la República Federal de Alemania, en 1986. El estudio se encuentra en la Biblioteca del Ministerio de Energía y Minas, Lima-Perú..

- CARACTERÍSTICA DEL PROYECTO**

El proyecto se encuentra ubicado en la región Sur Este del país, en la Vertiente del Atlántico y sobre el río Inambari, afluente importante del Río Madre de Dios, en una zona muy próxima a su confluencia con el río Marcapata.



El Proyecto C.H. INA 200 comprende la captación de las aguas del río Inambari aprovechando una caída neta de 189.6 m, mediante un Sistema de Captación con una presa de enrocado de 215 m. de altura sobre el lecho del río, y con dos túneles paralelos (debido al gran caudal existente) de 845 m de longitud y 9.8 m de diámetro, y para el caso de tres túneles paralelos la longitud es de 1,262 m y el diámetro de 10.7 m. Se derivarán las aguas hacia una Casa de Máquinas ubicada al aire libre. La chimenea de Equilibrio es de 72.3 m. de altura y 32.6 m. de diámetro. Las Tuberías Forzadas en número de cuatro es de 385 m de longitud cada uno.

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	1 355	Caída neta (m)	215
Energía media Anual (GW.h)	10 330	Volumen reservorio (MMm ³)	12 588
Caudal de diseño (m ³ /s)	860	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	87	N° de Unidades	9

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

84 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2021.

- COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 2310,2 millones.

- TITULAR DE LA CONCESION TEMPORAL**

Empresa de Generación Eléctrica Amazonas Sur S.A.C.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA MANSERICHE

• **LOCALIZACION**

Departamento : Loreto
 Provincia : Alto Amazonas

El proyecto se encuentra ubicado en el Departamento de Loreto y aguas abajo del Pongo de Manseriche a la altura del campamento militar de Borja, capital de Manseriche

• **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El Proyecto C.H. Pongo de Manseriche, cuenta con los estudios siguientes:

a) "Esquema Preliminar del Desarrollo Hidroeléctrico del Río Marañón en el tramo Rentema-Pongo de Manseriche", elaborado por el INIE-ELECTROPERU en diciembre 1976.

b) Informe del Estudio de Reconocimiento del Proyecto Pongo de Manseriche elaborado por la Agencia de Cooperación Técnica Internacional del Gobierno Japonés (O.T.C.A.) en Mayo de 1970.



• **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	1 644	Caída neta (m)	103
Energía media Anual (GW.h)	13 120	Volumen reservorio (MMm3)	39 877,6
Caudal de diseño (m3/s)	2 241	Tipo de turbina	Kaplan
Factor de Planta (%)	91	N° de Unidades	9

• **TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

120 meses

• **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2023.

• **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 3240 millones.

• **ENTIDAD A CARGO**

PROINVERSION

CENTRAL HIDROELÉCTRICA URUBAMBA

- LOCALIZACION**

Departamento : Cuzco

- SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto URUB 320, cuenta con el siguiente estudio:

“Evaluación del Potencial Hidroeléctrico Nacional”.
Elaborado por el Ministerio de Energía y Minas y el
Gobierno de la Republica Federal de Alemania. Año 1986.

- CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

El proyecto se encuentra en el río Urubamba, perteneciente a la vertiente del Atlántico, departamento del Cuzco; el aprovechamiento se efectúa en la formación natural del Pongo del Mainique, aguas abajo de la confluencia del río Yavero.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	735	Caida neta (m)	160
Energía media Anual (GW.h)	5 196	Volumen reservorio (MMm3)	3 976,8
Caudal de diseño (m3/s)	624,2	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	81	N° de Unidades	6

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

84 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2025.

- COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 1200,1 millones.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA RENTEMA

- LOCALIZACION

Departamento : Amazonas
 Provincia : Bagua

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto C.H. Rentema cuenta con el siguiente estudio: "Estudio de Prefactibilidad de la C.H Rentema" elaborado por el Instituto de investigaciones Energéticas y Servicio de Ingeniería Eléctrica (INIE) de Electroperú, contando con la Asesoría Técnica del Instituto Technopromexport Hidroproject de Moscú, U.R.S.S en 1979.

- CARACTERISTICA DEL PROYECTO

La ubicación de las obras previstas corresponde a la zona conocida como Pongo de Rentema; que permite aprovechar los aportes hídricos de la cuenca del río Marañón incluyendo los afluentes de Utcubamba y Chinchipe.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	854	Caída neta (m)	130
Energía media Anual (GW.h)	6 097	Volumen reservorio (MMm3)	6 677,7
Caudal de diseño (m3/s)	958	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	81	N° de Unidades	6

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

132 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2026.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 1416,2 millones.

- ENTIDAD A CARGO

PROINVERSION

CENTRAL HIDROELÉCTRICA SUMABENI

- LOCALIZACION

Departamento : Junín

Provincia : Satipo

- SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- SITUACIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto cuenta con el siguiente estudio: "Estudio del Plan Maestro del desarrollo Hidroeléctrico del río Ene", elaborado Japan International Corporation Agency (JICA), Diciembre 1985.

El estudio se encuentra en la Biblioteca de Electroperú S.A. Lima-Perú.

- CARACTERISTICA DEL PROYECTO

La ubicación del Proyecto comprende desde la confluencia del Río Mantaro y el Río Apurímac para formar el Río Ene hasta aguas debajo a la confluencia de los Ríos Perené y Pangoa, en las cercanías del poblado de Puerto Prado.



CENTRAL			
Potencia Instalada (MW)	1 199	Caída neta (m)	128
Energía media Anual (GW.h)	8 550	Volumen reservorio (MMm3)	6 448,3
Caudal de diseño (m3/s)	1 350	Tipo de turbina	Francis
Factor de Planta (%)	81	N° de Unidades	6

- TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

114 meses

- AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2026.

- COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 2101 millones.

- ENTIDAD A CARGO

PROINVERSION.

ANEXO 5.5

FICHAS DE PROYECTOS TERMICOS

TURBO GAS NATURAL SANTA ROSA

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Lima
 Provincia : Lima
 Distrito : Lima

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en una planta a ciclo abierto que utilizará gas natural proveniente de Camisea, se ubicará en las inmediaciones de la Central Térmica Santa Rosa, propiedad de Edegel S.A.A. La central cuenta con autorización de generación y tiene financiamiento comprometido, así mismo cuenta con contrato de adquisición de equipamiento, de compra de combustible y de construcción. El proyecto ya se ha iniciado, según el cronograma presentado ante el COES para la fijación tarifaria del año 2009, las etapas previstas para el año 2008 son las siguientes: Firma de contrato con el contratista, estudio geotécnico y topográfico, preparación del terreno, movilización de contratista a obra e inicio de obras civiles.



• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Las características más importantes son:

Capacidad efectiva : 180 MW
 Tipo de Generación : Turbo Gas Ciclo Simple
 Combustible : Gas Natural

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

12 meses.

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2010.

• ENTIDAD A CARGO

Edegel S.A.A.

UNIDAD TURBOGAS NORTE (BPZ)

• LOCALIZACIÓN

Departamento : Tumbes
 Provincia : Villar
 Lugar : Zorritos

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

Con Resolución Directoral N° 498 – 2006 – MEM/AEE, del 23 Agosto de 2006, la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE) aprobó el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la Central Termoeléctrica de Tumbes. El mencionado documento constituye uno de los requisitos para el otorgamiento de Autorización mediante Resolución Ministerial.



la

La etapa constructiva del proyecto, comprende básicamente la instalación una planta termoeléctrica a gas natural de una capacidad de 180 MW, dicho proyecto se enmarca dentro del mega proyecto de explotación de hidrocarburos del Lote Z-1, a cargo de la Empresa BPZ Energy, Sucursal Perú.

El proyecto entregará la potencia generada mediante la interconexión a una línea de transmisión de 220 kV perteneciente al SEIN.

• CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Potencia Instalada	:	180 MW
N° de Turbinas	:	1 Unidades
N° de Generadores	:	1 Unidades
Requerimiento de Gas natural	:	40 millones de pies cúbicos diarios

• TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION

Se estima que el tiempo de construcción será de 6 meses a partir del inicio de las obras.

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo estimado del proyecto asciende a US\$ 73 millones.

• ENTIDAD A CARGO

Empresa BPZ Energy, Sucursal Perú

UNIDAD TURBOGAS – CICLO COMBINADO

- **LOCALIZACIÓN**

Departamento : Lima
 Provincia : Cañete
 Lugar : Chilca

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Unidades Ciclo combinado que operará con gas natural de Camisea.



- **CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL**

Las características más importantes son:

Tipo de Generación	:	Ciclo Combinado
Número de Unidades	:	2 TG + 1 TV
Capacidad efectiva	:	520 MW

- **TIEMPO ESTIMADO DE EJECUCION**

36 meses.

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2012.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo estimado del proyecto asciende a US\$ 340 millones.

ANEXO 5.6

FICHAS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

CHILCA - PLANICIE – ZAPALLAL 220/500 KV

• LOCALIZACION

Departamento : Lima
Lugar : Zona de la Costa

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto fue entregado en concesión mediante concurso público internacional en la modalidad de proyecto integral a Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. – ISA teniendo como fecha de cierre del proceso y de firma del contrato el día 08/09/2008. Forma parte del Sistema Garantizado de Transmisión y está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión.

• CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 500 kV simple circuito y una línea 220 kV doble terna tipo flat prevista para ser convertida a un circuito de 500 kV e instalaciones complementarias, a partir de las barras de 220 kV de la S.E. Chilca Nueva, hasta las barras de 220 kV de la S.E. Zapallal Nueva. Se incluye una subestación intermedia en 220 kV denominada La Planicie, que se ubica de manera referencial en las inmediaciones de la localidad de Cieneguilla, cerca de la quebrada San José.

El alcance del proyecto comprende también las provisiones de espacio y facilidades para la implementación de instalaciones futuras. Así mismo, incluye los enlaces entre las instalaciones existentes de Chilca y Zapallal, operadas por REP con las nuevas subestaciones 220 kV, que forman parte del proyecto.

Tensión	:	220 kV
Capacidad de transmisión	:	2x350 MVA
Potencia de diseño	:	425 MVA
Número de circuitos	:	2
Longitud	:	96 km

Tensión	:	500 kV
Capacidad de transmisión	:	1400 MVA
Potencia de diseño	:	1700 MVA
Número de circuitos	:	1
Longitud	:	96 km

Transformación:		
Chilca 500/220 kV	:	600 MVA
Zapallal 500/220 kV	:	2x600 MVA

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión ofertado en el concurso por el ganador asciende a US \$ 52,23 millones.

LT. MANTARO – CARAVELI – MONTALVO 500 kV**• LOCALIZACION**

Departamentos : Huancavelica, Ayacucho, Arequipa, Moquegua.

Lugar : Zona de la Sierra y de la Costa

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto fue entregado en concesión mediante concurso público internacional en la modalidad de proyecto integral a Isonor Transmisión S.A.C. teniendo como fecha de cierre del proceso y de firma del contrato el día 22/08/2008. Forma parte del Sistema Garantizado de Transmisión y está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión. Isonor está integrada por las empresas Elecnor y Grupo Isolux Corsan de España.

• CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión de 500 kV e instalaciones complementarias, desde las barras de 220 kV de la S.E. Campo Armiño, hasta las barras de 220 kV de la S.E. Montalvo. Se incluye una subestación intermedia de maniobra y compensación reactiva, que se ubica de manera referencial en las inmediaciones de la localidad de Caravelí.

Tensión : 500 kV

Longitud : 743 km

Capacidad de transmisión : 600 MW

Potencia de diseño : 1000 MVA

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión ofertado en el concurso por el ganador asciende a US \$ 145,57 millones.

LT. CARHUAMAYO - PARAGSHA - CONOCOCHA - HUALLANCA - CAJAMARCA - CERRO CORONA – CARHUAQUERO 220 KV

• LOCALIZACION

Departamentos : Pasco, Huánuco, Ancash, La Libertad, Cajamarca

Lugar : Zona de la Sierra

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto fue entregado en concesión mediante concurso público internacional en la modalidad de proyecto integral a Abengoa Perú teniendo como fecha de cierre del proceso y de firma del contrato el día 22/05/2008. Forma parte del Sistema Garantizado de Transmisión y está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión.

• CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El proyecto consiste en la construcción de un conjunto de líneas de transmisión, así como de nuevas subestaciones y ampliaciones necesarias en subestaciones existentes. El proyecto se inicia en la S.E. Carhuamayo 220 kV y enlaza las SS.EE. Paragsha, Conococha, Huallanca, Cajamarca, Cerro Corona y Carhuaquero. Sus características son las siguientes:

Tensión : 220 kV

Longitud : 677 km

Tramo	Número de circuitos	Número de conductores por fase	Capacidad nominal por cada circuito	Capacidad de diseño de los conductores
Carhuamayo-Paragsha 220 kV	2	1	150 MVA	210 MVA
Paragsha-Conococha 220 kV	1	1	180 MVA	250 MVA
Conococha-Huallanca 220 kV	2	1 ó 2	180 MVA	250 MVA
Huallanca-Cajamarca 220 kV	2	1 ó 2	240 MVA	340 MVA
Corona-Carhuaquero 220 kV	1	1	150 MVA	210 MVA
Enlace Huallanca Existente - Huallanca Nueva 138 kV	1	1	100 MVA	100 MVA
Enlace 138 kV entre Carhuamayo 138 kV - Carhuamayo 220 kV	1	1	100 MVA	100 MVA

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 106,14 millones.

LT. MACHUPICCHU – COTARUSE 220 KV**• LOCALIZACION**

Departamentos : Apurímac, Cusco

Lugar : Zona de la Sierra

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto fue entregado en concesión mediante concurso público internacional en la modalidad de proyecto integral a Isonor Transmisión S.A.C. teniendo como fecha de cierre del proceso y de firma del contrato el día 22/08/2008. Forma parte del Sistema Garantizado de Transmisión y está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión. Isonor está integrada por las empresas Elecnor y Grupo Isolux Corsan de España.

• CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión, así como de subestaciones y ampliaciones necesarias en subestaciones existentes. El proyecto se inicia en la SE Machupicchu 138 kV y se enlaza con la SE Cotaruse 220 kV.

Tensión : 220 kV

Longitud : 203 km

Capacidad nominal por cada circuito : 180 MVA

Capacidad de diseño por cada circuito : 250 MVA

Número de circuitos : 2

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 35,44 millones.

LT. ONOCORA – TINTAYA – SOCABAYA 220 KV**• LOCALIZACION**

Departamentos : Cuzco, Arequipa

Lugar : Zona de la Sierra

• SISTEMA

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

• SITUACIÓN DEL PROYECTO

El proyecto está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión como parte del Sistema Garantizado. El proyecto está por concesionar.

• CARACTERISTICA DEL PROYECTO

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión entre Onocora (ubicación de la futura C.H. Pucará), Tintaya y Socabaya para reforzar el Sistema de Transmisión del Sur y permitir la evacuación de energía de la futura C.H. Pucará, así como abastecer el incremento de carga en Tintaya

Tensión : 220 kV

Longitud : 303 km

Capacidad de transmisión : 150 MVA

Número de circuitos : 1

• AÑO DE PUESTA EN SERVICIO

Estimado para el año 2011.

• COSTOS DE INVERSION

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 64,60 millones.

LT. INDEPENDENCIA – ICA 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : Ica

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

El objetivo de este segundo circuito es eliminar la sobrecarga de la línea existente y los bajos niveles de tensión de la S.E. Ica.

Tensión : 220 kV

Longitud : 55 km

Capacidad de transmisión : 141 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2011.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 13 millones.

LT. TALARA – PIURA OESTE 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : Piura

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 104 km

Capacidad de transmisión : 152 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2011.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 22,8 millones.

LT. ZAPALLAL – CHIMBOTE – TRUJILLO 500 KV

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Lima, Ancash, La Libertad

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

El proyecto está incluido dentro del Plan Transitorio de Transmisión como parte del Sistema Garantizado. El proyecto está por concesionar.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Esta línea es requerida para reforzar la transmisión hacia el norte, debido al incremento de carga en esta zona originado por la entrada de grandes proyectos.

Tensión : 500 kV

Longitud : 515 km

Capacidad de transmisión : 1000 MVA

Número de circuitos : 1

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2013.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 200,25 millones.

LT. CHILCA – MARCONA 500 KV

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Lima, Ica

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Esta línea es requerida por el incremento de carga en la S.E. Marcona.

Tensión : 500 kV

Longitud : 380 km

Capacidad : 1000 MVA

Número de circuitos : 1

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2011.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado (incluyendo subestaciones) asciende a US \$ 143 millones.

LT. ZORRITOS – TALARA 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Tumbes, Piura

Lugar : Zona de la Costa.

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Esta línea de transmisión es requerida por la entrada de la central térmica BPZ.

Tensión : 220 kV

Longitud : 137 km

Capacidad : 152 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2011.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 22,9 millones.

LT. PUNO – AZANGARO – TINTAYA 220 KV

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Puno, Cuzco

Lugar : Zona de la Sierra

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

El proyecto permitirá la evacuación de la energía de la futura C.H. San Gabán I, el refuerzo y el incremento de la confiabilidad de la zona sur del sistema interconectado.

Tensión : 220 kV

Longitud : 240 km

Capacidad : 150 MVA

Número de circuitos : 1

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 52 millones.

LT. CARHUAQUERO – CHICLAYO 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Cajamarca, Lambayeque

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 83 km

Capacidad : 114 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 18,6 millones.

LT. TRUJILLO – GUADALUPE 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : La Libertad

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 103 km

Capacidad : 152 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 22,6 millones.

LT. CHICLAYO – PIURA 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamentos : Lambayeque, Piura

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 211 km

Capacidad : 152 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 44,2 millones.

LT. GUADALUPE – CHICLAYO 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamentos : La Libertad, Lambayeque.

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 84 km

Capacidad : 152 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 18,8 millones.

LT. VENTANILLA – CHAVARRIA 220 KV (4to Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : Lima.

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 11 km

Capacidad : 198 MVA

Número de circuitos : 1 (cuarta terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2014.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 4,2 millones.

LT. TRUJILLO - CAJAMARCA 220 KV (2do Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamentos : La Libertad, Cajamarca.

Lugar : Zonas de la Costa y Sierra

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 137 km

Capacidad : 150 MVA

Número de circuitos : 1 (segunda terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2017.

- **COSTOS DE INVERSION**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 29,40 millones.

LT. CHAVARRIA – BARSÍ 220 KV (3er Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : Lima.

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERÍSTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 9 km

Capacidad : 230 MVA

Número de circuitos : 1 (tercera terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2017.

- **COSTOS DE INVERSIÓN**

El costo de inversión estimado asciende a US \$ 3,8 millones.

LT. VENTANILLA – ZAPALLAL 220 KV (3er Circuito)

- **LOCALIZACION**

Departamento : Lima.

Lugar : Zona de la Costa

- **SISTEMA**

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

- **SITUACIÓN DEL PROYECTO**

Es un nuevo proyecto, considerado como refuerzo del sistema interconectado.

- **CARACTERISTICA DEL PROYECTO**

Tensión : 220 kV

Longitud : 18 km

Capacidad : 175 MVA

Número de circuitos : 1 (tercera terna de línea existente)

- **AÑO DE PUESTA EN SERVICIO**

Estimado para el año 2017.

- **COSTOS DE INVERSION**

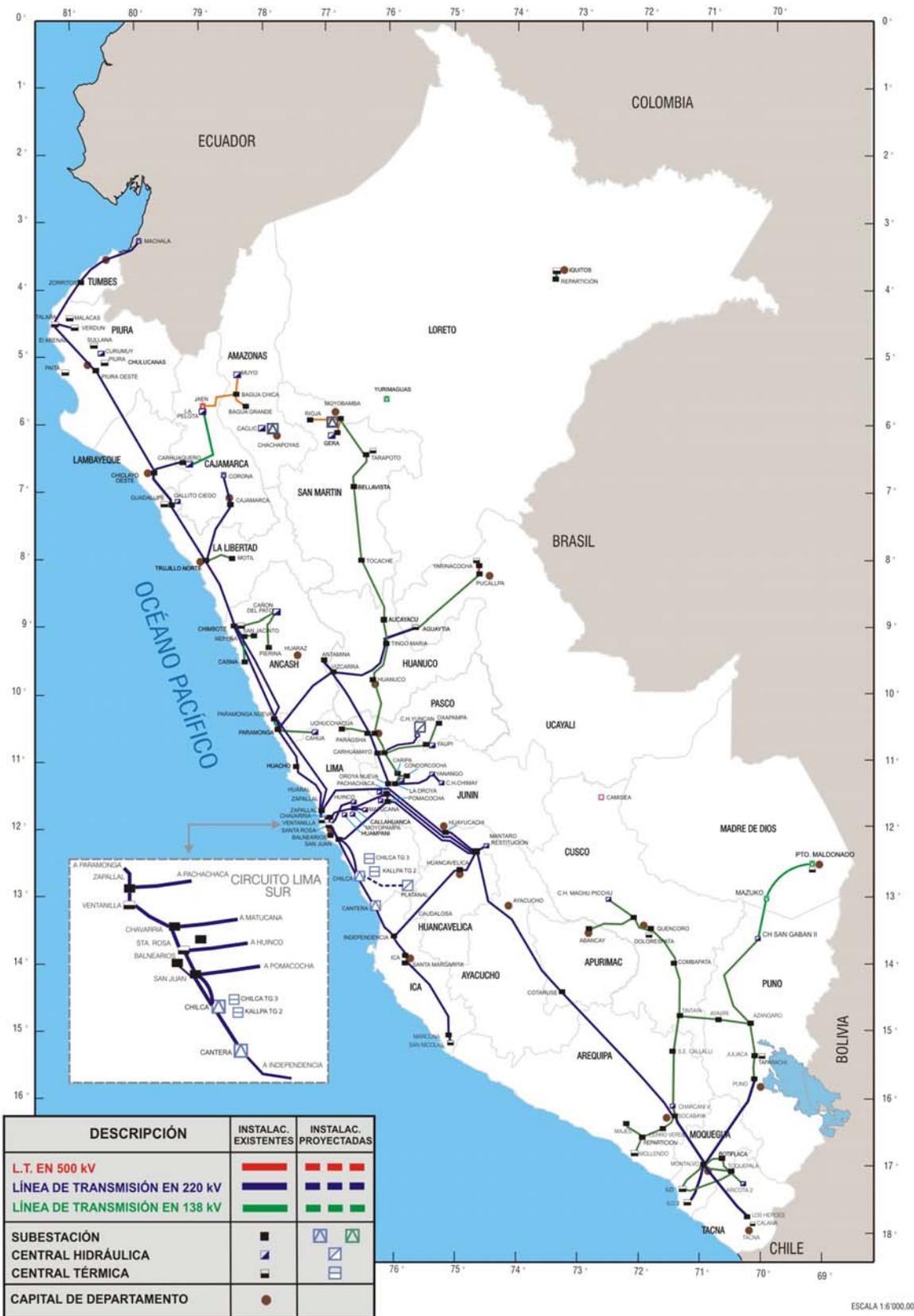
El costo de inversión estimado asciende a US \$ 5,6 millones.

ANEXO 5.7

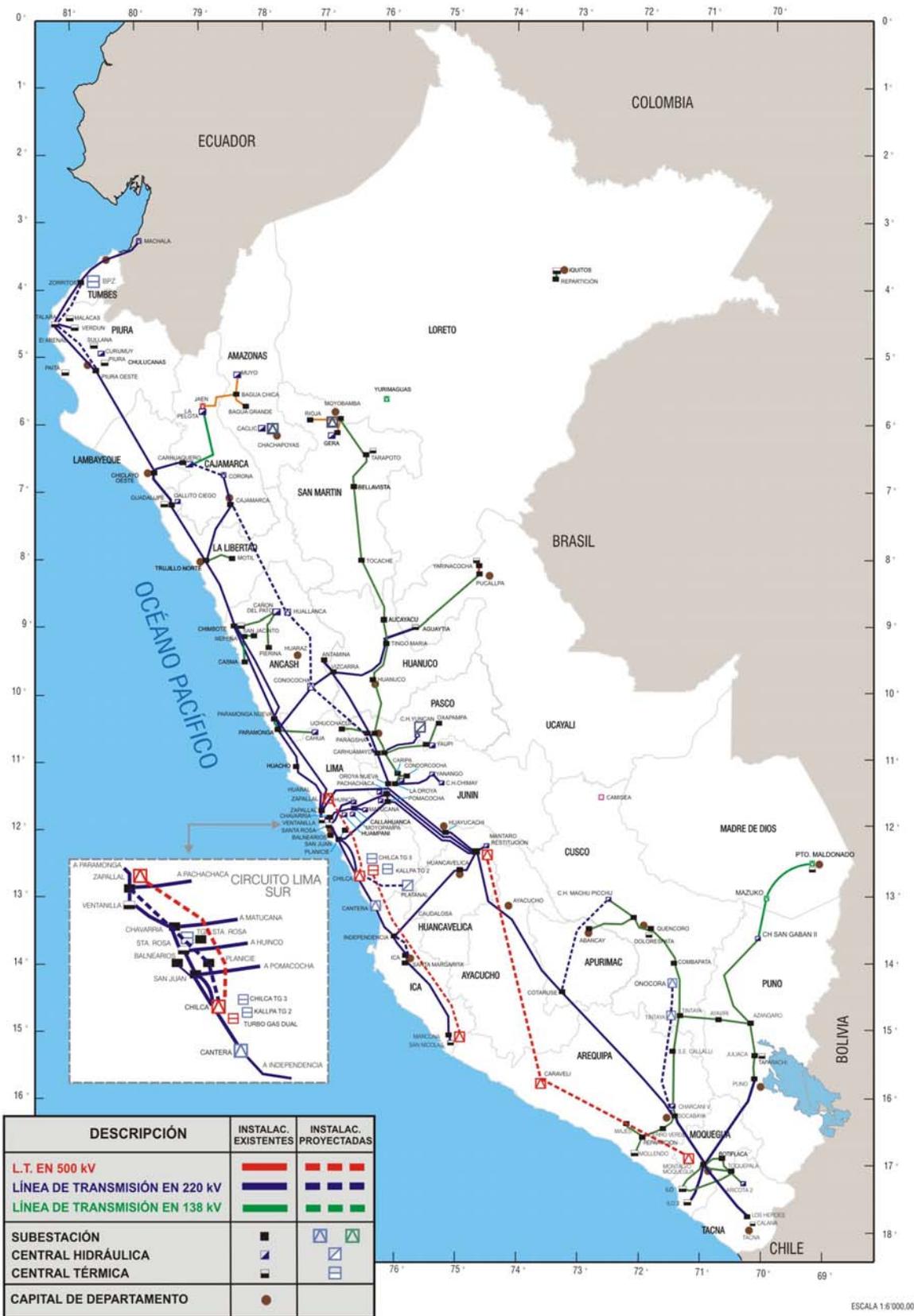
MAPAS DE LA EXPANSION DE LA TRANSMISION

5.5.1 MAPAS DE LA EXPANSION DE LA TRANSMISION ESCENARIO MEDIO

ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansión del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2009

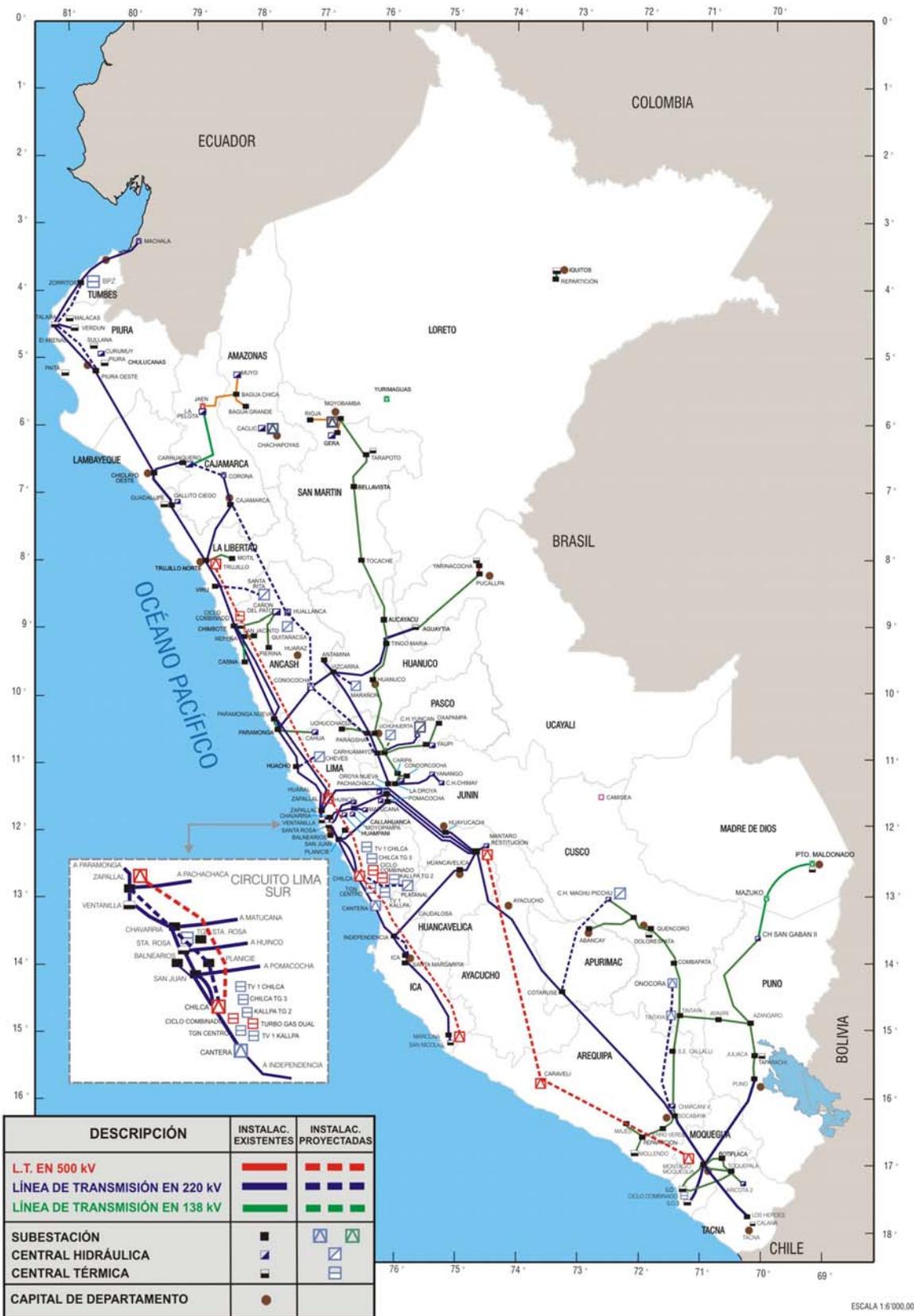


ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansión del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2011



ESCALA 1:6'000.000

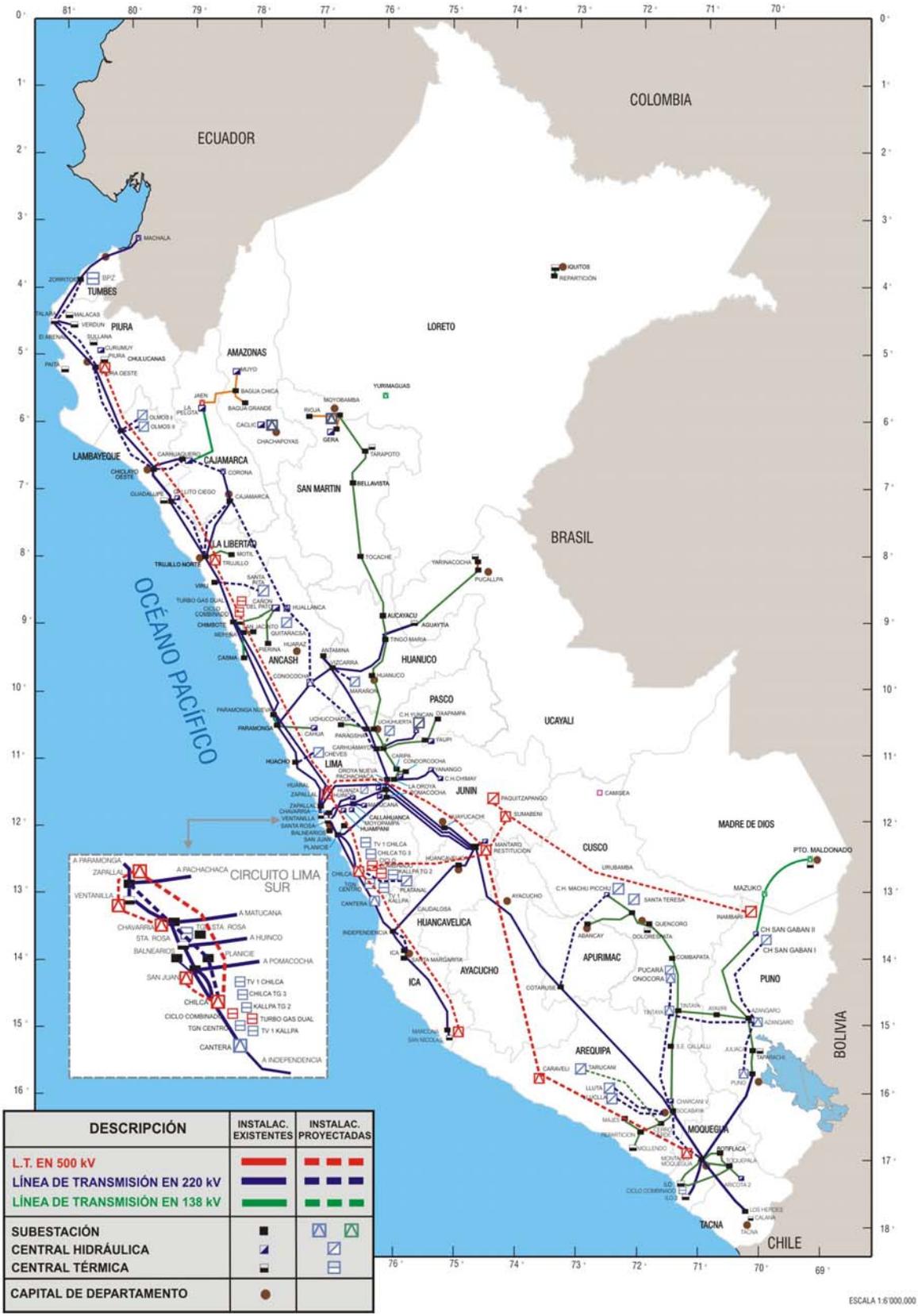
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansión del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2013



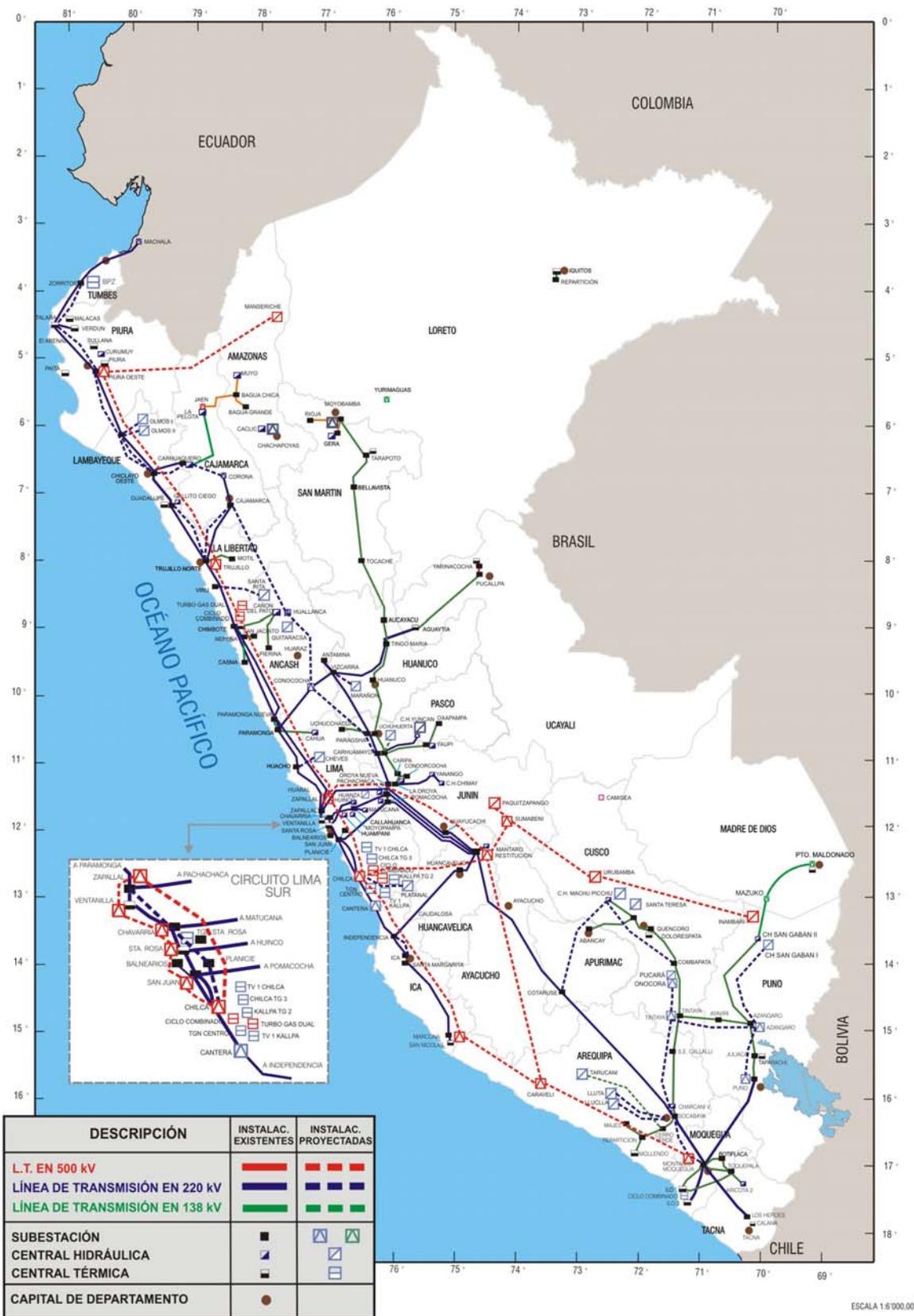
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansión del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2017



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2022

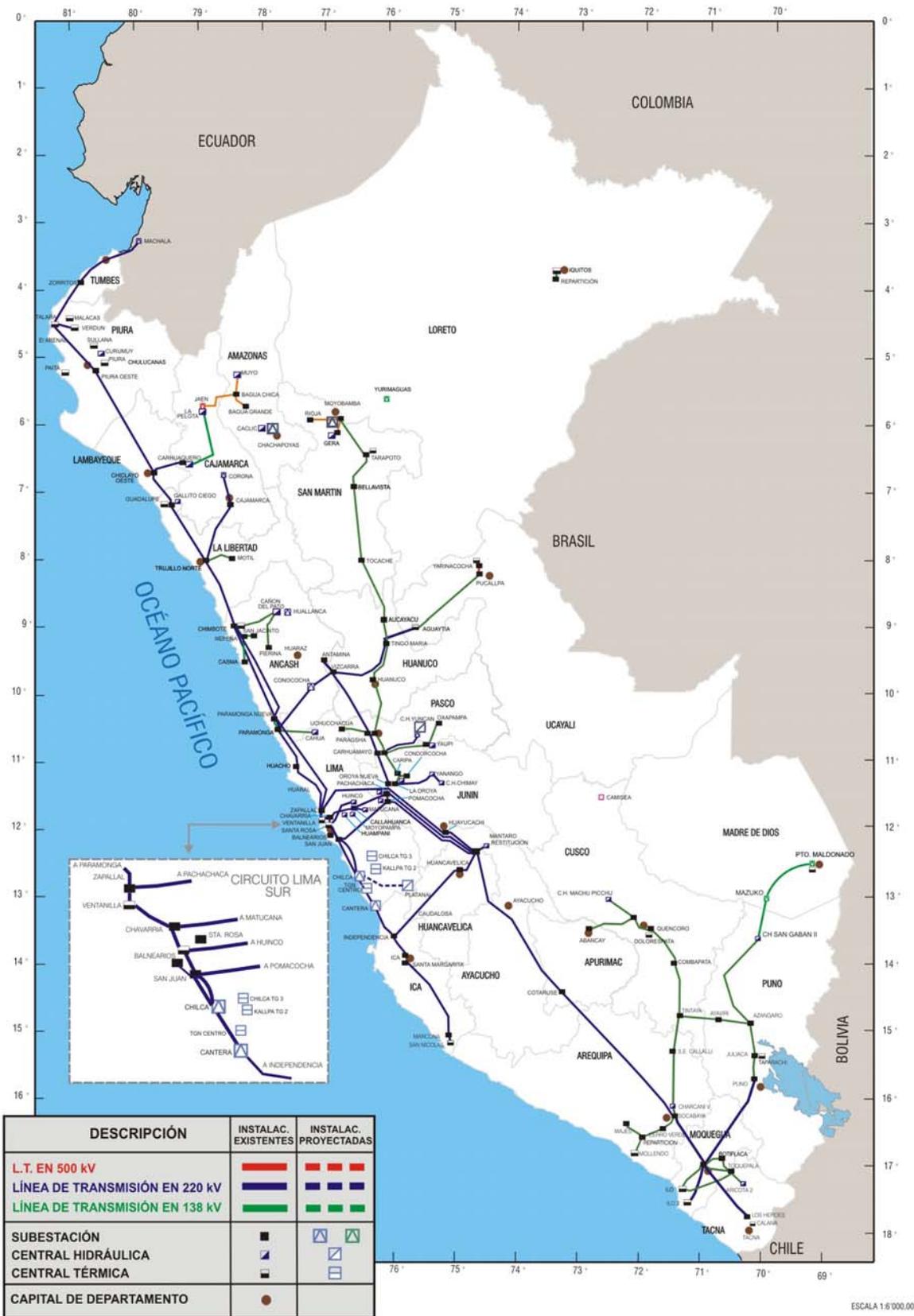


ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MEDIO Expansion del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2027

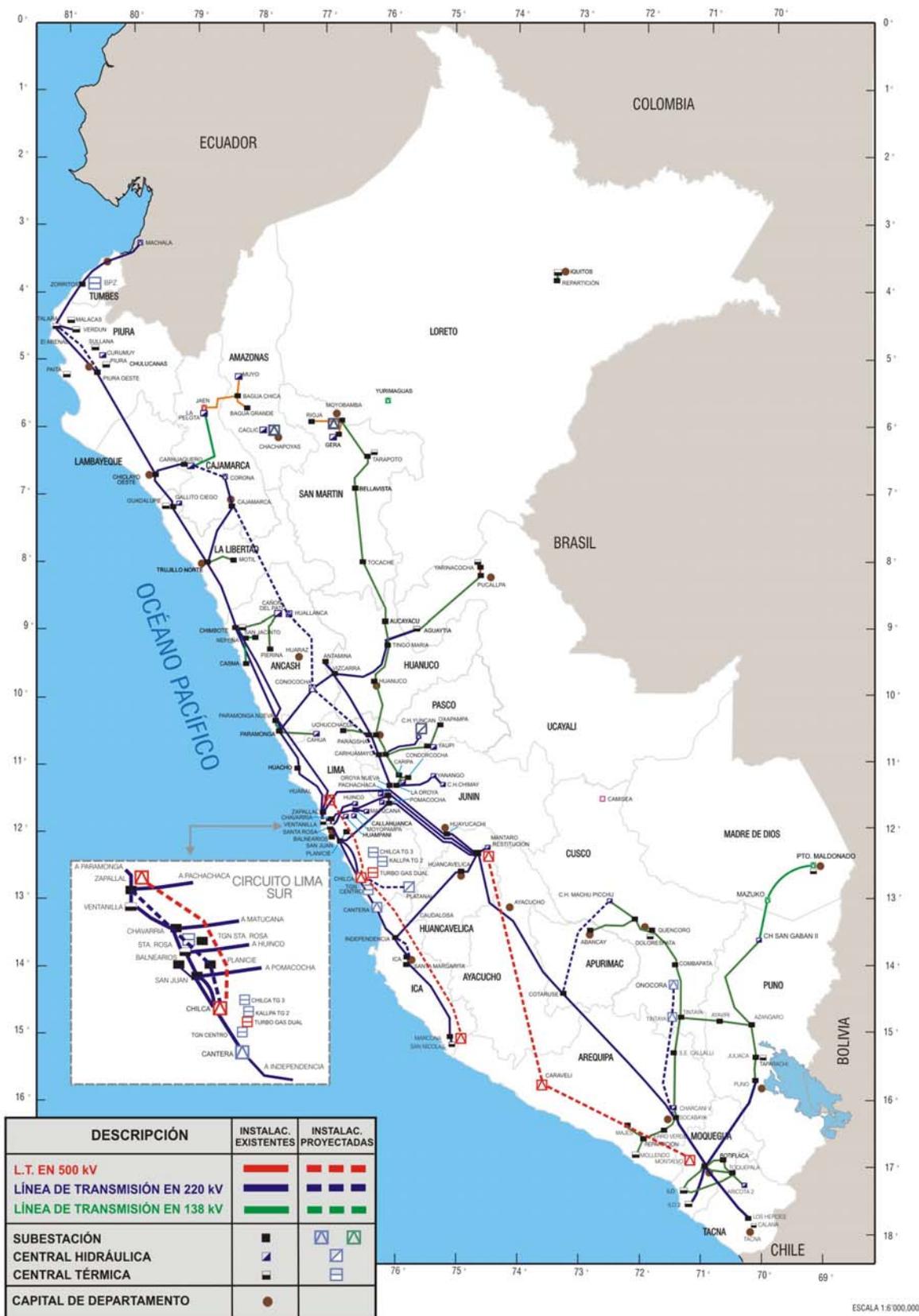


5.5.2 MAPAS DE LA EXPANSION DE LA TRANSMISION ESCENARIO OPTIMISTA

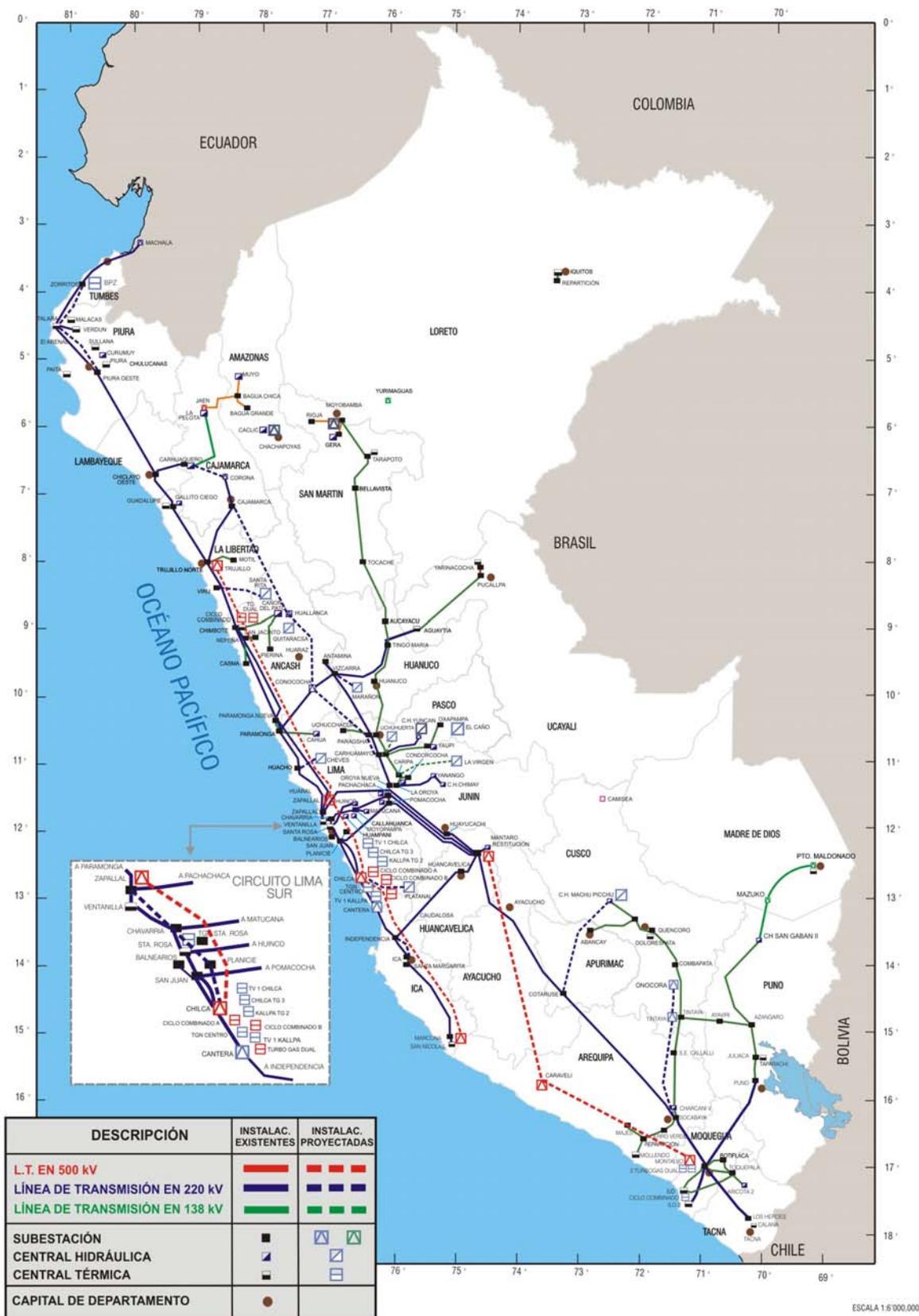
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2009



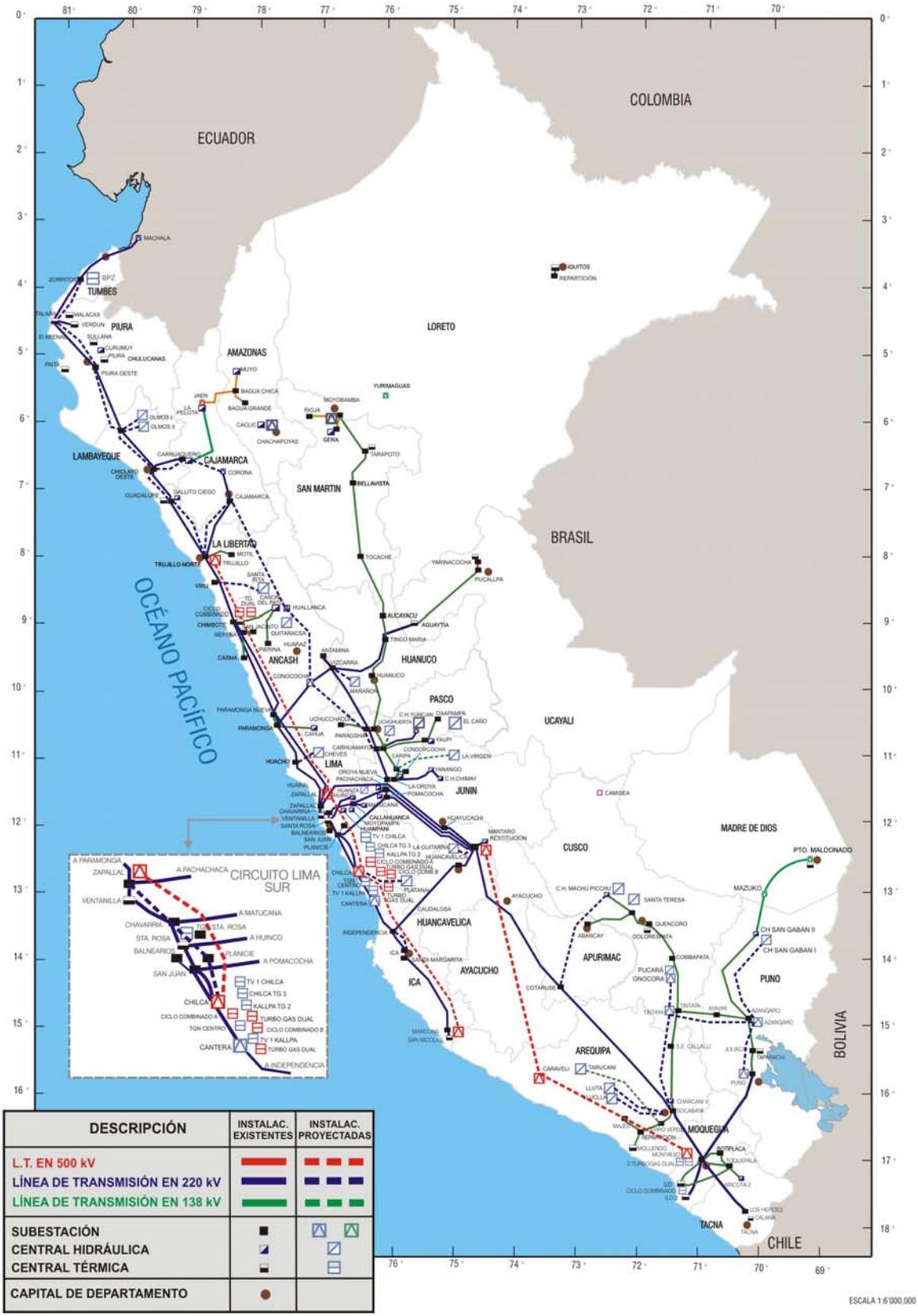
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2011



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2013



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2017



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2022

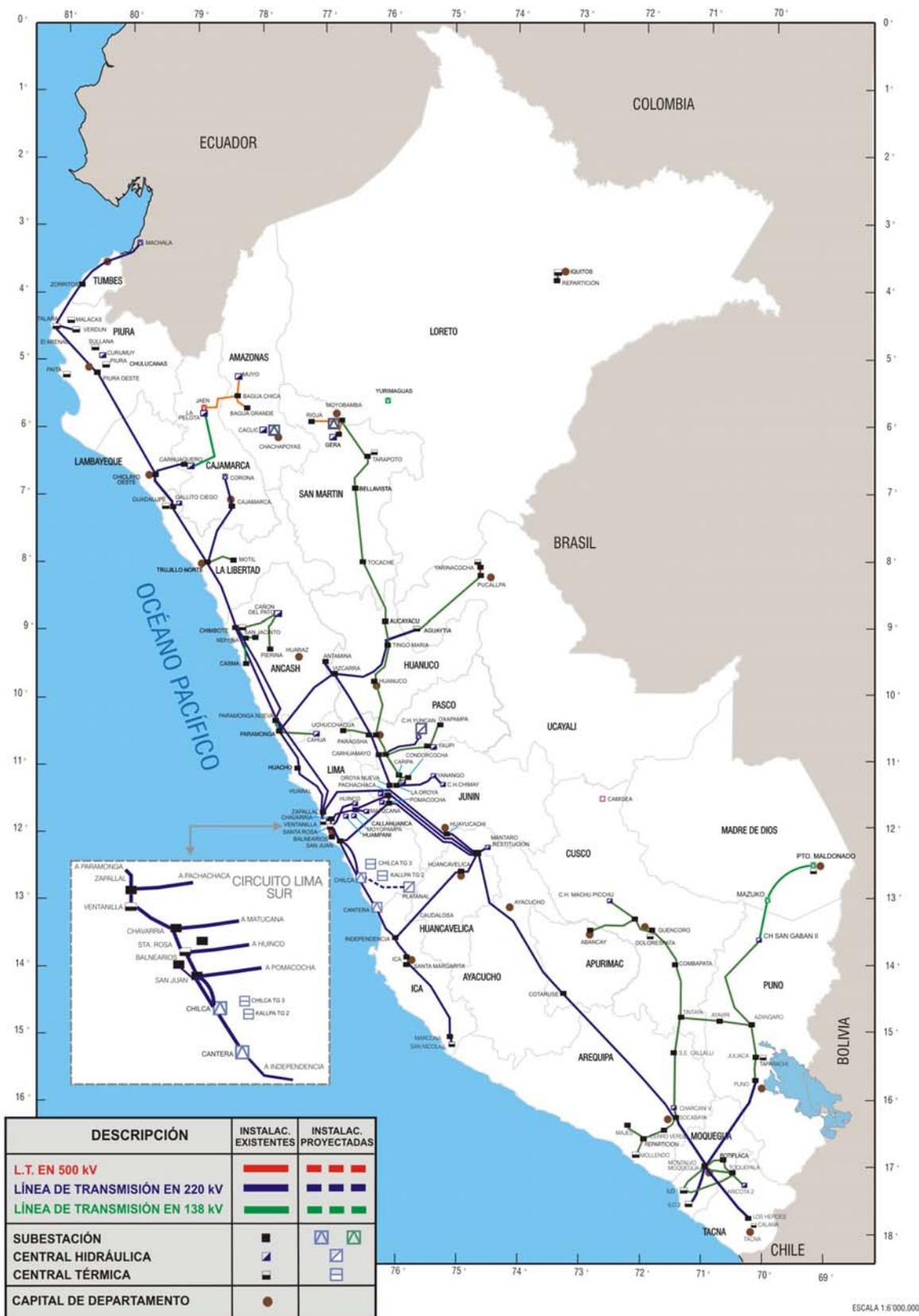


ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA OPTIMISTA Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2027

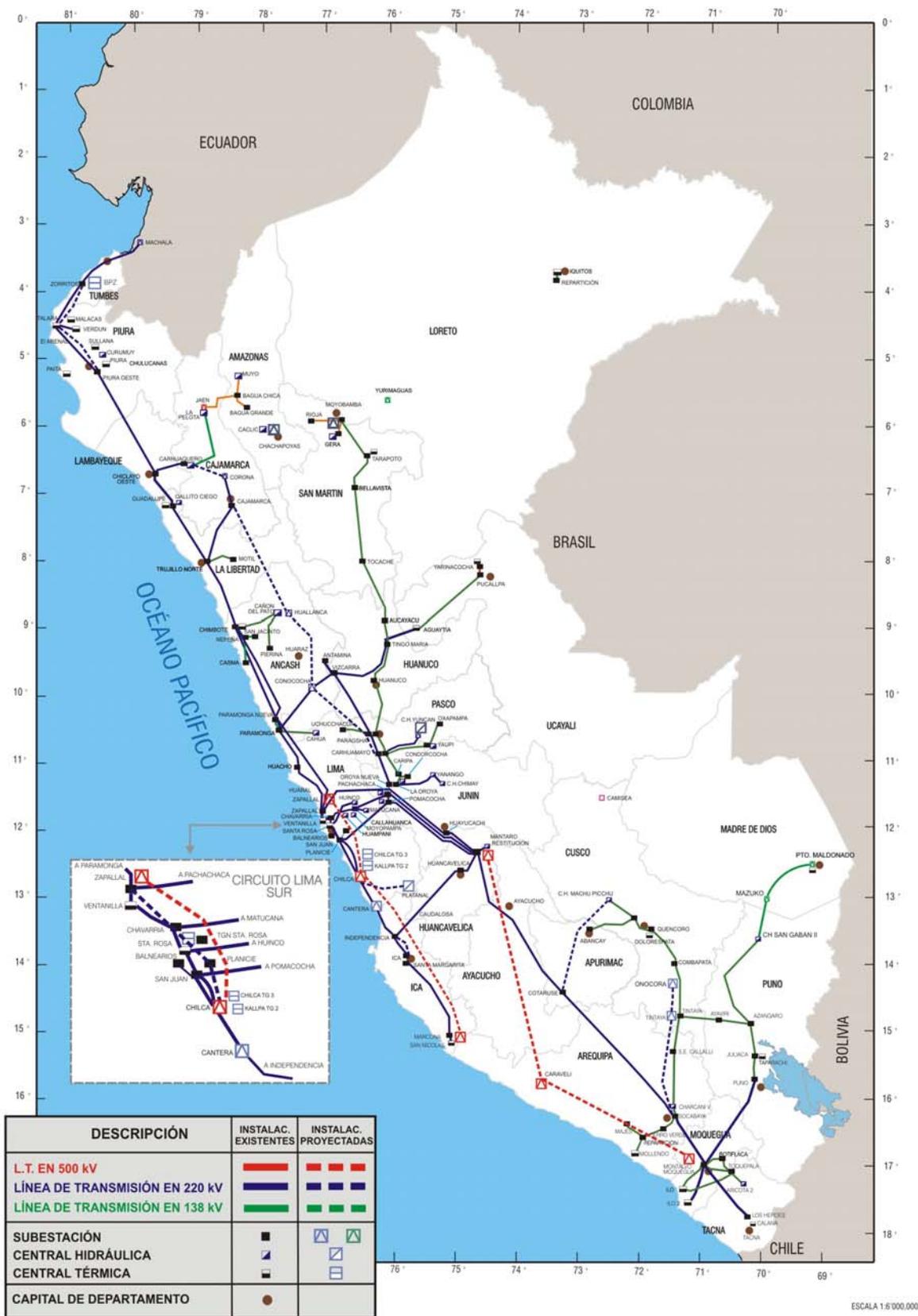


5.5.3 MAPAS DE LA EXPANSION DE LA TRANSMISION ESCENARIO CONSERVADOR

ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2009



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2011



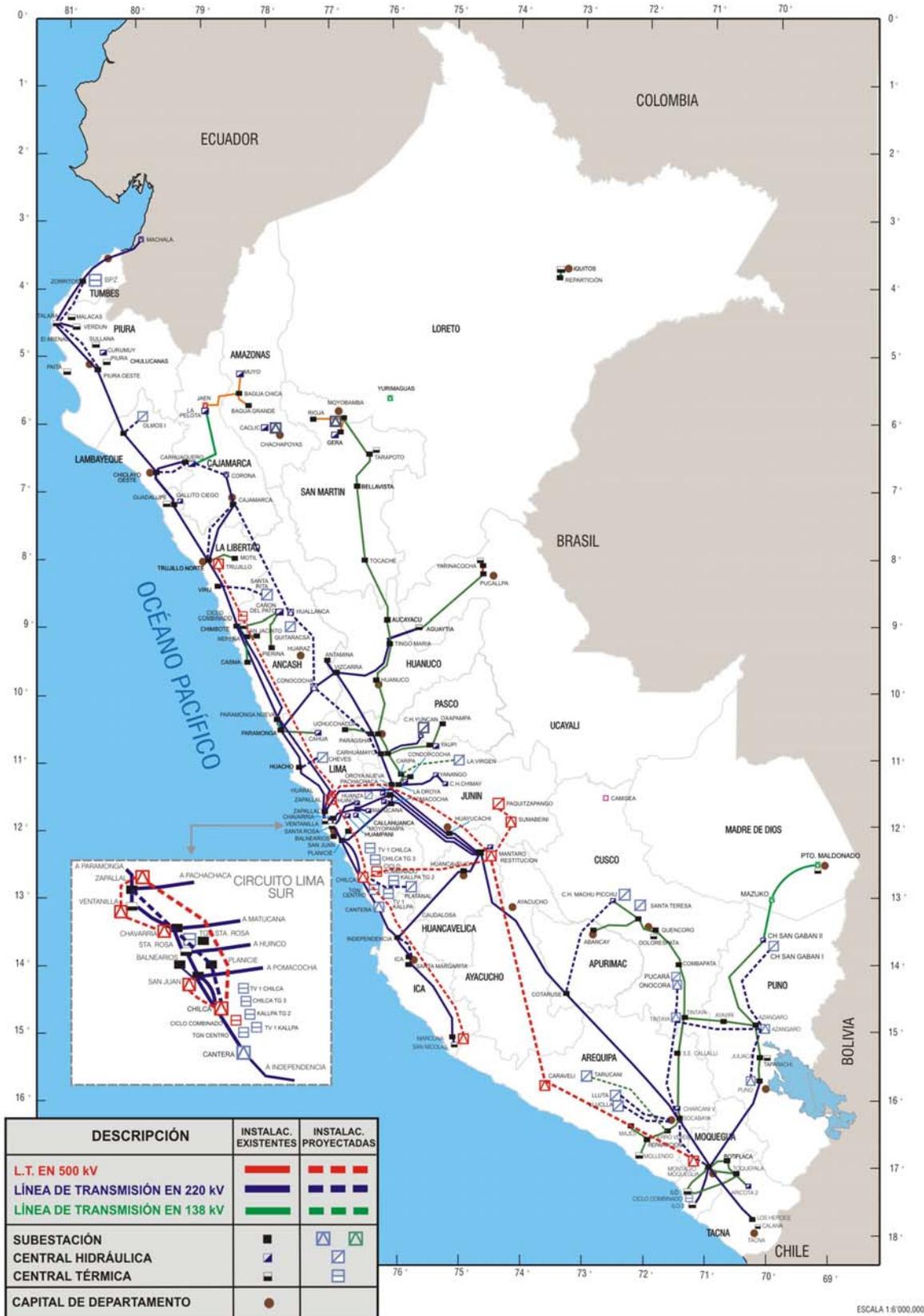
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2013



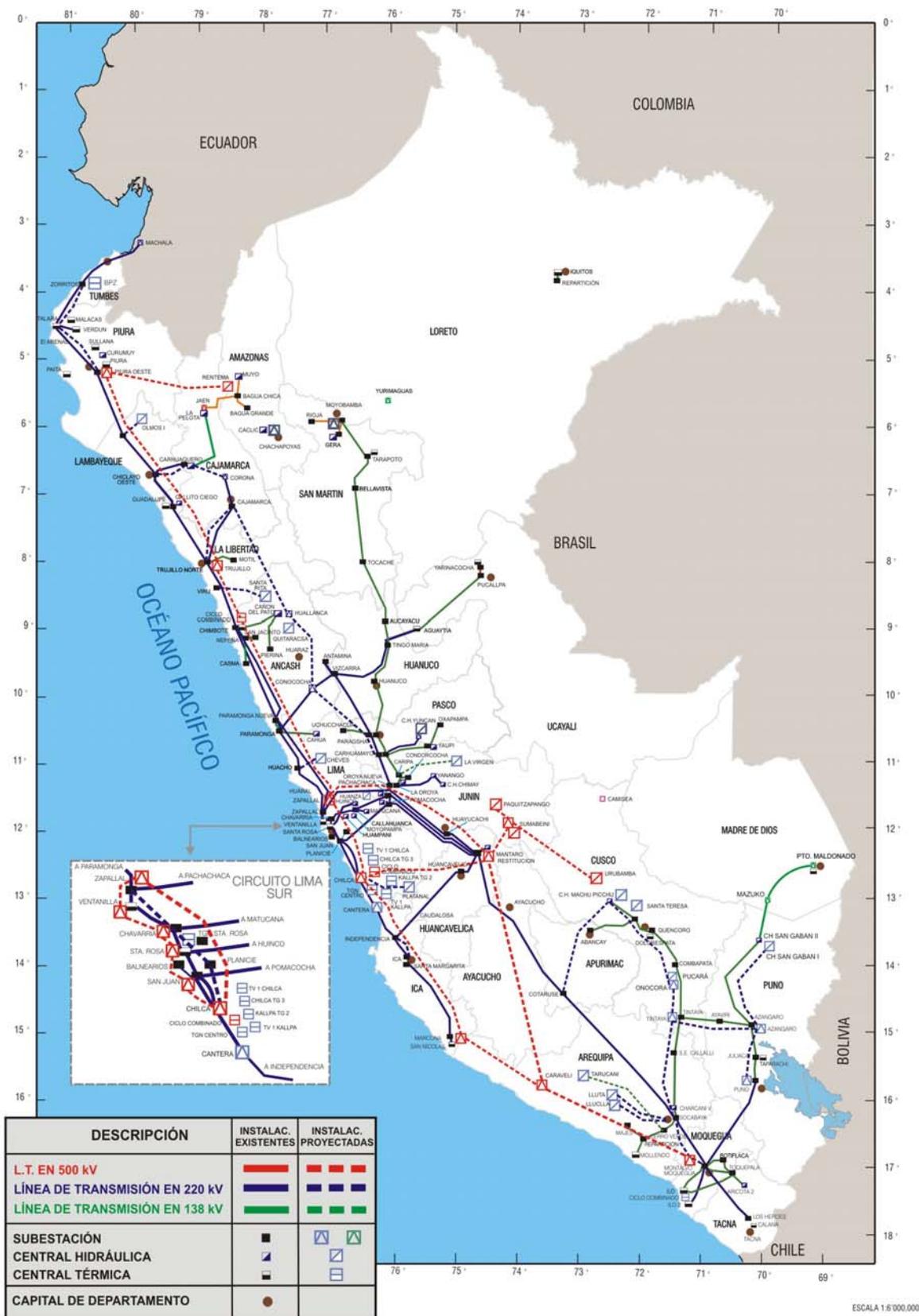
ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2017



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmisión del SEIN - Año 2022



ESCENARIO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA CONSERVADOR Expansion del Sistema de transmision del SEIN - Año 2027



ANEXO 5.8

CUENCAS HIDROGRÁFICAS DEL SEIN

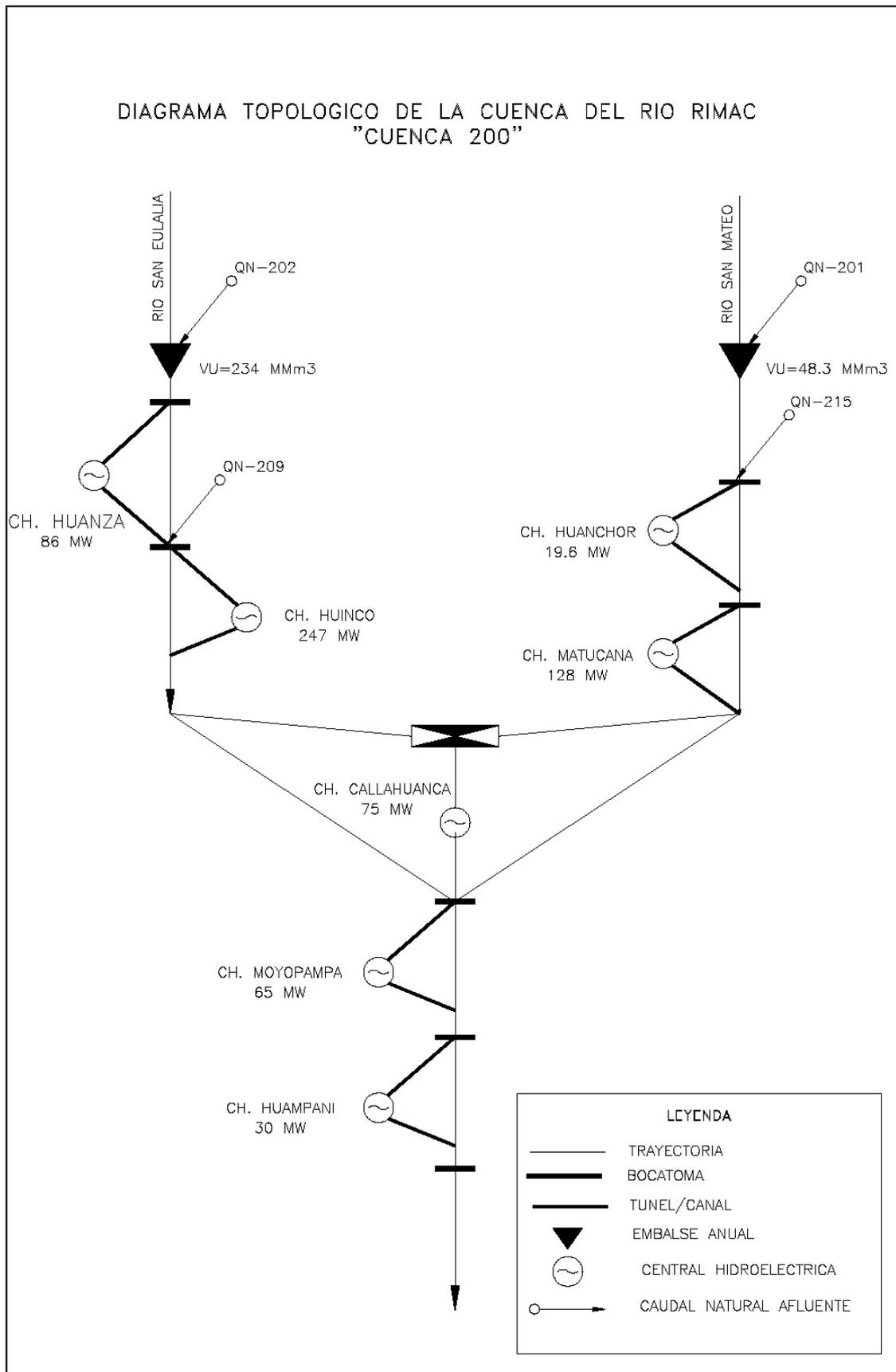
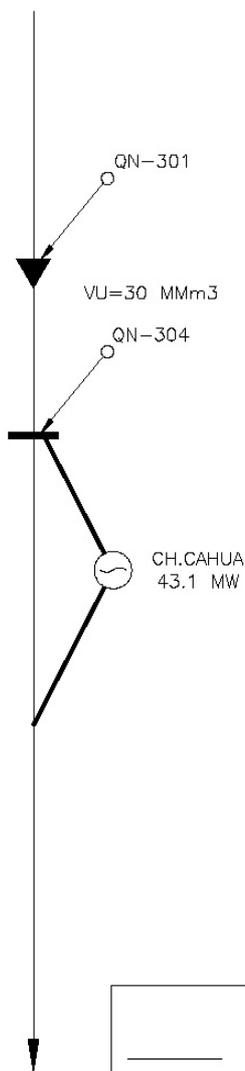


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO PATIVILCA
"CUENCA 300"



LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO SANTA
"CUENCA 400"

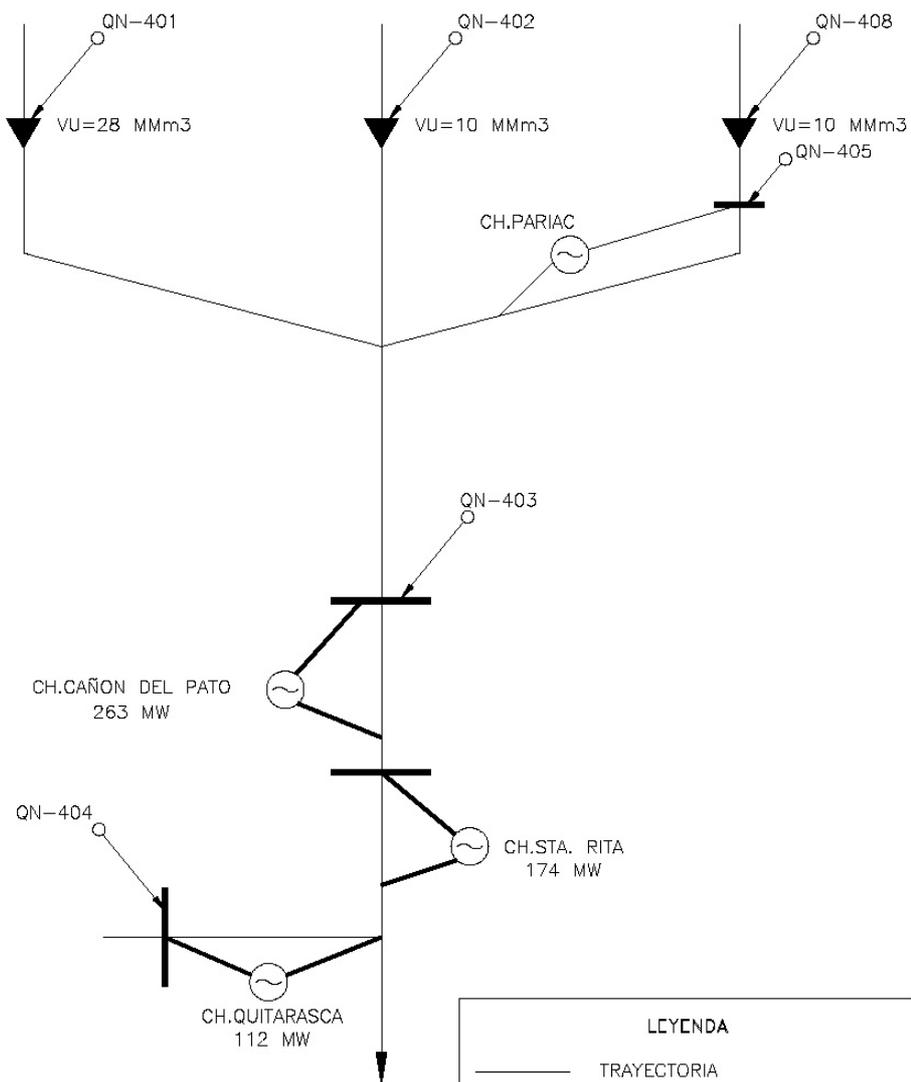
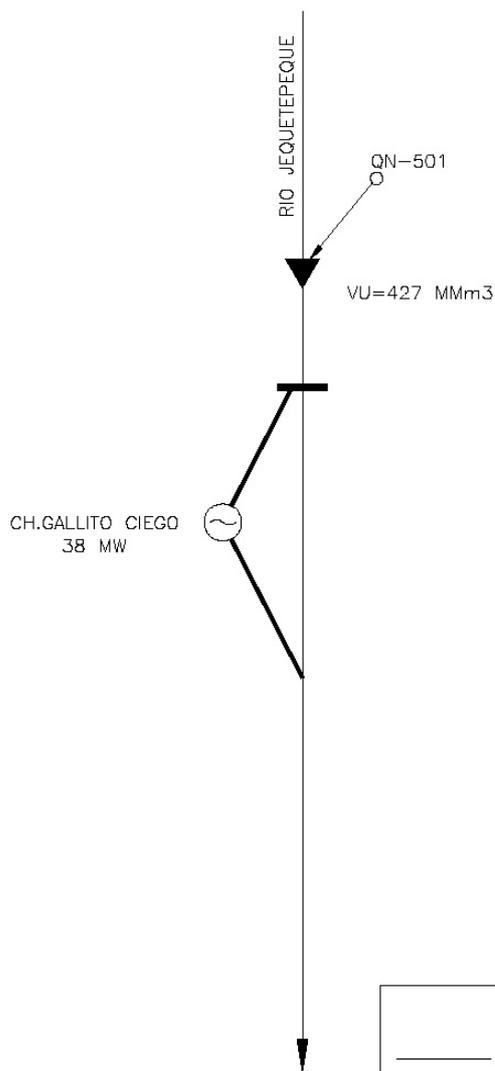
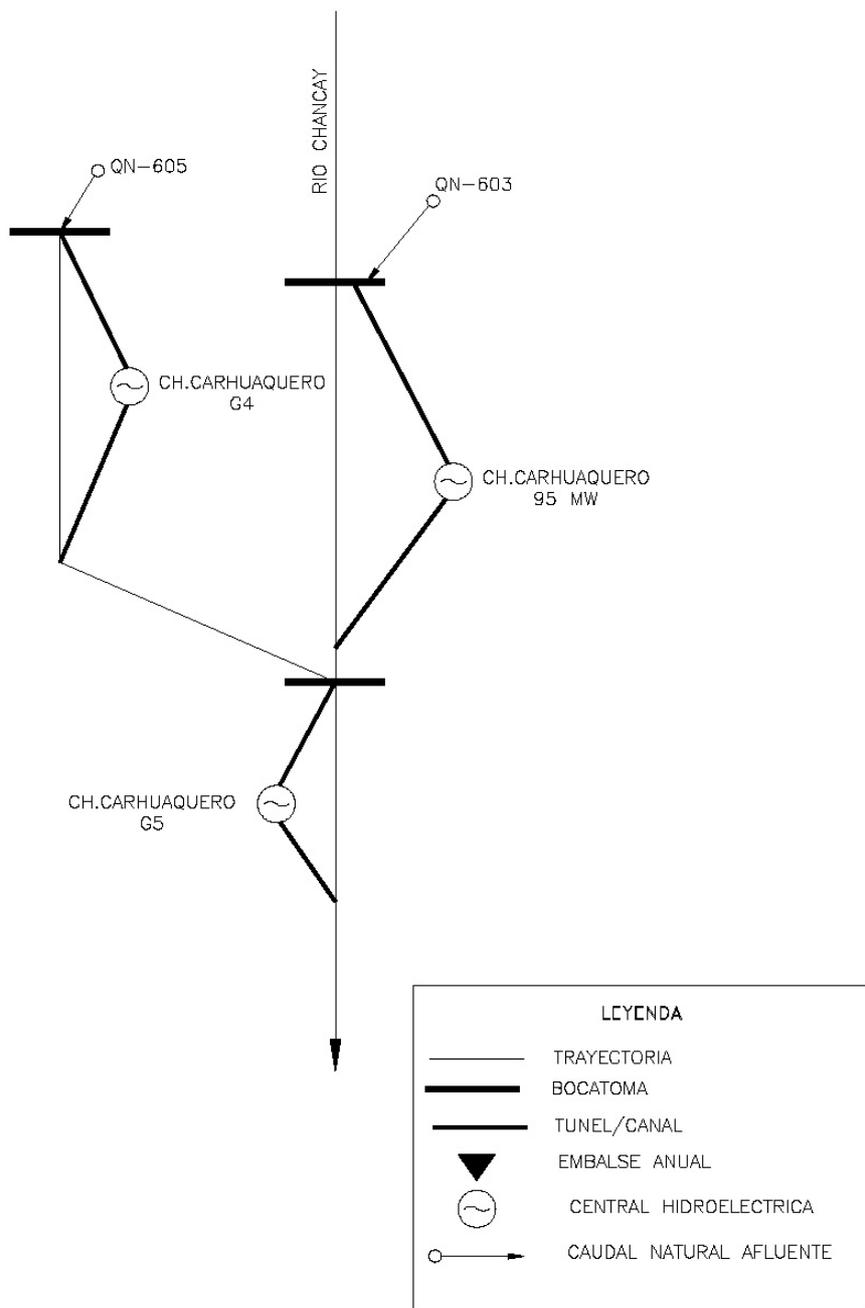


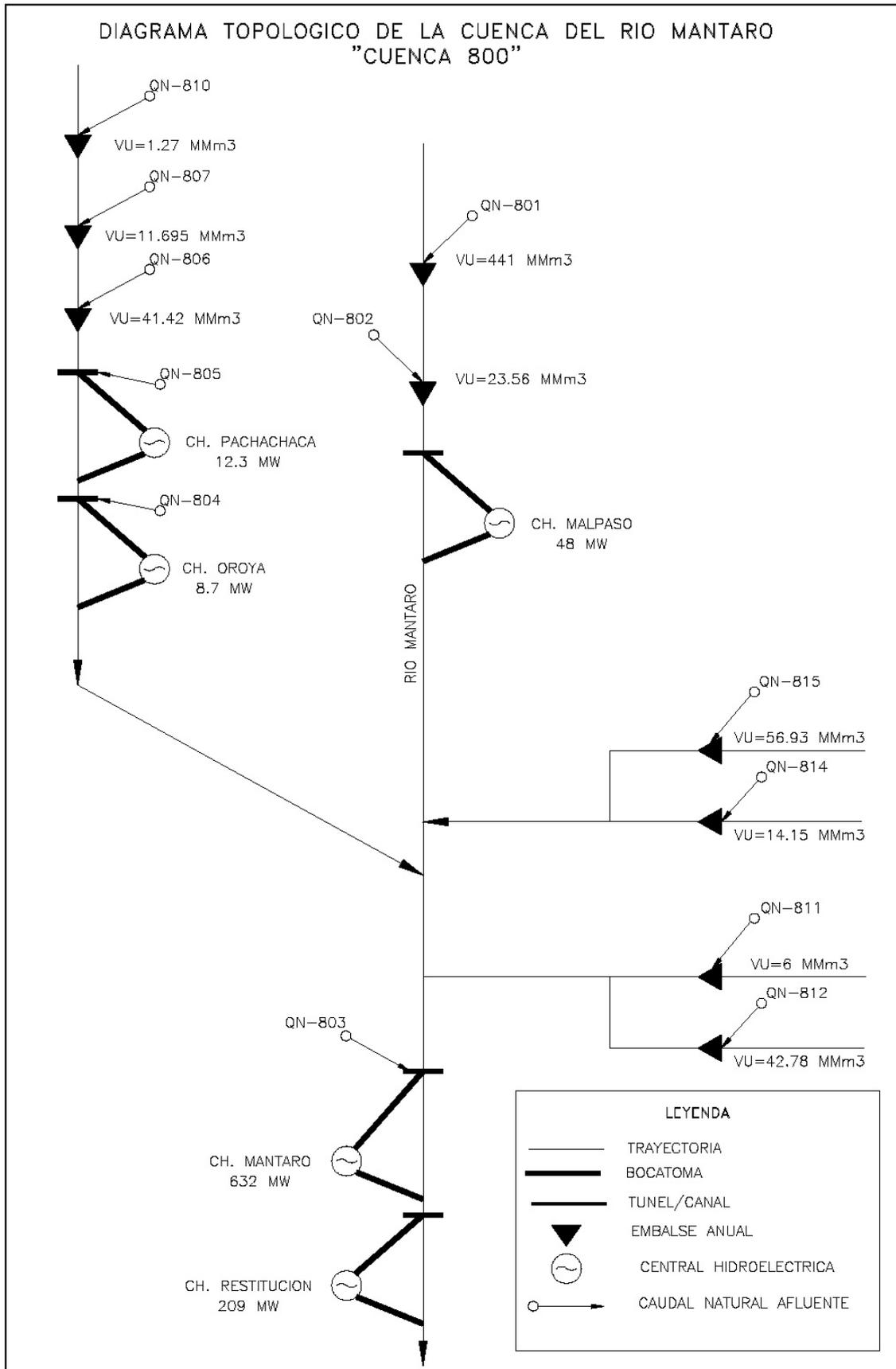
DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO JEQUETEPEQUE
"CUENCA 500"



LEYENDA	
—	TRAYECTORIA
—	BOCATOMA
—	TUNEL/CANAL
▼	EMBALSE ANUAL
⊙	CENTRAL HIDROELECTRICA
⊙ →	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO CHANCAY
"CUENCA 600"





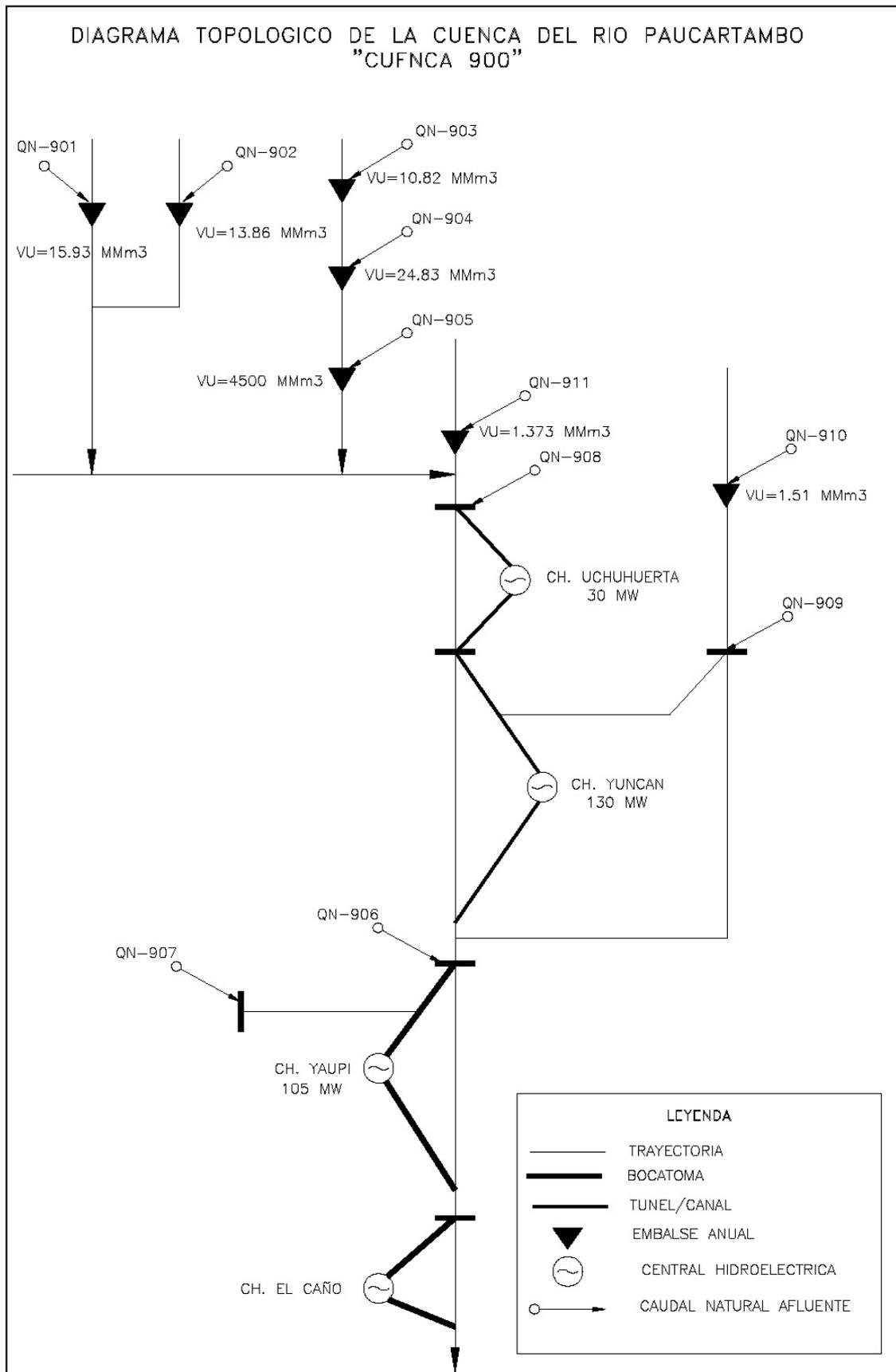
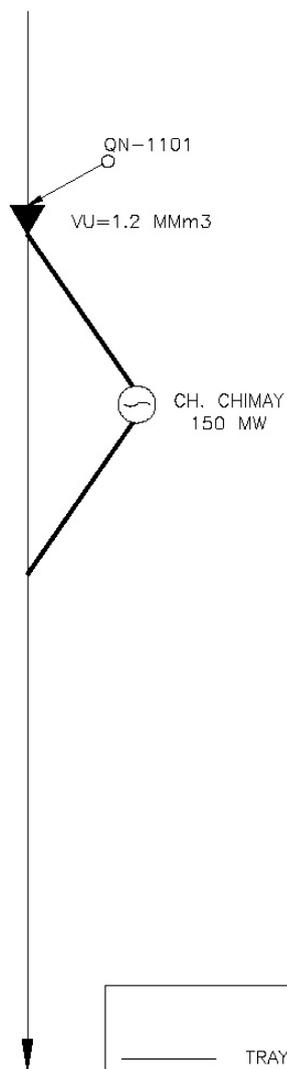


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO TULUMAYO
"CUENCA 1100"



LEYENDA	
—	TRAYECTORIA
—	BOCATOMA
—	TUNEL/CANAL
▼	EMBALSE ANUAL
⊙	CENTRAL HIDROELECTRICA
⊙ →	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO TARMA
"CUENCA 1200"

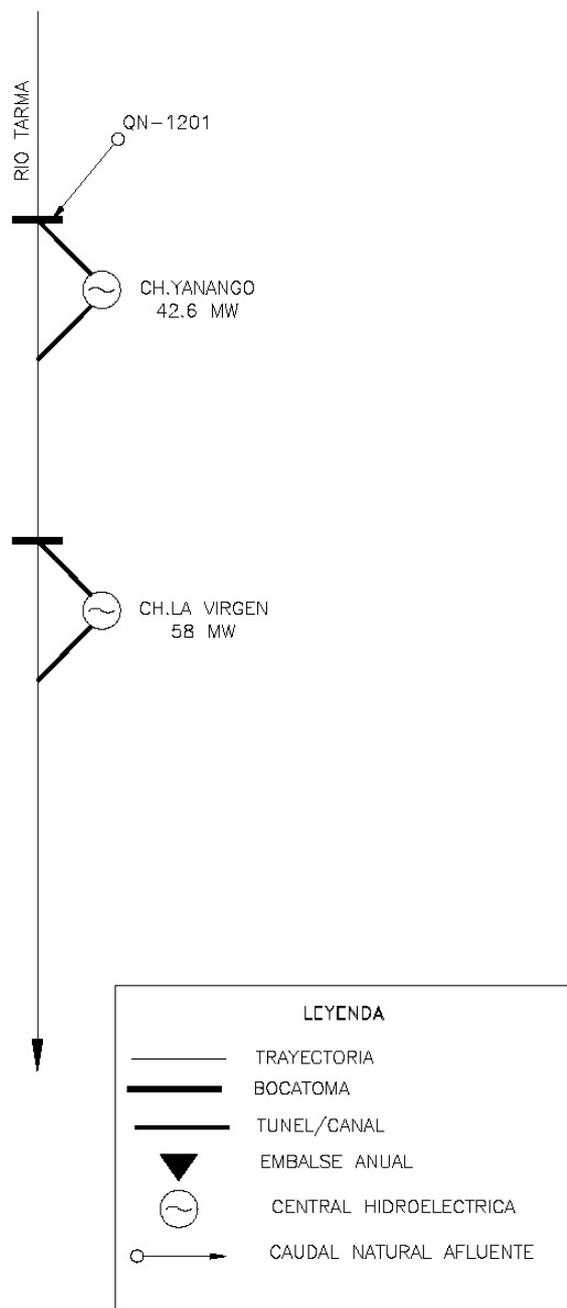
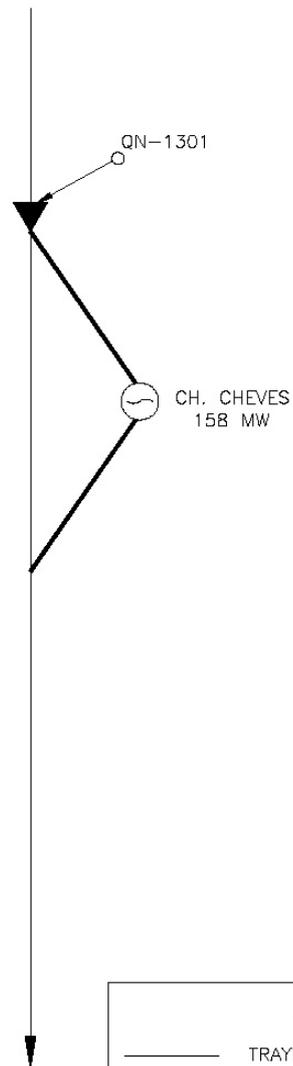
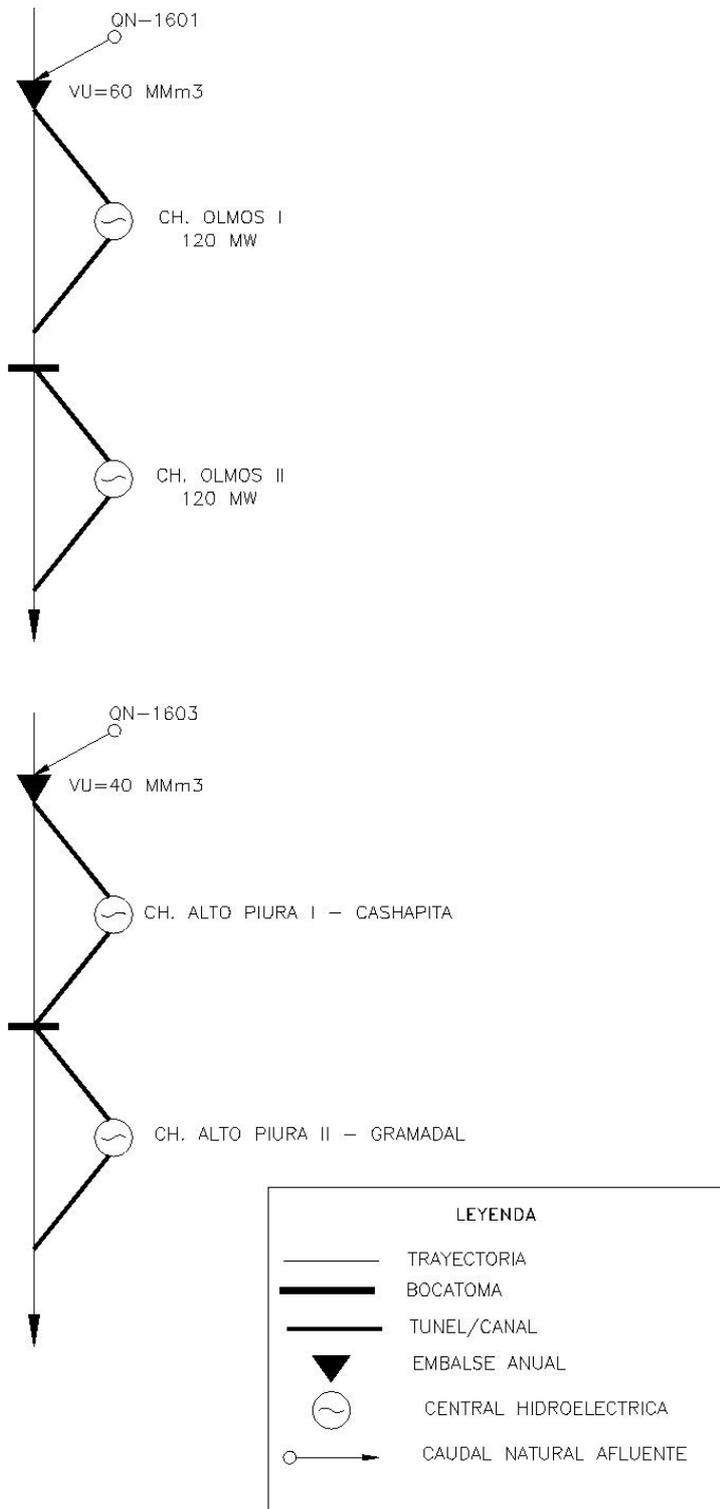


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO CHEVES
"CUENCA 1300"



LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO HUANCABAMBA
 MANCHARA + TRONERA EN LIMON
 "CUENCA 1600"



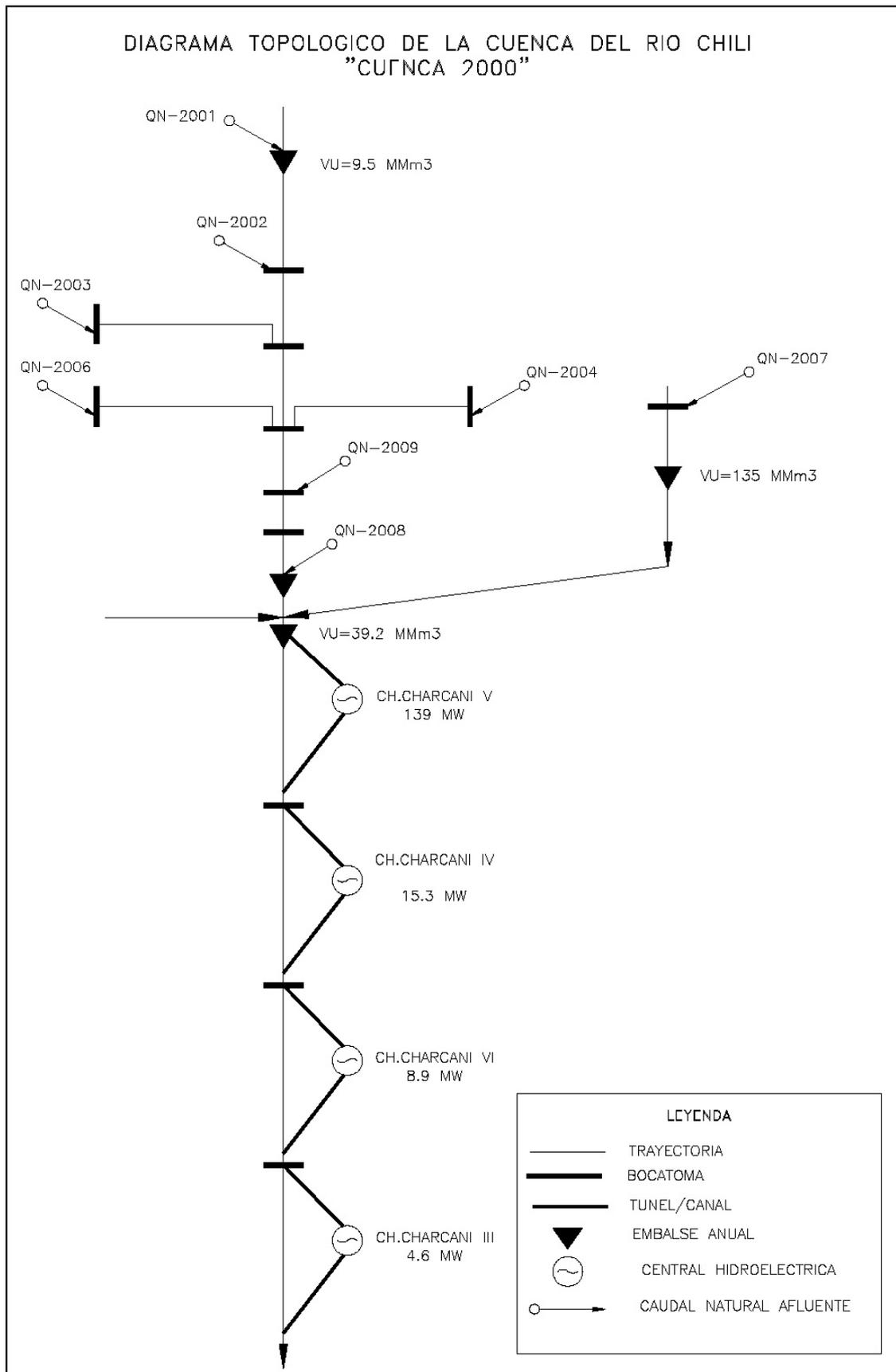
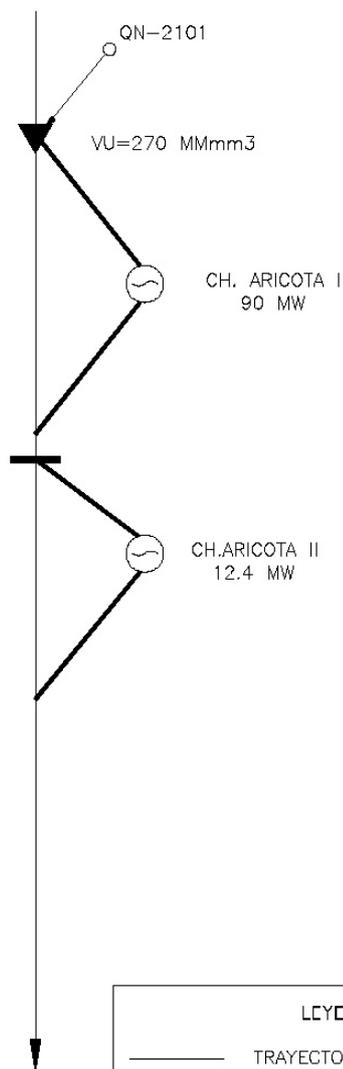


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO ARICOTA
"CUENCA 2100"



LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO VILCANOTA
"CUENCA 2300"

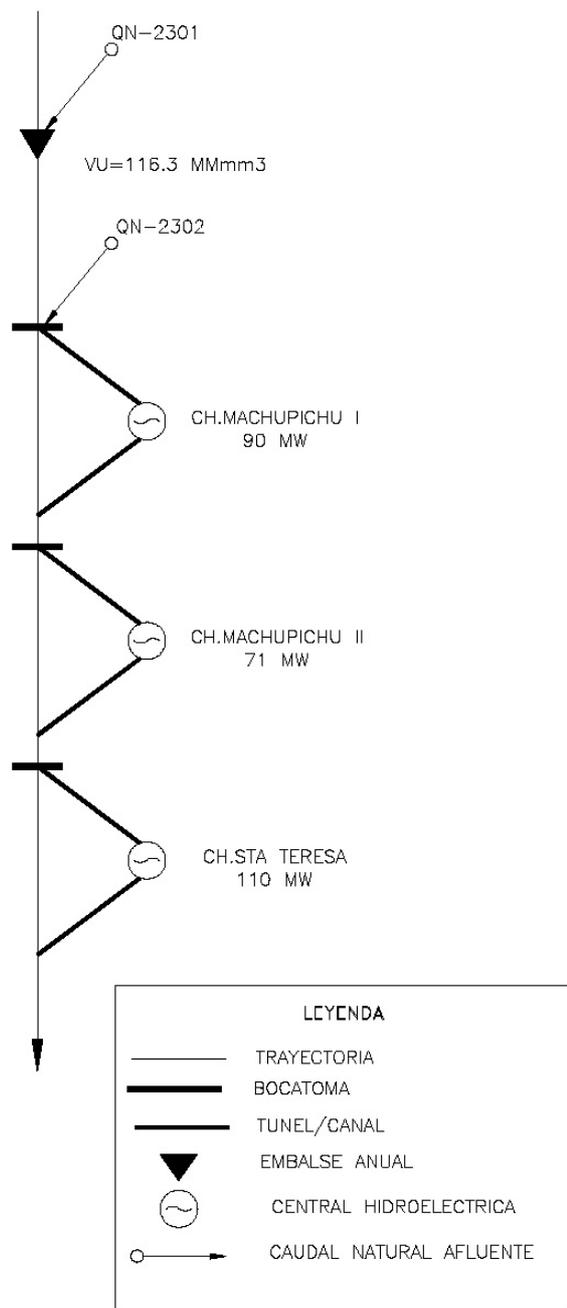


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO SAN GABAN
"CUENCA 2400"

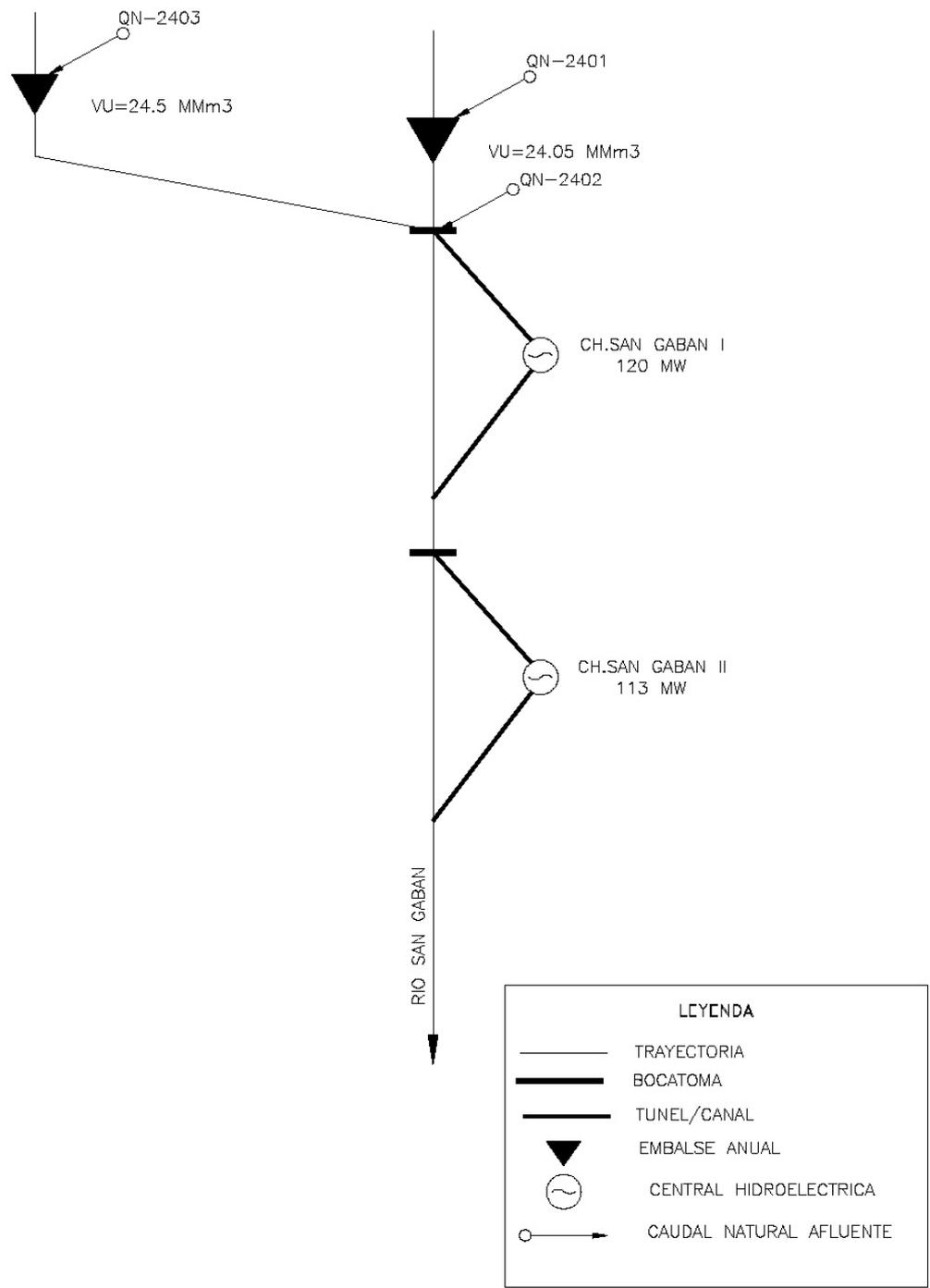
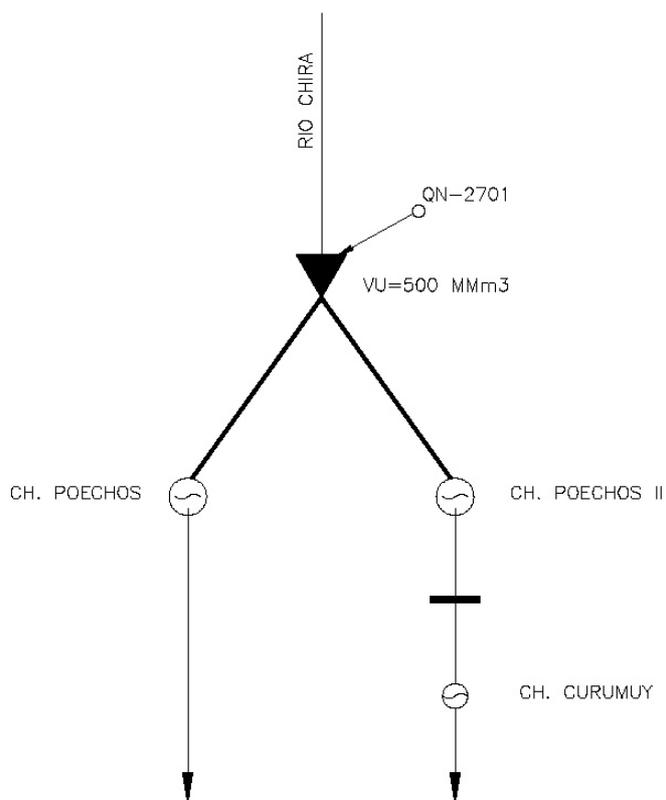
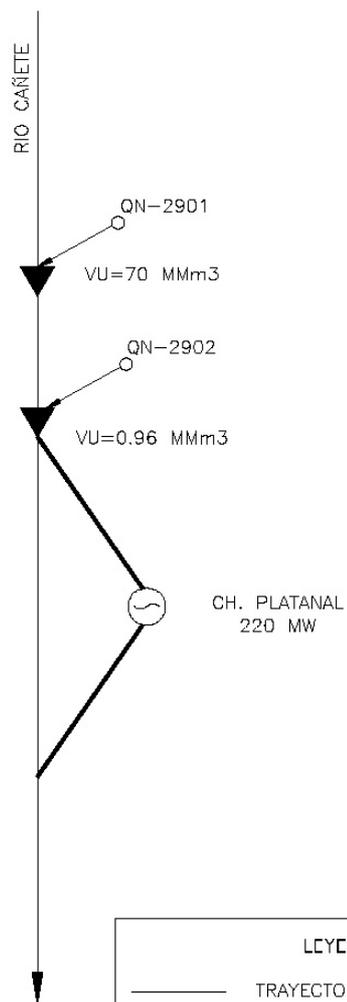


DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO CHIRA
"CUENCA 2700"



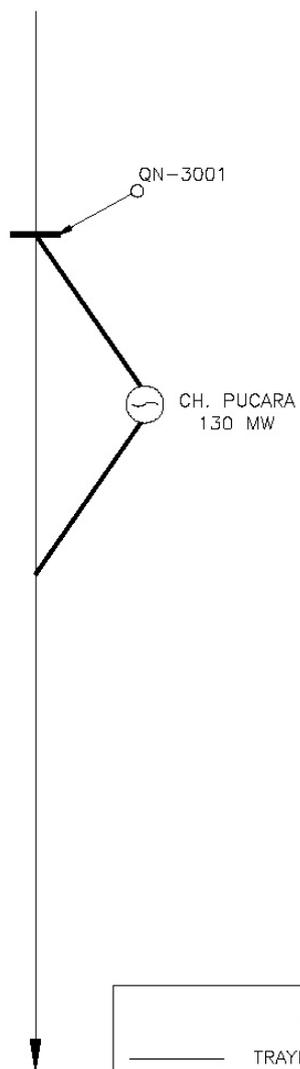
LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO CAÑETE
"CUENCA 2900"



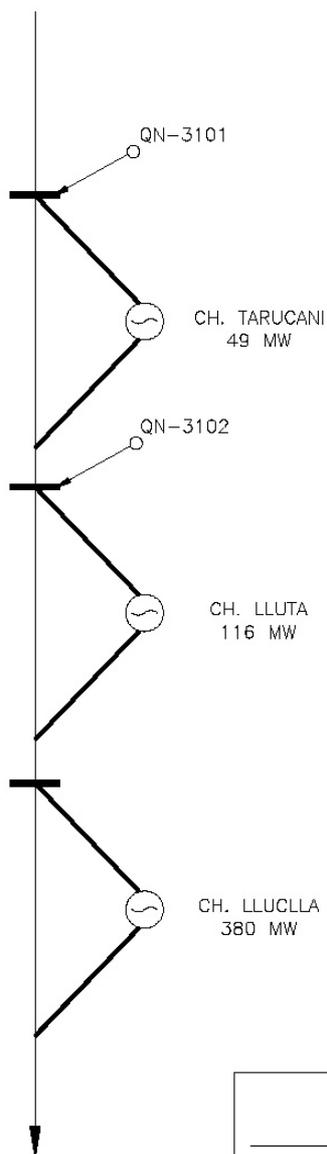
LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO PUCARA
"CUENCA 3000"



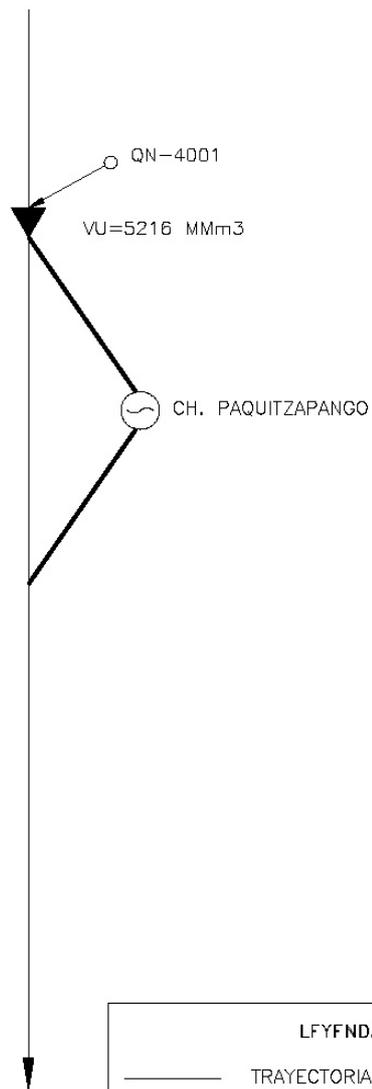
LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DEL RIO TARUCANI
"CUENCA 3100"



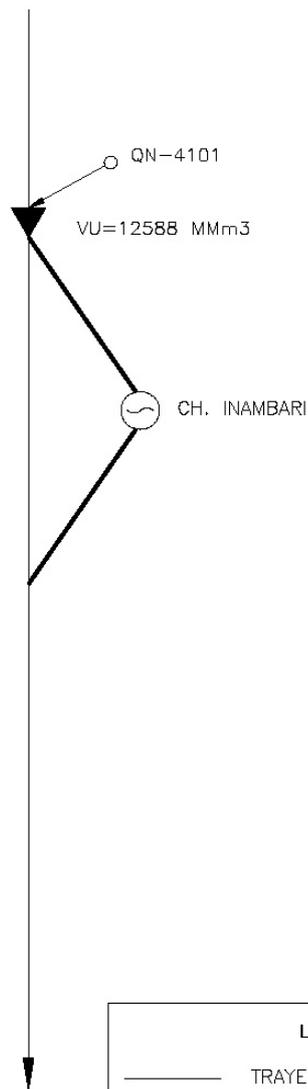
LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH PAQUITZAPANGO
"CUENCA 4000"



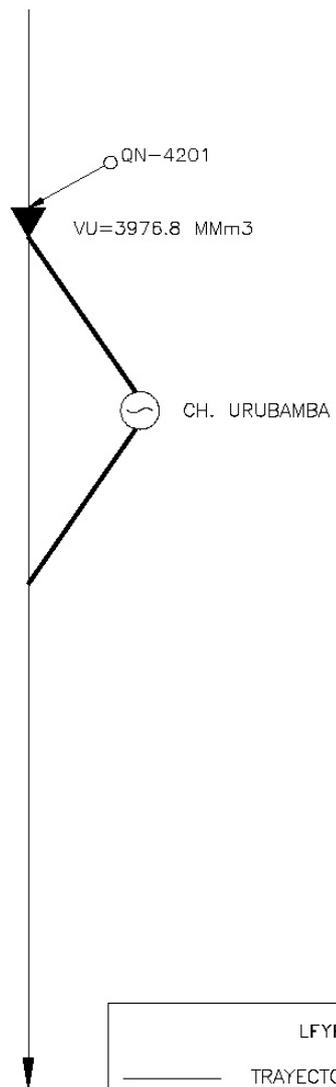
LFYFNDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH INAMBARI
"CUENCA 4100"



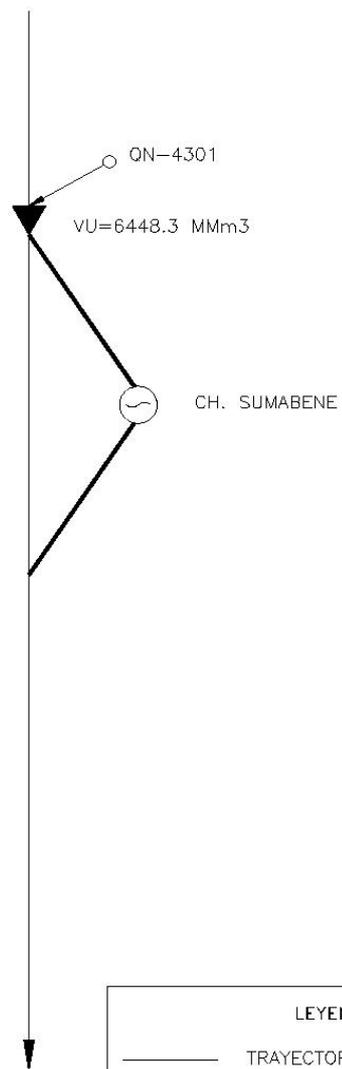
LFYFNDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH URUBAMBA
"CUENCA 4200"



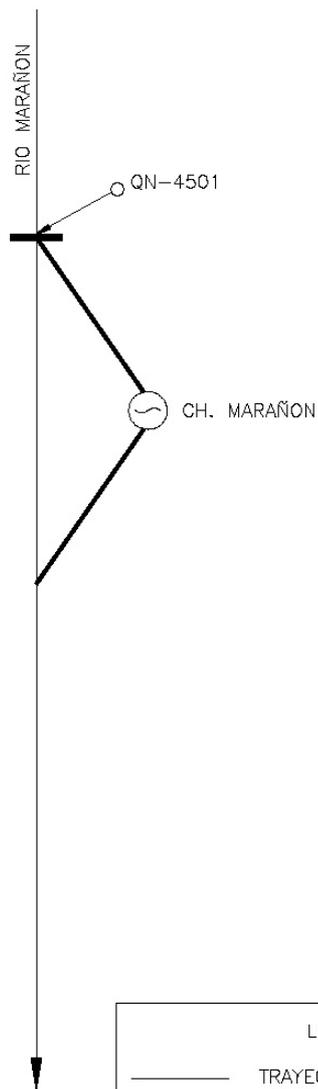
LFYFNDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH SUMABENI
"CUENCA 4300"



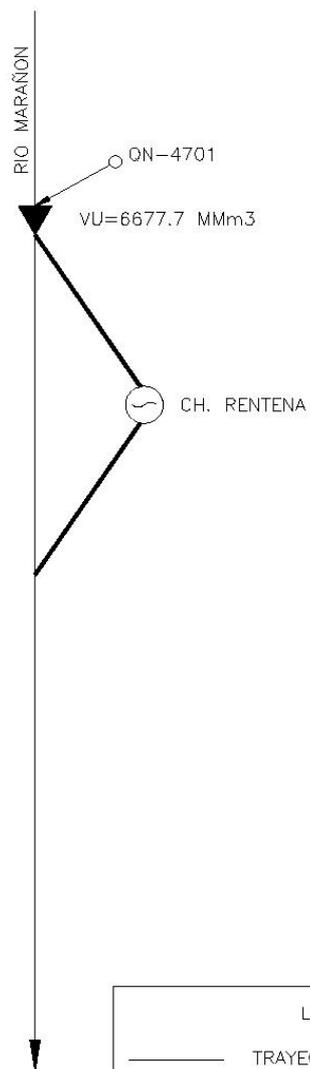
LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH MARAÑON
"CUENCA 4500"



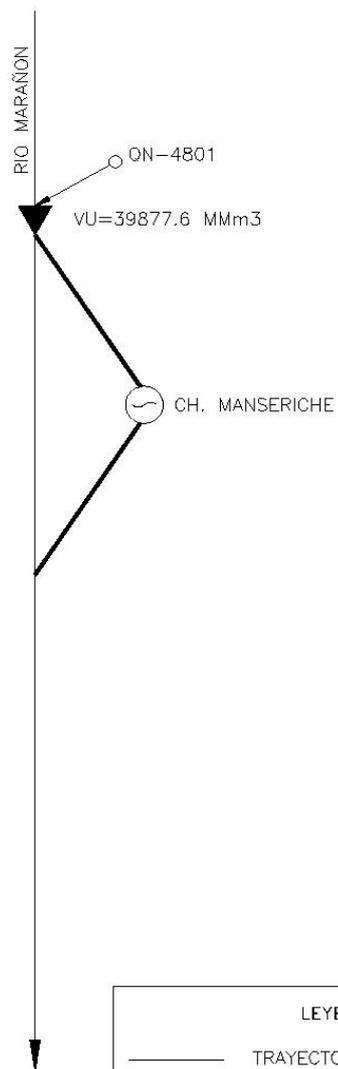
LFYFNDA	
—	TRAYECTORIA
—	BOCATOMA
—	TUNEL/CANAL
▼	EMBALSE ANUAL
⊙	CENTRAL HIDROELECTRICA
○ →	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH RENTEMA
"CUENCA 4700"



LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

DIAGRAMA TOPOLOGICO DE LA CUENCA DE LA CH MANSERICHE
"CUENCA 4800"



LEYENDA	
	TRAYECTORIA
	BOCATOMA
	TUNEL/CANAL
	EMBALSE ANUAL
	CENTRAL HIDROELECTRICA
	CAUDAL NATURAL AFLUENTE

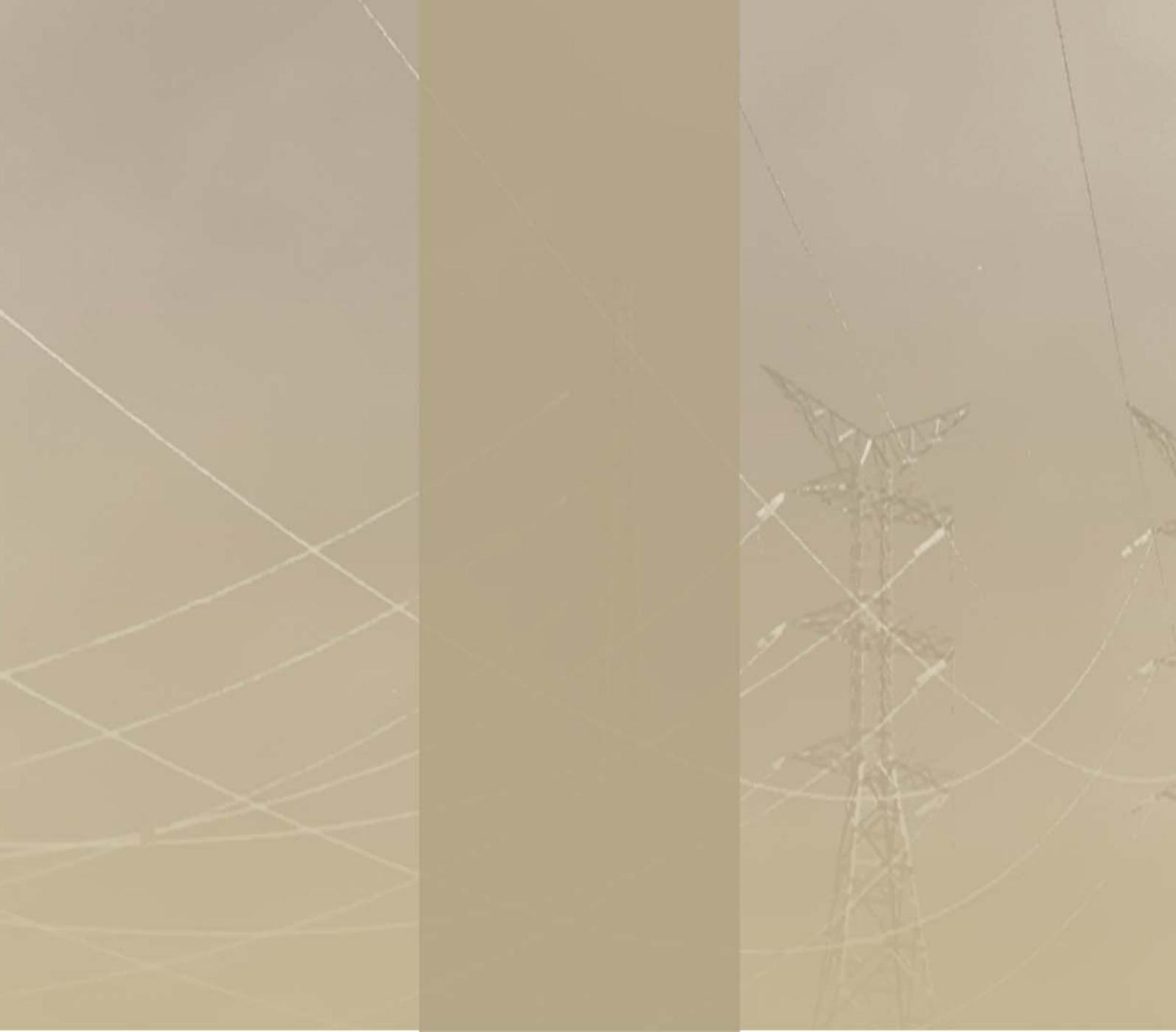
ANEXO 5.9

MARCO LEGAL

5.9 MARCO LEGAL

Los dispositivos legales que norman y fomentan la inversión privada, regulan las actividades del negocio eléctrico y establecen los mecanismos para consolidar un sistema eléctrico eficiente y con mayor calidad en el servicio se encuentran publicadas en la página web del Ministerio de Energía y Minas, donde a través del área de Electricidad y luego la ficha de Legislación, se puede ubicar el Compendio de Normas del Subsector Electricidad de acuerdo a la siguiente dirección electrónica:

http://www.minem.gob.pe/electricidad/normas_compendio.asp



Ministerio de Energía y Minas
Dirección General de Electricidad

Av. Las Artes Sur N° 260
LIMA - PERÚ

Teléfono: (511) 618 8700 Anexo 2271
Website: <http://www.minem.gob.pe/>