

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS ENERGÉTICO EN EL DIAGNÓSTICO DE LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARCO ANTONIO COLORADO MONJA

**PROMOCIÓN
2005 - II**

**LIMA – PERÚ
2012**

**ANÁLISIS ENERGÉTICO EN EL DIAGNÓSTICO DE
LARGO PLAZO DEL SISTEMA ELÉCTRICO
INTERCONECTADO NACIONAL**

DEDICATORIA:

A mi familia que siempre me incentivó a desarrollar el presente trabajo y a mis compañeros de trabajo que contribuyeron en la realización de esta.

SUMARIO

El presente Informe de Ingeniería resume y analiza de manera detallada el “Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)”, el cual formó parte del “Informe de diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN para el periodo 2013 – 2022” (Informe de Diagnóstico) [1] elaborado por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES).

Se analiza la problemática en el diagnóstico de largo plazo del sistema de transmisión del SEIN, con la finalidad de conocer los problemas de congestión que se podrían presentar en las líneas de transmisión, explicando los antecedentes y la base legal que enmarca el desarrollo del diagnóstico.

Asimismo, se explica la orientación y enfoque del Análisis Energético, explicando las partes que lo conforman, necesarias para el desarrollo del diagnóstico de largo plazo.

En base al enfoque del Análisis Energético, se explica lo referido a la “Información y Procesos Básicos”, para luego explicar los criterios y metodología con los cuales se obtiene los futuros de las incertidumbres en la demanda, oferta de generación y en la hidrología.

Se explica la formulación de los escenarios de estudio, resultantes de combinar los futuros de las incertidumbres mencionadas, así como los criterios utilizados para analizar los resultados de las simulaciones energéticas de la operación del sistema de los escenarios de estudio.

Como parte final del Informe de Ingeniería se incluye un resumen con las principales conclusiones y se plantea recomendaciones a ser utilizadas en análisis energéticos similares.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	4
INTRODUCCIÓN	4
1.1 Problemática del diagnóstico de largo plazo	4
1.2 Antecedentes del diagnóstico de largo plazo	6
1.3 Enfoque del Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo	9
1.3.1 General	9
1.3.2 Información y Procesos Básicos	10
1.3.3 Análisis Energético	12
1.3.4 Resultados	12
1.4 Objetivo del Informe	13
1.5 Alcances del Informe	13
CAPITULO II	14
INFORMACIÓN Y PROCESOS BASICOS PARA EL ANÁLISIS ENERGÉTICO	14
2.1 Información y Procesos Básicos para el Análisis Energético	14
2.1.1 Fuentes de Información	14
2.1.2 Procesos Básicos	15
2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)	27
2.2.1 Estructura del SEIN en el año 2011.	28
2.2.2 Evolución de la transmisión en el SEIN en el periodo 2012 - 2015.....	31
2.2.3 Balance Oferta – Demanda por zonas en el periodo 2012 - 2015.....	35
2.3 Modelo para el Análisis Energético en el largo plazo	38
2.3.1 Esquema funcional del modelo PERSEO	39
2.3.2 Archivos planos de entrada de datos.....	40
2.3.3 Archivos de resultados del modelo.....	40
CAPITULO III	43
CRITERIOS Y METODOLOGÍA EN LA ELABORACIÓN DE FUTUROS PARA EL LARGO PLAZO	43
3.1 Futuros	43
3.2 Criterios para la elaboración de Futuros	43
3.2.1. Zonas Eléctricas.....	43

3.2.2.	Disponibilidad de Gas Natural.....	44
3.2.3.	Futuros de Demanda	44
3.2.4.	Futuros de Oferta de Generación Base y Reserva de Generación.....	44
3.2.5.	Futuros de Oferta de Generación con las CC.HH. del Oriente	44
3.2.6.	Futuros de Hidrología.....	44
3.3	Metodología para la elaboración de Futuros.....	44
3.3.1.	Elaboración de Futuros de Demanda.....	45
3.3.2.	Elaboración de Futuros de Oferta.....	45
3.3.3.	Futuros de hidrología	48
3.3.4.	Nudos de Demanda, Oferta e Hidrología.....	48
3.4	Formulación de Futuros.....	49
3.4.1.	Futuros de Demanda	50
3.4.2.	Futuros de Hidrología.....	53
3.4.3.	Futuros de oferta de generación.....	54
	CAPITULO IV	60
	ANÁLISIS ENERGÉTICO.....	60
4.1.	Casos simulados con el modelo PERSEO	60
4.1.1.	Criterios para la formulación de los casos.....	60
4.1.2.	Combinaciones posibles.....	61
4.1.3.	Casos simulados.....	62
4.1.4.	Resultados	64
4.2.	Análisis Energético.....	64
4.2.1.	Criterios.....	64
4.2.2.	Metodología	64
4.2.3.	Identificación de problemas en el sistema de transmisión	65
4.3.	Comportamiento de la generación.	89
4.3.1.	Premisas de análisis del comportamiento de la generación.....	89
4.3.2.	Generación en el año de corte 2016	90
4.3.3.	Generación en el año de corte 2020	93
4.4.	Balance de Oferta – Demanda por zonas para un escenario específico	96
4.4.1.	Elección de los escenarios	96
4.4.2.	Balance de potencia	98
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	101
	ANEXO A	104
	Demanda de cargas Vegetativas y de Grandes Proyectos 2011 – 2022.....	104
	ANEXO B	110

Demanda del SEIN 2011 – 2022 y Expansión de la transmisión	110
ANEXO C	123
Futuros de Demanda y Oferta de Generación	123
ANEXO D	129
Capacidad de líneas de transmisión.....	129
ANEXO E	135
Energía No Servida (ENS) en los años 2020 Y 2022	135
BIBLIOGRAFIA.....	138

PROLOGO

El Análisis Energético en sistemas eléctricos de potencia es una técnica de análisis que utiliza la información de demanda de energía eléctrica, oferta de generación, hidrología, transmisión, etc. del sistema de potencia en estudio para que en base a simulaciones con un modelo de simulación energética se obtengan resultados que evidencian las proyecciones del comportamiento del sistema de transmisión en horizontes de corto plazo, mediano plazo y largo plazo.

El Análisis Energético utilizado en el diagnóstico del sistema de transmisión en horizontes de largo plazo es el análisis que se realiza para formular futuros de comportamiento no predecibles (incertidumbres) en la demanda, en la oferta de generación y en la hidrología. De esta manera se obtienen escenarios de estudio para las simulaciones energéticas de la operación del sistema, a fin de evaluar el comportamiento de la congestión en las líneas de transmisión del SEIN.

El presente Informe de Ingeniería resume y analiza de manera detallada el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN, el cual formó parte del Informe de Diagnóstico [1].

Se espera demostrar que para realizar el Análisis Energético es necesario previamente obtener las proyecciones determinísticas de la demanda y las opciones de oferta de generación para el largo plazo, utilizadas para obtener los futuros de sus incertidumbres. También se requiere el plan de obras de transmisión para completar el sistema de transmisión sobre el cual se realiza el diagnóstico.

Asimismo, se espera demostrar que los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología desarrollados son la parte fundamental en el Análisis Energético, ya que a partir de ellos se elaboran los escenarios de estudio para poder realizar un gran número de simulaciones energéticas de la operación del sistema.

Para el mejor entendimiento del Análisis Energético que formó parte del Informe de Diagnóstico [1], el método de trabajo consiste en explicar de manera detallada sus partes, analizando en detalle las proyecciones determinísticas y la formulación de los futuros de demanda. También se explican las opciones de oferta de generación y la formulación de los futuros de oferta, así como los futuros de hidrología; asimismo se analiza detalladamente los escenarios en los que se han presentado condiciones extremas de carga en el sistema de transmisión.

El alcance del presente Informe de Ingeniería tiene como objetivo explicar las proyecciones determinísticas de la demanda y su influencia en los futuros de esta incertidumbre. También explica en detalle la elaboración de los futuros de oferta de generación y su relación con los de demanda. Asimismo, identifica en que escenarios de demanda y oferta de generación se presentan las mayores sobrecargas en el sistema de transmisión.

Finalmente se explica el comportamiento de la generación en los escenarios de estudio con un sistema de transmisión ideal, y estima la reserva de generación en ciertos escenarios de demanda, oferta de generación e hidrología, los cuales son identificados bajo premisas de costo de operación.

El hecho de no incluir análisis eléctricos podría considerarse como una limitación del presente Informe de Ingeniería, sin embargo es necesario mencionar que en virtud al gran número de incertidumbres consideradas y al horizonte de análisis de largo plazo, estos análisis eléctricos sólo tendrían un carácter referencial y no le restarían validez a los resultados del Análisis Energético.

Organización del Informe de Ingeniería

En el Capítulo 1, Introducción, en el presente informe de Ingeniería se explica la problemática que existe en el diagnóstico de largo plazo del SEIN ante las incertidumbres en la demanda, la oferta de generación y en la hidrología, se explica los antecedentes y la base legal que enmarca el desarrollo del diagnóstico, así como el enfoque del Análisis Energético. Asimismo, en función de lo indicado, se traza los objetivos y alcances del presente informe de Ingeniería.

En el Capítulo 2, Información y Procesos Básicos para el Análisis Energético, se explica la información requerida para el desarrollo de los procesos básicos para el Análisis Energético y los principales resultados de estos procesos básicos, los cuales consisten en las proyecciones determinísticas de la demanda, el plan de obras de generación y las opciones de oferta para el largo plazo, así como el plan de obras de transmisión.

Como parte de la información del SEIN que se debe tener presente con la finalidad de familiarizarnos con los resultados del Análisis Energético, se realiza una descripción de la evolución en el corto plazo del sistema de transmisión, así como de la reserva de generación estimada por zonas.

Asimismo, como información del modelo utilizado para realizar las simulaciones energéticas de la operación del sistema se describe las principales características del modelo PERSEO.

El Capítulo 3, Criterios y Metodología en la elaboración de Futuros para el largo plazo, se explica los criterios y la metodología utilizada en la elaboración de los futuros de las

incertidumbres en la demanda, en la oferta de generación y en la hidrología. Se analiza en detalle los futuros de las incertidumbres mencionadas, obtenidos para elaborar los diferentes escenarios de estudio.

En el Capítulo 4, Análisis Energético, se realiza una explicación de los escenarios de estudio planteados (casos de simulación) a partir de las combinaciones posibles de los futuros de las incertidumbres consideradas, así como de los criterios utilizados para la identificación de los problemas de congestión que se presentan en el sistema de transmisión como resultado de las simulaciones energéticas de los casos planteados.

Asimismo, se explica los resultados de congestión más importantes en el sistema de transmisión, detallando en qué escenarios se presenta la condición de carga extrema en las líneas de transmisión.

También se explican, el comportamiento de la generación (hidroeléctrica y termoeléctrica a gas natural) en el despacho considerando los escenarios con transmisión ideal, así como el balance Oferta – Demanda en ciertos escenarios elegidos bajo criterios de costos de operación con la finalidad de evidenciar la reserva de generación por zonas.

Finalmente en el Capítulo 5, Conclusiones y Recomendaciones, se expone las conclusiones de la realización del presente Informe de Ingeniería, indicando el cumplimiento de los objetivos y alcances trazados. Asimismo, se plantea recomendaciones a ser utilizadas en análisis energéticos similares.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Problemática del diagnóstico de largo plazo

Realizar un Análisis Energético para el diagnóstico de corto plazo del SEIN implica conocer con certeza la evolución del crecimiento de la demanda, la expansión de la oferta de generación y la expansión del sistema de transmisión. Sin embargo, si el objetivo es el diagnóstico en el largo plazo, el Análisis Energético tendrá presente las incertidumbres en la evolución de la demanda, la expansión de la oferta de generación y en la hidrología, con lo cual el análisis ya no puede ser abordado utilizando una metodología determinística, ya que se requiere realizar un gran número de simulaciones energéticas de la operación del sistema.

Un ejemplo de la incertidumbre en la demanda, lo constituye el desarrollo de proyectos mineros. Al respecto, en la figura Fig. 1.1 se muestran los principales proyectos mineros del Perú y su ubicación, resaltando los que se encuentran en etapa de exploración [3], pues presentan mayor incertidumbre, y en su mayoría se ubican en las zonas Norte y Sur del SEIN. La mayor incertidumbre es la indefinición en la puesta en marcha de estos proyectos, lo que es parte del Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo.

La incertidumbre en la definición de los proyectos de generación también es parte de la problemática a enfrentar en el diagnóstico en el largo plazo. En la Tabla N° 1.1 se resume proyectos de generación con menor grado de incertidumbre, dado que son proyectos medianos y presentan concesión definitiva o temporal [12]. Mientras que en la figura Fig. 1.2 se muestra los cinco proyectos de grandes centrales hidroeléctricas con potencial de exportación al Brasil [4], cuya definición es una incertidumbre de mayor grado que también debe ser abordada en el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo.

En el Análisis Energético, además de considerar las dos incertidumbres mencionadas se suma la condición hidrológica, debido a que esta es también una incertidumbre.

Debido a la problemática que provocan estas incertidumbres en el largo plazo, se debe formular diferentes escenarios de estudio a partir de su materialización (futuros) en la demanda, en la oferta de generación, y en la hidrología, requiriendo realizar un gran número de simulaciones, siendo necesario utilizar una herramienta de análisis energético. En el presente informe de Ingeniería se explica cómo ha sido utilizado el modelo

“PERSEO” para realizar el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo en [1].

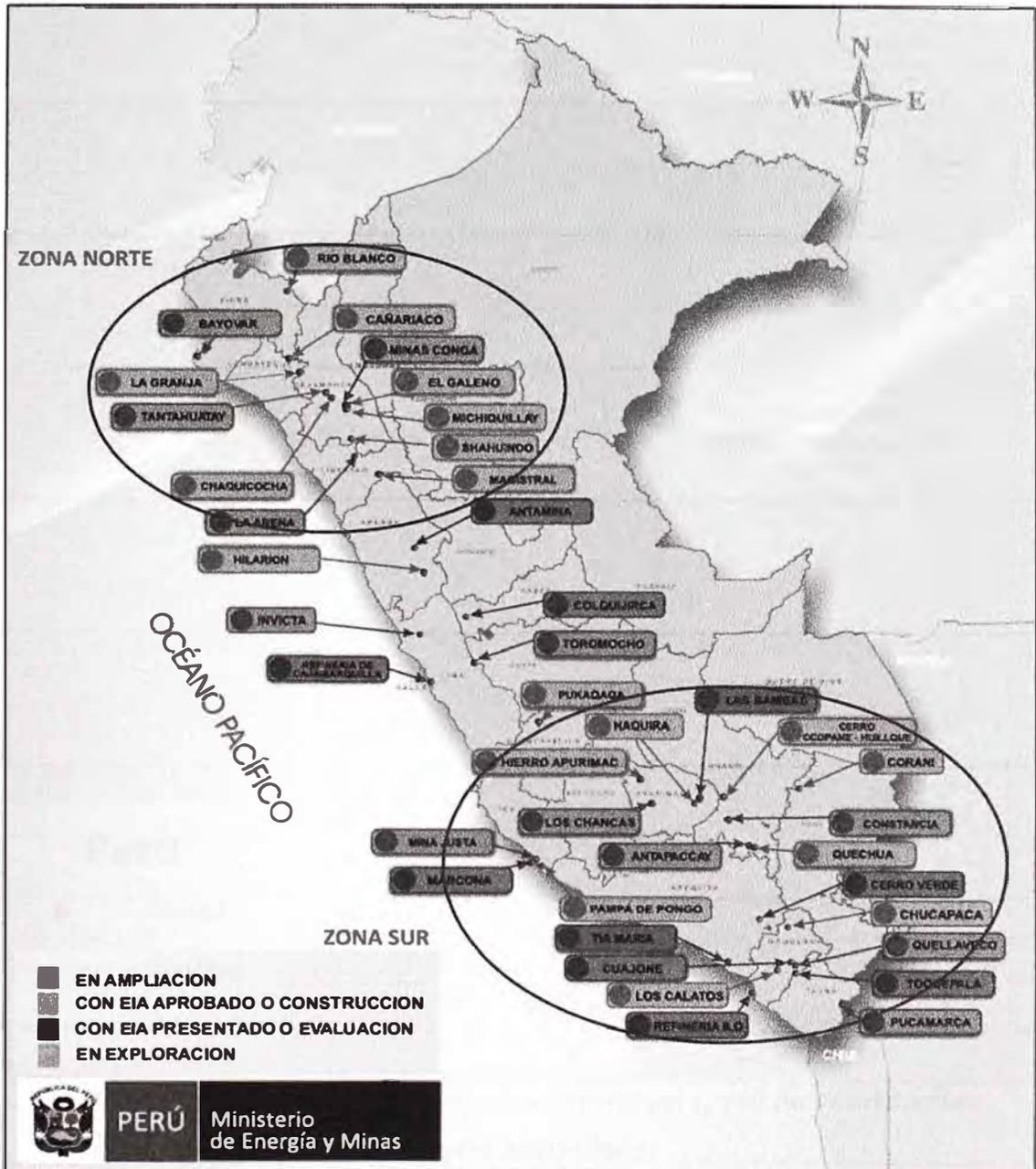


Fig. 1.1: Grado de maduración de grandes proyectos mineros

TABLA N° 1.1: Proyectos de generación con menor grado de incertidumbre

Proyectos	Potencia (MW)	Ubicación	Tipo Concesión
CH. Molloco	302	Arequipa	Definitiva
CH. San Gabán 1	150	Puno	Definitiva
CH. Santa Rita	255	Ancash	Definitiva
CH. Tarucani	49	Arequipa	Definitiva
CH. del Norte	600	Cajamarca	Temporal
CH. Santa María 1	97	Ancash	Temporal
CH. Cota 2011	200	Arequipa	Temporal
CH. Oco 2010	155	Arequipa	Temporal
CH. Oreja de Perro 1	100	Ayacucho-Cusco-Apurímac	Temporal
CCHH. Sandía, INA30 e INA40	315	Puno	Temporal
CCHH. INA-65, INA-88 e INA-90	380	Puno	Temporal
CE. Twister	20	Ica	Temporal
CE. Estherfilia	750	La Libertad-Lambayeque	Temporal
CE. Parque Platanal	180	Moquegua	Temporal
CE. Parque Samaca	240	Ica	Temporal

CH: Central hidroeléctrica, CE: Central Eólica.

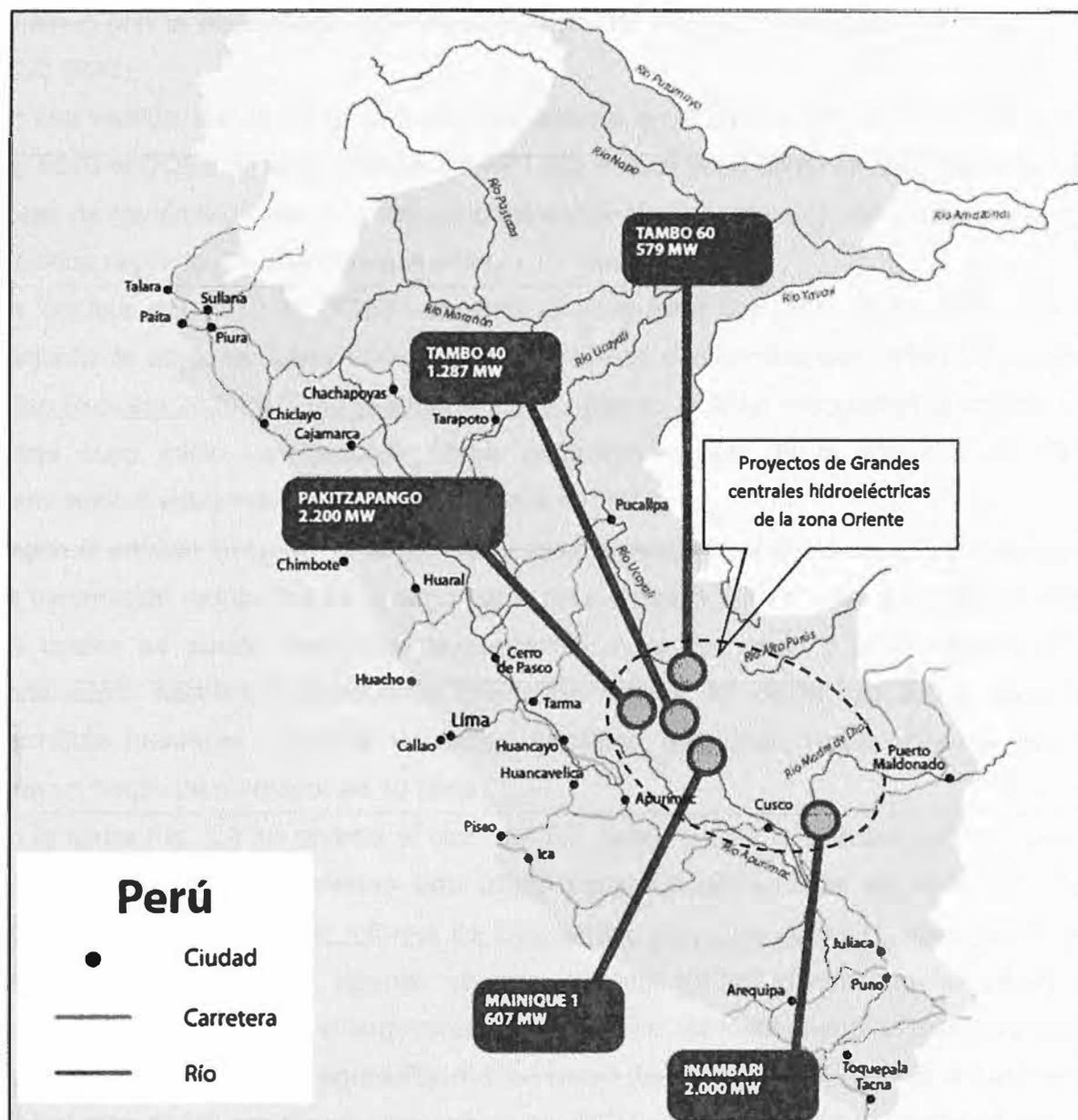


Fig. 1.2: Proyectos de generación con mayor grado de incertidumbre

1.2 Antecedentes del diagnóstico de largo plazo

En el ámbito de lo establecido en los artículos 13° y 21° de la Ley 28832 (Ley) [6], el COES debe elaborar el Plan de Transmisión (PT), el cual se actualizará y publicará cada dos (2) años. Asimismo, según el artículo 16° del Reglamento de Transmisión (RT) [7], el COES debe remitir al Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) un Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN antes de la entrada en vigencia del PT. Ambos estudios deben ser elaborados según la Norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión" (Norma) [5].

En el marco de la normatividad vigente, el COES elaboró el primer Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN periodo 2011 – 2020, y lo publicó en junio del 2009. Siguiendo el proceso establecido en el artículo 17° del RT, el COES

continuó con la elaboración del Estudio del Primer Plan de Transmisión periodo 2011-2020 (PPT).

En ese sentido, dando cumplimiento a lo señalado en el artículo 13° de la Ley, en enero del 2010 el COES inició el Estudio del PPT [2], el cual tiene como objetivo identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica según lo establecido en el artículo 13° del RT.

En octubre del 2010 el COES presentó la Propuesta del PPT, conformada por un conjunto de obras de transmisión con las siguientes denominaciones: “Plan Vinculante”, “Plan Robusto 2020” y “Plan intermedio 2016”. Siendo el “Plan Vinculante” el conjunto de obras cuyo inicio de ejecución debe realizarse dentro de la vigencia del PPT, comprendida entre mayo de 2011 y diciembre de 2012.

Según el artículo 16 inciso 1° de la Norma, los proyectos resultantes del PT son las obras de transmisión requeridas en el largo plazo para enfrentar diversas incertidumbres, entre las cuales se puede mencionar la evolución de la demanda y la expansión de la generación. Asimismo de acuerdo a la definición N° 21 de la Ley estos proyectos permitirán mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de 10 años.

En la figura Fig. 1.3 se aprecia el ciclo del PT, cabe resaltar la relación del PPT con el Informe de Diagnóstico, siendo éste último parte del proceso del siguiente PT. Esta relación se basa en que el Informe de Diagnóstico utiliza las obras de transmisión que son el resultado del PT vigente, ya que en éste se ha identificado las obras de transmisión requeridas en el largo plazo para enfrentar las incertidumbres mencionadas.

Tal como se aprecia en la figura Fig. 1.3, en mayo del 2010, el COES inició el Informe de Diagnóstico de las condiciones operativas del SEIN en el periodo 2013-2022 (Informe de Diagnóstico) [1]. El Informe de Diagnóstico conformado por análisis energéticos y eléctricos, cubrió los periodos de corto plazo (2013-2015) y de largo plazo (2016-2022), con la finalidad de detectar y dar a conocer los problemas que se pueden presentar en el sistema de transmisión bajo distintas hipótesis de demanda, oferta de generación y de hidrología, utilizado para ello la información enviada por los Agentes [6].

Es importante resaltar el carácter cíclico del proceso de desarrollo de un Plan de Transmisión. En ese sentido existe una relación entre el Informe de Diagnóstico del siguiente PT y la propuesta del PT actual, ya que para este Informe de Diagnóstico se utiliza las obras de transmisión de la mencionada propuesta. Estas obras de transmisión constituyen una parte importante de la información de entrada para el desarrollo del Análisis Energético para el diagnóstico de largo plazo, el cual considera el análisis de tres años llamados “años de corte” (2016, 2020 y 2022) y definidos según la Norma [5].

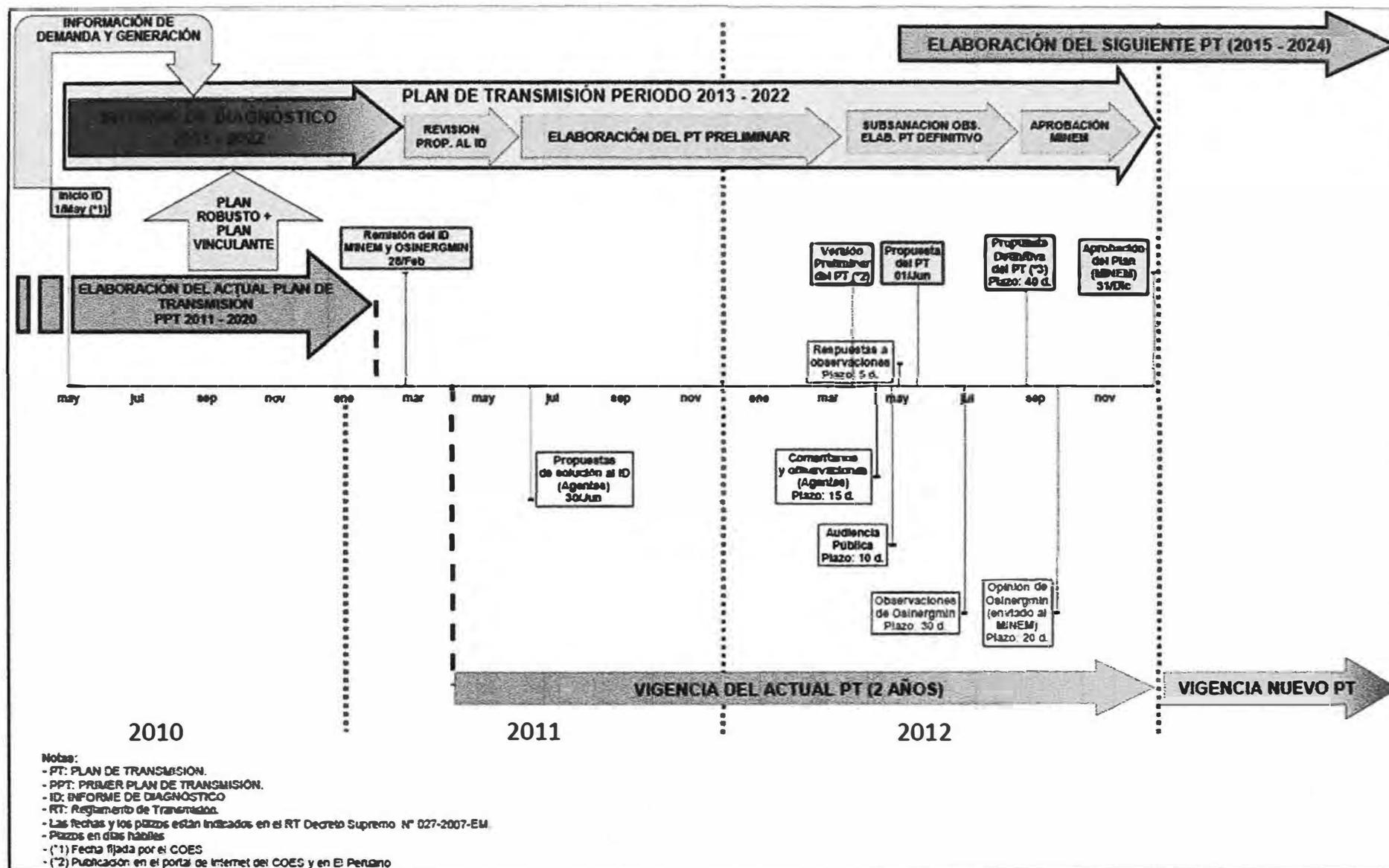


Fig. 1.3: Ciclo del Plan de Transmisión y su relación con el Informe de Diagnóstico

En enero del 2011, el COES presentó al MINEM y a OSINERGMIN la Propuesta Definitiva del PPT, que es la propuesta inicial del PPT que incluye las observaciones y recomendaciones de los Agentes, OSINERGMIN y el MINEM.

Finalmente, en febrero del 2011, el COES presentó el Informe de Diagnóstico, en el cual se identificó las restricciones o congestiones del sistema de transmisión en el largo plazo, considerando la expansión de la transmisión resultante del PPT, el cual forma parte de las actividades del siguiente PT.

Por lo tanto se puede resumir que el Análisis Energético es el camino utilizado para realizar el diagnóstico en el largo plazo y que por el carácter cíclico del desarrollo del PT, existe una marcada dependencia entre el PPT y el Informe de Diagnóstico.

1.3 Enfoque del Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo

1.3.1 General

Dado que la incertidumbre en la realización de los proyectos de demanda y de oferta de generación crece conforme se extiende el horizonte de evaluación, el Análisis Energético en el diagnóstico del SEIN ha sido realizado bajo un enfoque que considera dos horizontes de estudio definidos según la Norma [5], los cuales se muestran en la figura Fig. 1.4. A continuación se describe cada uno de ellos.

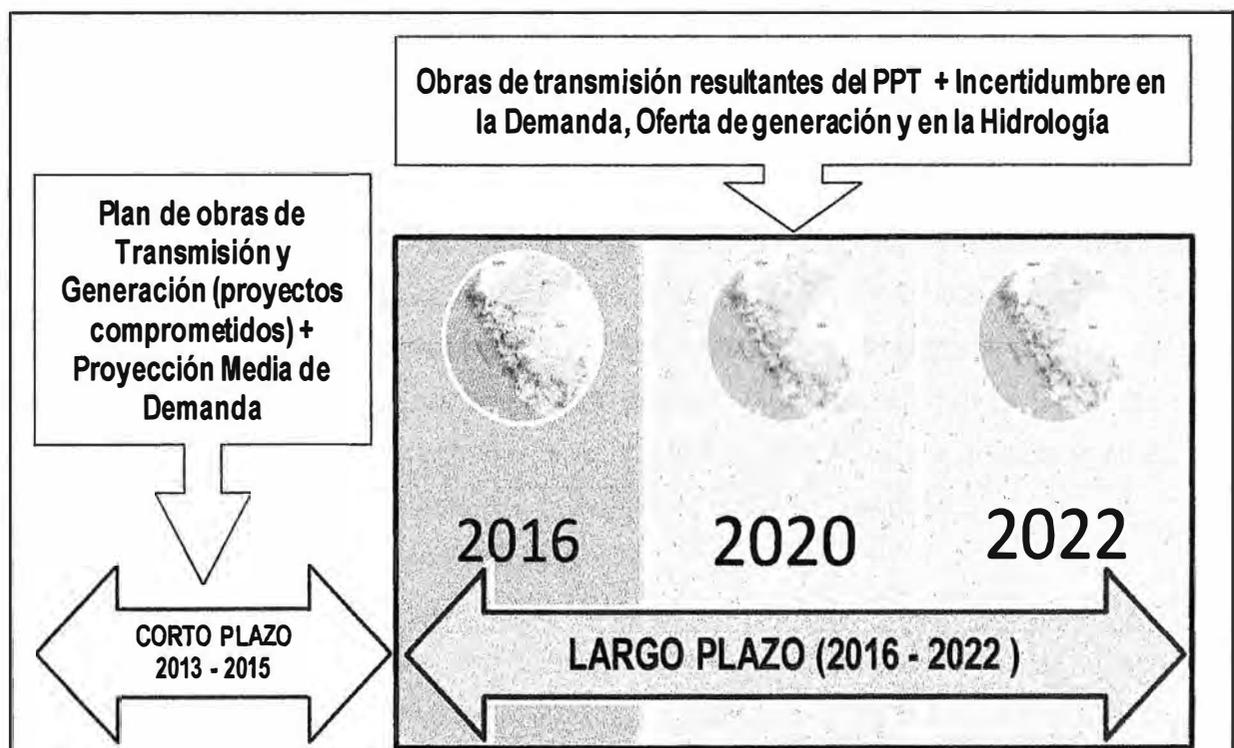


Fig. 1.4: Periodos del Informe de Diagnóstico

- (i) Corto Plazo (2013-2015): Período en el cual la evolución de la demanda y de la oferta de generación tiene alta certidumbre de ocurrencia, ya que comprende proyectos en marcha o con alto grado de maduración. En este periodo la evaluación del SEIN se realiza utilizando metodologías determinísticas.

- (ii) **Largo Plazo (2016 – 2022):** En este período la evolución del SEIN está sujeto a mayor incertidumbre en la demanda (crecimiento vegetativo por zonas, oportunidad de puesta en marcha de grandes proyectos de demanda, etc.), y en la oferta de generación (ubicación, tipo y oportunidad de puesta en operación). También así, la hidrología es considerada una incertidumbre adicional.

Tal como se muestra en la figura Fig. 1.4, el diagnóstico en este período ha sido realizado sobre tres años de corte (2016, 2020 y 2022), utilizando para ello una metodología que considera la evaluación bajo incertidumbres.

En el presente Informe de Ingeniería se explica el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN realizado para evaluar el desempeño del sistema de transmisión frente a las incertidumbres en la demanda, oferta de generación y en la hidrología.

Para efectos de desarrollo, el Análisis Energético involucra tres partes:

- Información y los Procesos Básicos.
- Planteamiento de futuros, combinación de futuros y simulaciones energéticas.
- Resultados del Análisis Energético.

En la figura Fig. 1.5 se muestra el diagrama de flujo de procesos para el Análisis Energético. Se aprecia que utilizando la información disponible en la primera parte se ha definido, el plan de obras de transmisión sobre el cual se realiza la evaluación, las proyecciones determinísticas de la demanda, el plan de obras de generación y las opciones de oferta para el largo plazo.

En la segunda parte se ha elaborado los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología, los cuales se han combinado y en conjunto con el plan de obras transmisión se han obtenido los escenarios de estudio y a partir de éstos se han formulado casos para la simulación con el modelo PERSEO. Finalmente luego de efectuar un gran número de simulaciones corresponde también a esta parte, el procesamiento de los resultados.

La tercera y última parte corresponde a la interpretación, análisis y presentación de los resultados. A continuación se describe brevemente cada uno de ellos.

1.3.2 Información y Procesos Básicos

En la figura Fig. 1.5 se aprecia que las obras de transmisión (resultados del PPT [2], el PTT, y las ampliaciones de los concesionarios de transmisión) y la información suministrada por los agentes sobre proyectos de demanda y de oferta de generación, se procesa para obtener:

- El plan de obras de transmisión.
- Las proyecciones determinísticas de demanda.
- Programa de obras de generación y opciones de generación para el largo plazo.

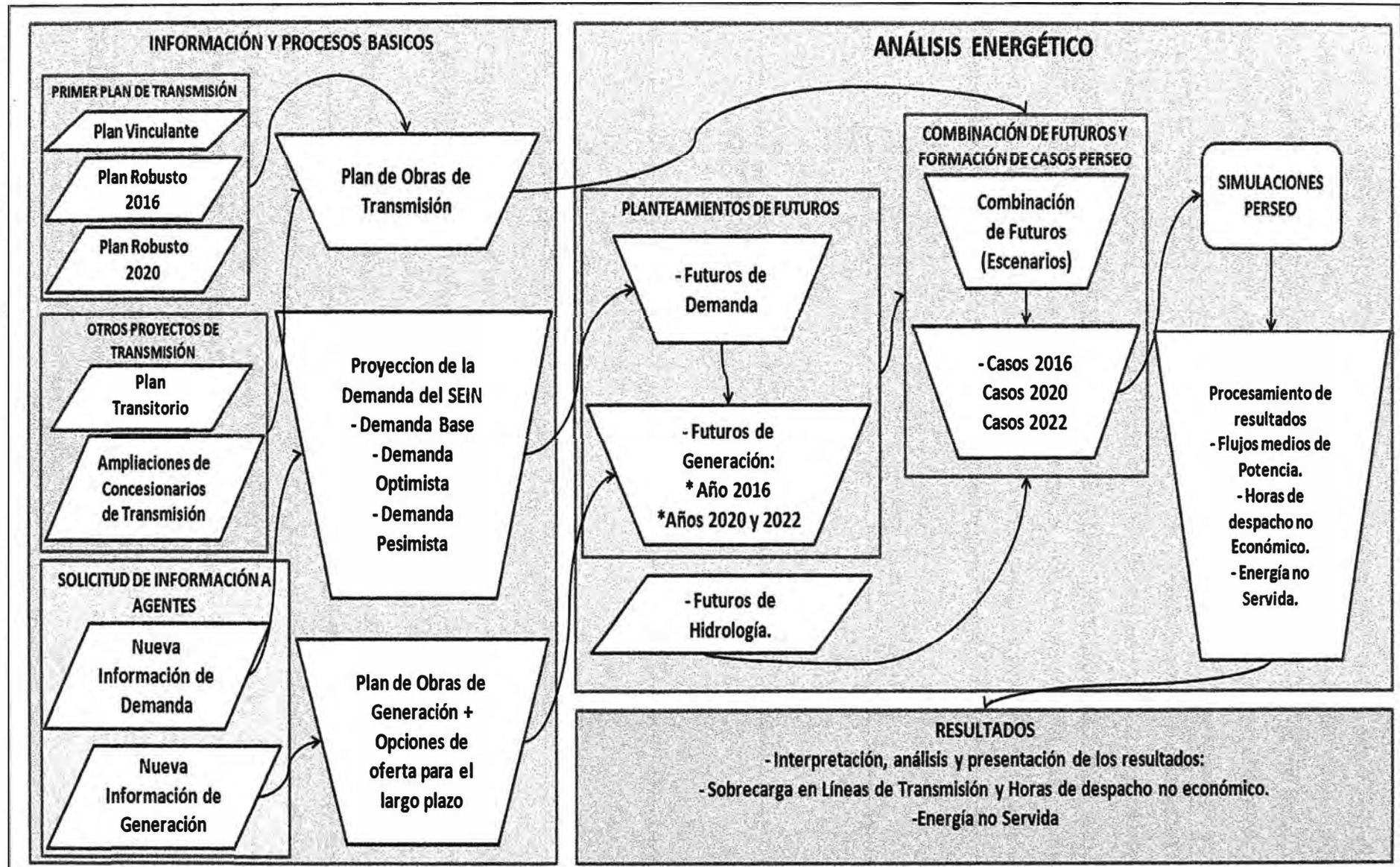


Fig. 1.5: Diagrama de procesos para el Análisis Energético

Asimismo, se aprecia que las proyecciones determinísticas de la demanda y las opciones de oferta de generación son parte primordial para la posterior elaboración de los futuros de demanda y los futuros de la oferta de generación, los cuales son posteriormente utilizados para la formulación de casos de simulación para el modelo PERSEO.

1.3.3 Análisis Energético

El Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN ha sido desarrollado utilizando una metodología basada en “incertidumbres”. Para lo cual se parte de la premisa de que en el largo plazo el futuro de una variable no está definido, pero que sí se encuentra en un rango de variación.

Estas variables se denominan “incertidumbres” y, tal como se ha mencionado en el acápite 1.1, son la demanda, la oferta de generación y la hidrología.

La figura Fig. 1.6 muestra el rango de variación considerado para la demanda del año de corte 2020, apreciándose la variación en magnitud de acuerdo a las zonas del SEIN.

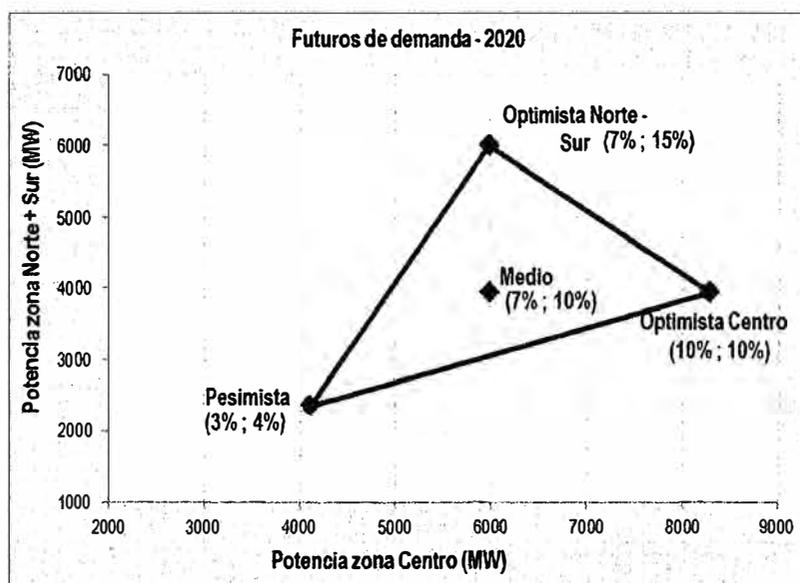


Fig. 1.6: Rango de variación de los futuros de la variable demanda

De la misma manera se obtiene un rango de variación para los futuros de oferta de generación. Según la figura Fig. 1.6 estos futuros de oferta están en función a los futuros de demanda y a la vez consideran las opciones planteadas para el largo plazo, las cuales están acorde al grado de maduración, tamaño y ubicación, lo que resulta relevante para el diagnóstico de la transmisión.

1.3.4 Resultados

Es necesario indicar que se define como “Año de Corte” a los años en que se concentra el interés de los resultados del Análisis Energético en el periodo de largo plazo, estos se definieron en función a la Norma [5], ya que según ésta, los años extremos del periodo de largo plazo del Informe de Diagnóstico [1] son los años 2016 y 2022. El año 2020 se definió como año de corte porque fue el año horizonte del Primer Plan de Transmisión.

Como resultados del Análisis Energético se presentan indicadores para la evaluación del desempeño del sistema de transmisión del SEIN en los años de corte mencionados, considerando los resultados del PPT (los planes robustos 2016 y 2020, y el plan vinculante), pero en el marco de las nuevas condiciones de demanda y oferta de generación consideradas en el Informe de Diagnóstico. Estos indicadores son: Carga Porcentual en líneas de transmisión, Número de horas de congestión y Energía no Servida (ENS).

1.4 Objetivo del Informe

El presente Informe de Ingeniería tiene como objetivo resumir y analizar de manera detallada Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN, el cual formó parte del Informe de Diagnóstico [1].

En ese sentido, el presente Informe tiene por objetivo explicar la fase previa al Análisis Energético, llamada “Información y Procesos Básicos”, conformada por las proyecciones determinísticas de la demanda, las opciones de oferta de generación para el largo plazo y el plan de obras de transmisión.

Asimismo, como parte del Análisis Energético, se tiene por objetivo explicar los criterios y metodología en la formulación de los futuros de las incertidumbres en la demanda, la oferta de generación y en la hidrología.

Finalmente, el presente Informe tiene por objetivo explicar los criterios utilizados para evaluar el sistema de transmisión mediante el análisis de los resultados de las simulaciones energéticas de la operación del sistema y mostrar los principales problemas identificados en el sistema de transmisión.

1.5 Alcances del Informe

El presente Informe de Ingeniería tiene como alcance realizar una comparación de las proyecciones determinísticas de la demanda, a fin de visualizar su diferencia e influencia en los futuros de demanda.

Asimismo, se explicará detalladamente la elaboración de los futuros de oferta de generación y como se relacionan éstos con los futuros de demanda, tomando en cuenta los proyectos de oferta de generación candidatos en el largo plazo.

Se identificará en que escenarios de demanda y oferta de generación se ha producido las condiciones extremas de sobrecarga en el sistema de transmisión.

Finalmente, el presente Informe de Ingeniería plantea hacer una explicación del comportamiento de la generación en los escenarios con un sistema de transmisión ideal. Asimismo se plantea realizar un estimado de la reserva de generación en ciertos escenarios de demanda, de oferta de generación, y de hidrología, los cuales serán identificados bajo premisas de costo de operación.

CAPITULO II

INFORMACIÓN Y PROCESOS BASICOS PARA EL ANÁLISIS ENERGÉTICO

2.1 Información y Procesos Básicos para el Análisis Energético

La recopilación, el análisis y el procesamiento de la información utilizada para el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN, constituyen parte importante en la realización del presente informe.

En efecto, la información obtenida de proyectos de demanda, oferta de generación y expansión del sistema de transmisión, ha constituido parte importante para realizar los procesos básicos con los cuales se ha realizado el Análisis Energético.

2.1.1 Fuentes de Información

La información para el Análisis Energético tiene su origen en la información enviada por los Agentes y de otras fuentes, sobre proyectos de demanda, oferta de generación y transmisión.

A continuación se explica el origen de la Información utilizada en la realización de los Procesos Básicos para el Análisis Energético:

a) Información relevante para la proyección de la Demanda

Para la Proyección de la demanda se ha utilizado:

- (i) Registros históricos de medidores de energía de cada 15 minutos del año 2009 de los principales clientes libres y clientes regulados.
- (ii) Proyección de largo plazo del Producto Bruto Interno (PBI).
- (iii) Proyección de los requerimientos de energía y potencia de los principales proyectos de demanda enviada por los Agentes promotores de estos.
- (iv) Cartera estimada de proyectos de inversión en minería disponible en el portal web del MINEM.

b) Información relevante para la expansión de la Generación

Para la expansión de la generación se ha utilizado:

- (i) Información sobre proyectos de generación enviada por los Agentes.
- (ii) Información de proyectos de generación de Reserva Fría disponible en el portal web de PROINVERSIÓN.
- (iii) Información de la primera subasta de suministros de electricidad con recursos energéticos renovables (RER), publicada en el portal web de OSINERGMIN.

- (iv) Información de proyectos de generación que cuentan con concesión definitiva, concesión temporal, o autorización, disponible en el portal web del MINEM [11].

c) Información relevante para el sistema de transmisión

La información utilizada para elaborar el plan de obras de transmisión proviene de las siguientes fuentes:

- (i) Proyectos de transmisión resultantes del estudio PPT: Plan Vinculante, Plan Robusto 2020 y Plan Intermedio 2016.
- (ii) Información enviada por los Agentes sobre sus proyectos de transmisión.
- (iii) Proyectos de ampliaciones firmados entre el MINEM y empresas concesionarias de transmisión.
- (iv) Información de proyectos de transmisión del PTT, disponible en el portal web de PROINVERSIÓN.

Como se explicará más adelante, para el diagnóstico de largo plazo, el sistema de transmisión no varía en el año de corte en evaluación, a diferencia de las variables demanda y oferta de generación, las cuales son incertidumbres y pueden presentar una variedad de futuros.

En efecto, el Análisis Energético ha tenido como finalidad evaluar el desempeño del sistema de transmisión en el largo plazo ante a las incertidumbres mencionadas, así como a la incertidumbre en la hidrología.

2.1.2 Procesos Básicos

Tal como se aprecia en la figura Fig. 1.5, los Procesos Básicos están asociados a las proyecciones determinísticas de la demanda, el plan de obras de generación (incluyendo las opciones de oferta para el largo plazo), y al plan de obras de transmisión. Estos han sido la base para el desarrollo del Análisis Energético.

a) Proyecciones determinísticas de la demanda

Las proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN utilizadas en el Informe de Diagnóstico fueron elaboradas en función a la Norma [5], la cual establece que se debe realizar estas proyecciones para tres hipótesis de crecimiento, las cuales son:

- (i) Hipótesis de crecimiento medio de la demanda (Hipótesis Base): Esta hipótesis es formulada como la de mayor certidumbre de ocurrencia en el horizonte de estudio y sobre las cuales se formulan las otras dos hipótesis.
- (ii) Hipótesis de crecimiento alto de la demanda (Hipótesis Optimista): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de alta demanda en el horizonte de estudio.
- (iii) Hipótesis de crecimiento bajo de la demanda (Hipótesis Pesimista):

Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de baja demanda en el horizonte de estudio.

Además de las tres proyecciones de demanda elaboradas en base a estas hipótesis, adicionalmente ha sido necesario desarrollar dos proyecciones extremas de demanda; una Muy Optimista y otra Muy Pesimista, elaboradas a partir de las proyecciones Optimista y Pesimista respectivamente.

En virtud a que la metodología descrita en la Norma [5] exige la combinación de los escenarios de demanda para obtener los futuros de esta incertidumbre, se han utilizado las proyecciones de demanda Base, Muy Optimista y Muy Pesimista.

Las proyecciones de demanda Base, Muy Optimista, y Muy Pesimista, utilizadas para la elaboración de los futuros de demanda se muestran en el Anexo B. Asimismo, como referencia también se muestran las proyecciones Optimista y Pesimista. Aunque estas dos proyecciones no han sido utilizadas en la elaboración de los futuros, han sido necesarias para obtener las proyecciones más extremas.

Tal como se muestra en la figura Fig. 2.1, la estructura de cargas para cada proyección de demanda, ha sido realizada siguiendo los criterios y la metodología establecidos en la Norma [5].



Fig. 2.1: Estructura de cargas para cada proyección de la demanda

A continuación se analiza en detalle la proyección de la demanda de las “Cargas Vegetativas” y de los “Grandes Proyectos”, ya que estos son los componentes de mayor importancia en la demanda del SEIN.

Proyección de la demanda de las Cargas Vegetativas

Esta proyección se ha realizado mediante una metodología econométrica, siguiendo lo establecido en la Norma [5]. En la figura Fig. 2.2 se muestra las variables que conforman la proyección econométrica.

La principal variable en el Modelo Econométrico de Corrección de Errores es la proyección del Producto Bruto Interno (PBI), esta proyección se ha realizado para los escenarios Base, Optimista y Pesimista. A partir de estos últimos ha sido necesario desarrollar dos escenarios extremos de PBI adicionales, uno Muy Optimista y el otro Muy Pesimista.

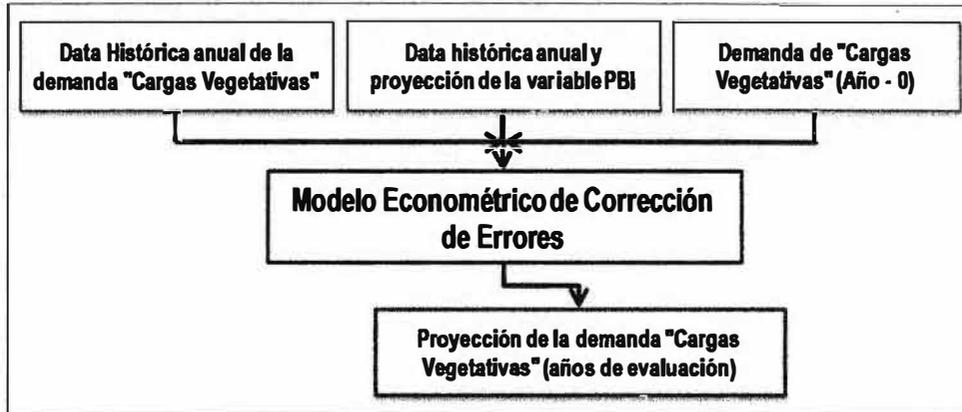


Fig. 2.2: Estructura de la proyección de la demanda de Cargas Vegetativas
 En la TABLA N° 2.1 se muestra la proyección de la variación del PBI, así como las proyecciones Base, Muy Optimista y Muy Pesimista de la demanda de las Cargas Vegetativas, resultado de aplicar el Modelo Econométrico de Corrección de Errores.

TABLA N° 2.1: Proyecciones de demanda de las Cargas Vegetativas

Año	MUY OPTIMISTA			BASE			MUY PESIMISTA		
	% ΔPBI	GW h	MW	% ΔPBI	GW h	MW	% ΔPBI	GW h	MW
2010	7%	24276	3663	7%	24276	3663	7%	24276	3663
2011	8%	26178	3950	4%	25648	3870	-1%	24874	3753
2012	10%	28689	4329	5%	27256	4113	-1%	25374	3829
2013	10%	31588	4767	6%	29092	4390	-1%	25799	3893
2014	11%	34988	5280	6%	31050	4685	-1%	26235	3959
2015	12%	38939	5876	5%	33096	4994	-1%	26703	4029
2016	12%	43287	6532	5%	35208	5313	-1%	27212	4106
2017	10%	47615	7185	5%	37271	5624	-1%	27591	4163
2018	10%	52231	7882	5%	39447	5953	-1%	27966	4220
2019	11%	57346	8654	5%	41754	6301	-1%	28344	4277
2020	11%	62776	9473	5%	44054	6648	-1%	28641	4322
2021	11%	68649	10359	5%	46406	7003	-1%	28959	4370
2022	10%	74962	11312	5%	48812	7366	-1%	29220	4409
% CRECIMIENTO PROMEDIO 2010-2022	9.9%			6.0%			1.6%		

En la figura Fig. 2.3 se muestra la comparación de las proyecciones Base, Muy Optimista, y Muy Pesimista de la demanda en energía de las Cargas Vegetativas.

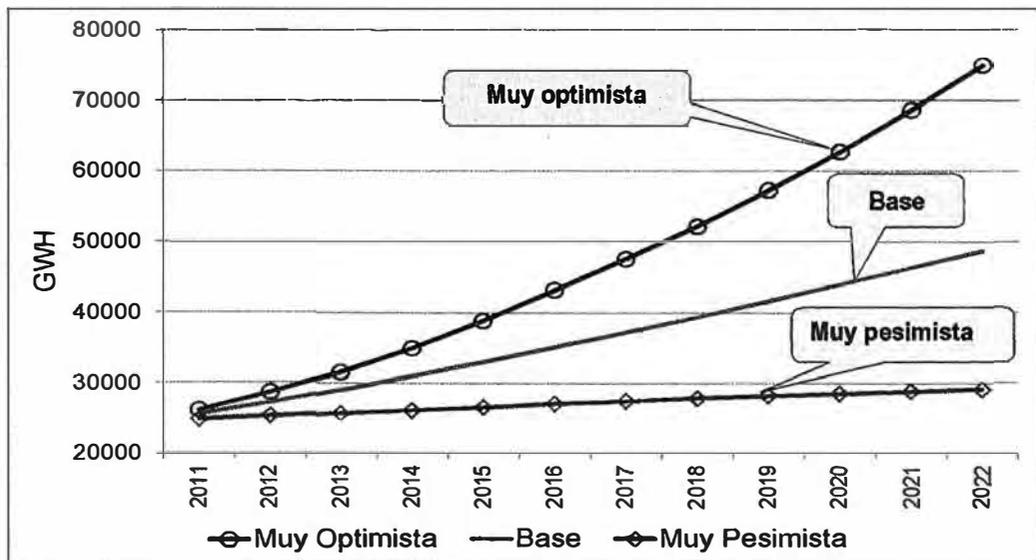


Fig. 2.3: Proyección econométrica de la Carga Vegetativa

En el Anexo A se muestran los resultados de aplicar el Modelo Econométrico para la proyección de la carga Vegetativa para los escenarios Base, Muy optimista, y Muy pesimista, mostrando todas las variables involucradas. También se incluye como referencia las proyecciones Optimista y Pesimista.

Proyección de la demanda de Grandes Proyectos

La TABLA N° 2.2 muestra el listado de grandes proyectos de demanda, elaborado en base a las fuentes de información que se han descrito en el acápite 2.1.1.

La proyección de la energía y potencia de los Grandes Proyectos, se ha realizado siguiendo los criterios y metodología establecidos en la Norma [5], utilizando para ello la información recopilada de los Agentes promotores de estos proyectos.

TABLA N° 2.2: Listado de Grandes Proyectos

ZONA	N°	PROYECTO	ESTADO
NORTE	1	Bayovar	Ampliación
	2	Ampliación Cemento Pacasmayo	Ampliación
	3	Minas Conga	EIA Aprobado
	4	Ampliación de Sider Peru	(*)
	5	Yanacocha Verde	(*)
	6	Yanacocha sulfides	(*)
	7	Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C° Negro	(*)
	8	Magistral	Exploración
	9	Galeno	Exploración
	10	La Granja	Exploración
	11	Chaquicocha Sur Mill	Exploración
	12	Cañariaco	Exploración
	13	Michiquillay	Exploración
	14	Río Blanco	Exploración
	15	Hilarión	Exploración
CENTRO	16	El Brocal (Colquijirca)	Ampliación
	17	Ampliación Shougang Hierro Perú	Ampliación
	18	Ampliación Antamina	Ampliación
	19	Toromocho	EIA Aprobado
	20	Marcobre (Mina Justa)	EIA Aprobado
	21	Ampliación Quimpac (Oquendo)	(*)
	22	Ampliación Cemento Andino	(*)
	23	Pukaqaqa (Milpo)	Exploración
	24	Haquira	Exploración
SUR	25	Expansión de la concentradora Cuazone	Ampliación
	26	Ampliación de la concentradora Toquepala	Ampliación
	27	Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre	Ampliación
	28	Quellaveco	EIA Aprobado
	29	Constancia	EIA Aprobado
	30	Antapacay	EIA Aprobado
	31	Tantahuatay	EIA Aprobado
	32	Proyecto Tía María	EIA Evaluación
	33	Las Bambas (Apurímac)	EIA Evaluación
	34	Mina Chapi	(*)
	35	Hierro Apurímac 2	(*)
	36	Los Chancas (Apurímac)	Exploración
	37	Quechua	Exploración
	38	Hierro Apurímac	Exploración
	39	Chucapaca	Exploración
	40	Pampa de Pongo	Exploración
	41	Corani	Exploración
	42	Los Calatos	Exploración

(*): Informado por la empresa promotora del proyecto.

Es importante resaltar que en la elaboración del escenario de demanda Optimista, por falta de información ha sido necesario estimar los requerimientos de energía y potencia de algunos proyectos, particularmente en aquellos que se encuentran en fase de exploración.

La estimación de energía y potencia de estos proyectos sin información se ha realizado comparando su costo de inversión con los costos de inversión de otros proyectos similares. En la TABLA N° 2.3 se muestra el costo de inversión estimado de los principales proyectos mineros en exploración [3].

Asimismo, en el Anexo A se muestra la magnitud de la demanda en energía (GWH) y potencia (MW) de los Grandes Proyectos considerados en cada escenario.

En la figura Fig. 2.4 se muestra a manera referencial el grado de maduración de algunos de los Grandes Proyectos de la TABLA N° 2.2, ordenados desde las ampliaciones previstas, seguido por los que cuentan con estudio de Impacto ambiental aprobado y en revisión, hasta los que están en etapa de exploración [3].

Cabe resaltar que en la elaboración de los escenarios de demanda de los Grandes Proyectos se ha considerado su grado de maduración, para que de esta manera con respecto a la fecha de ingreso de los proyectos del escenario Base, retrasar el ingreso en algunos proyectos para obtener los escenarios Pesimista y Muy Pesimista, y adelantar la fecha de ingreso en otros para obtener los escenarios Optimista y Muy Optimista.

TABLA N° 2.3: Inversión estimada de proyectos mineros en exploración [3].

Proyecto en Exploración	Departamento	Metal Principal	Inicio de operación (estimado)	Estimado de Inversión (US\$ millones)
Río Blanco	Piura	Cobre	2015	1440
Galeno	Cajamarca	Cobre	2014	2500
La Granja	Cajamarca	Cobre	2014	1000
Michiquillay	Cajamarca	Cobre	2016	700
Chaquicocha	Cajamarca	Oro	Por definir	400
Quechua	Cusco	Cobre	2013	490
Pukaqaqa	Huancavelica	Cobre	Por definir	300
Hilarion	Ancash	Zinc	2013	300
Cerro Coopane	Cusco	Hierro	Por definir	Por definir
Pampa de Pongo	Arequipa	Hierro	2012	3280
Corani	Puno	Plata	2014	428
Magistral	Ancash	Cobre	2012	402
Cariariaco	Lambayeque	Cobre	Por definir	1200
Hierro Apurimac	Arequipa	Hierro	Por definir	2300
Los Chancas	Apurimac	Cobre	2013	1200
Haqaira	Apurimac	Cu-Mo-Au	2013	301
Shahuindo	Cajamarca	Oro	2012	90
Chucapaca	Moquegua	Oro	2015	700
Los Calabos	Moquegua	Cobre-Mo	Por definir	2200

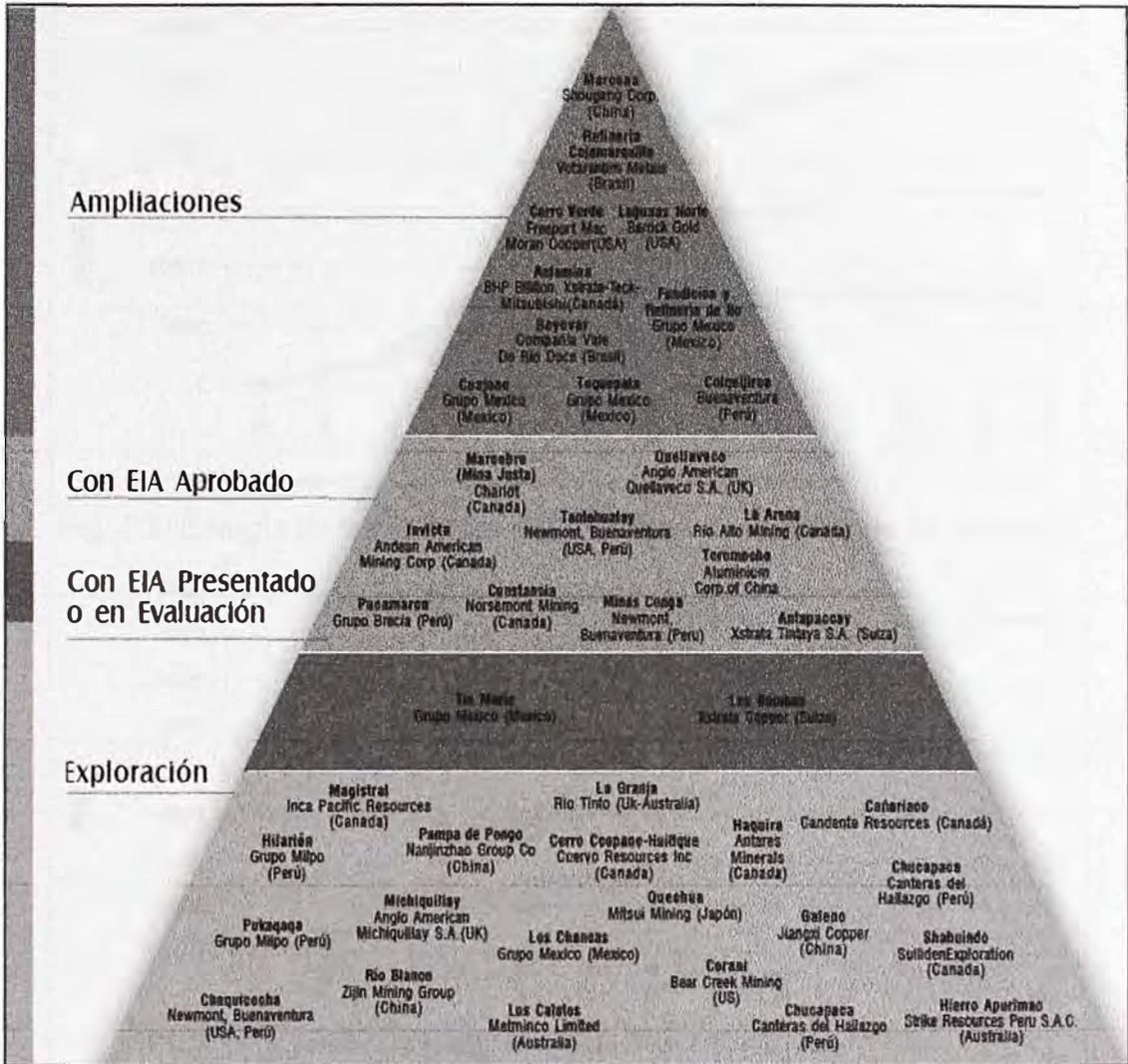


Fig. 2.4: Proyectos de inversión minera agrupados por grado de maduración [3].

En la TABLA N° 2.4 se muestran las proyecciones de la demanda en energía y potencia de los Grandes Proyectos en los escenarios Base, Muy Optimista y Muy Pesimista.

TABLA N° 2.4. Proyección de demanda de Grandes Proyectos.

AÑO	Muy Optimista		Base		Muy Pesimista	
	GWH	MW	GWH	MW	GWH	MW
2010	104	10	104	10	104	10
2011	1150	133	1013	121	1013	121
2012	2787	373	2101	279	2101	279
2013	6654	899	5574	750	3533	470
2014	10666	1463	9084	1249	5367	724
2015	15233	1976	12118	1533	6946	864
2016	19405	2527	12960	1641	7731	964
2017	22297	2917	14272	1844	7731	964
2018	24622	3271	14593	1887	7881	981
2019	25868	3428	15253	1995	7881	981
2020	27566	3670	16250	2137	7881	981
2021	27816	3702	16495	2171	7951	990
2022	27816	3702	16495	2171	7951	990

En las figuras Fig. 2.5 y Fig. 2.6 se muestra gráficamente la comparación de estas proyecciones en energía y potencia, respectivamente.

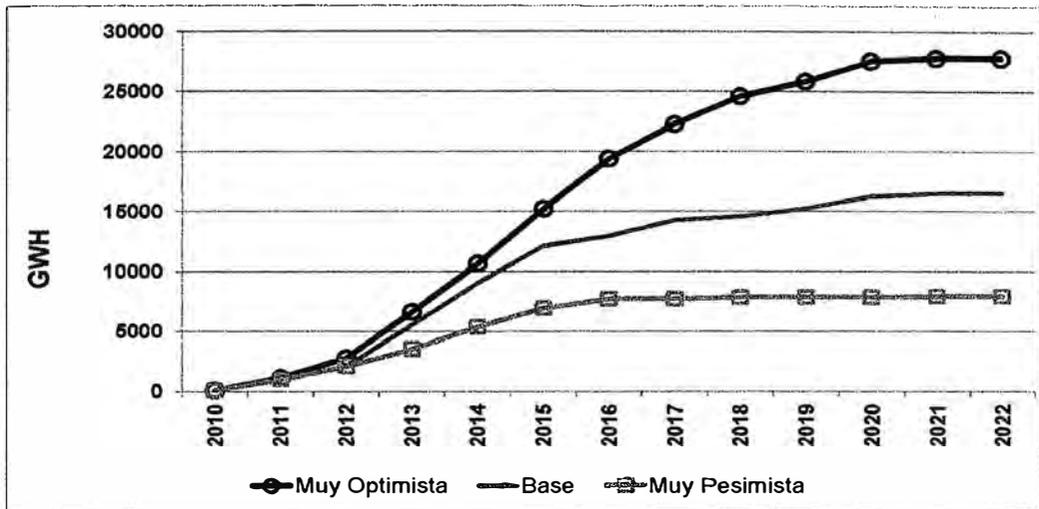


Fig. 2.5: Energía de los Grandes Proyectos en los escenarios de demanda

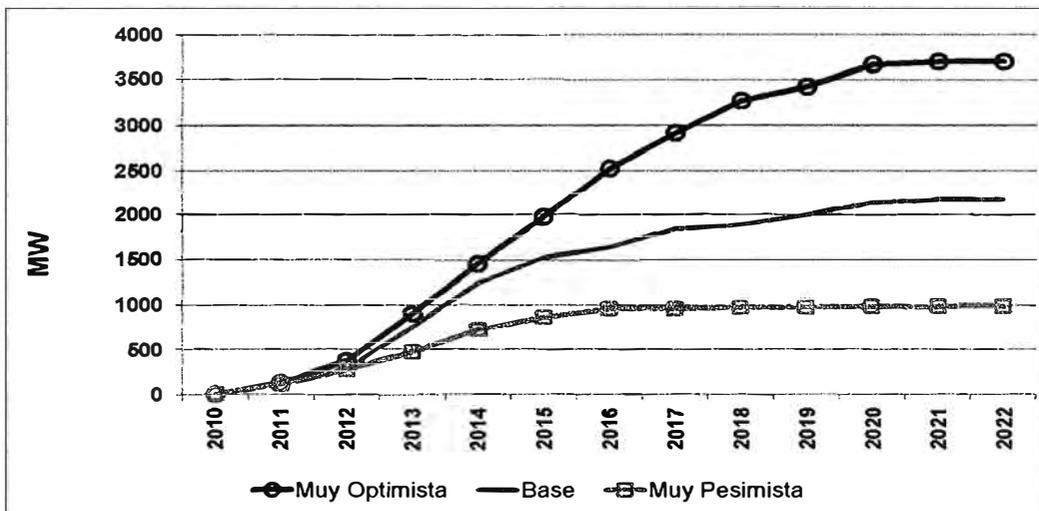


Fig. 2.6: Potencia de los Grandes Proyectos en los escenarios de demanda

Es importante resaltar la gran diferencia en las proyecciones de la demanda de los Grandes Proyectos. Tal como se aprecia en las figuras Fig. 2.5 y Fig. 2.6, las proyecciones extremas (Muy Optimista y Muy Pesimista) difieren respecto a la proyección Base (Media) en el último año del periodo de largo plazo, en aproximadamente 10000 GWh en energía y 1500 MW en potencia.

Este resultado es significativo para las proyecciones determinísticas de la demanda global del SEIN, así como para la formulación de los futuros de demanda.

De igual manera cabe resaltar que cada una de las proyecciones de la demanda de los Grandes Proyectos mencionadas anteriormente está conformada por proyectos de demanda ubicados en las zonas Norte, Centro y Sur del SEIN.

Tal como se aprecia en el Anexo A, la desagregación por zonas de las proyecciones de la demanda de Grandes Proyectos hace notar que en la zona Sur se concentra la mayor demanda de esta componente, especialmente en la proyección Muy Optimista, en la cual la demanda de los Grandes Proyectos alcanza los 1500 MW en el año 2022.

Asimismo, en el Anexo A también se aprecia que la demanda de los Grandes Proyectos de la zona Norte tiene una importante contribución en la proyección Muy Optimista, la cual alcanza aproximadamente los 1400 MW.

Proyección de la demanda del SEIN

Para obtener la proyección de la demanda del SEIN, a las proyecciones de la demanda de Cargas Vegetativas y de Grandes Proyectos analizados anteriormente, se le adicionan las Cargas Especiales y las Cargas Incorporadas, las cuales se muestran en el Anexo B

En la TABLA N° 2.5 se muestra de manera resumida las proyecciones en energía y potencia de la demanda del SEIN. Cabe resaltar que la diferencia entre los porcentajes de crecimiento promedio de las proyecciones extremas con respecto a la proyección Base está en el orden de 4%.

TABLA N° 2.5: Proyecciones de la demanda del SEIN

Año	MUY OPTIMISTA				BASE				MUY PESIMISTA			
	GWh	% crec. GWh	MW	% crec. MW	GWh	% crec. GWh	MW	% crec. MW	GWh	% crec. GWh	MW	% crec. MW
2010	32438	8%	4821	8%	32438	8%	4821	8%	32438	8%	4821	8%
2011	35729	10%	5060	10%	35052	8%	4967	7%	34266	6%	4848	5%
2012	40021	12%	5677	12%	37869	8%	5370	8%	35959	5%	5082	5%
2013	47009	17%	6820	17%	43374	15%	6100	14%	37960	6%	5337	5%
2014	54486	16%	7657	16%	48883	13%	6856	12%	40223	6%	5635	6%
2015	63177	16%	8743	14%	54085	11%	7440	9%	42346	5%	5842	4%
2016	71847	14%	9920	13%	57106	6%	7867	6%	43683	3%	6017	3%
2017	79291	10%	10959	10%	60648	6%	8385	7%	44183	1%	6092	1%
2018	86359	9%	11997	9%	63204	4%	8763	5%	44737	1%	6169	1%
2019	92801	7%	12925	8%	66201	5%	9216	5%	45107	1%	6227	1%
2020	100063	8%	13982	8%	69575	5%	9702	5%	45436	1%	6276	1%
2021	106304	6%	14915	7%	72238	4%	10098	4%	45857	1%	6337	1%
2022	112739	6%	15887	7%	74706	3%	10471	4%	46148	1%	6381	1%
% CRECIMIENTO PROMEDIO 2010-2022	10.9%		11.0%		7.2%		7.1%		3.0%		2.7%	

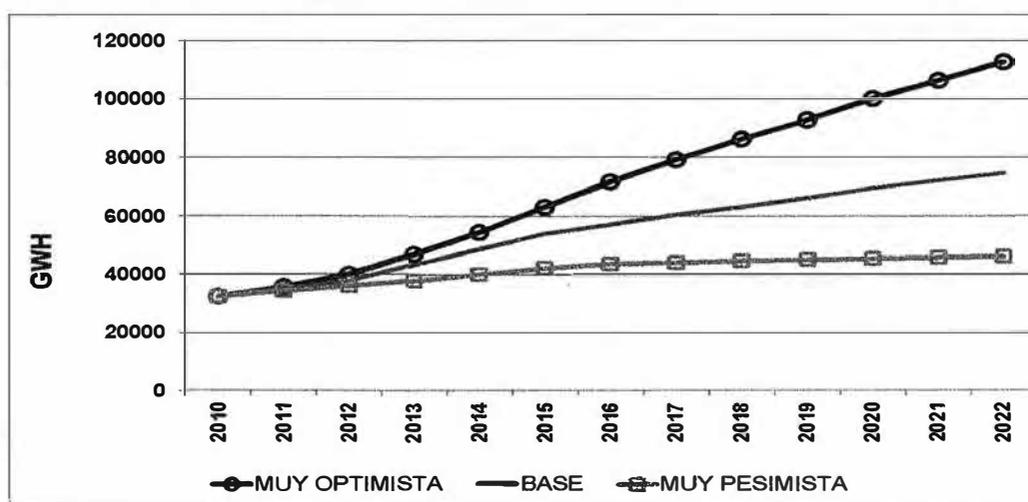


Fig. 2.7: Comparación de las proyecciones de la demanda del SEIN

En la figura Fig. 2.7 se muestra gráficamente la diferencia entre las proyecciones Muy Optimista y Muy Pesimista de demanda del SEIN con respecto a la Proyección Base, ésta diferencia será de gran importancia en el momento de formular los futuros de demanda

b) Plan de obras de generación y opciones de generación

La TABLA N° 2.6 muestra la oferta de generación en servicio al inicio del periodo de largo plazo. Esta lista se ha elaborado con la información descrita en el acápite 2.1.1.

TABLA N° 2.6: Obras de generación al inicio del periodo de largo plazo

ANO	PROYECTO	MW
2011	C.H. Purmacana - RER	2
2011	Central Biomasa Huaycoloro - RER	4
2011	C.T. de Generación de Emergencia en Mollendo (*)	60
2011	C.T. de Generación de Emergencia en Trujillo (*)	60
2011	C.H. Nueva Imperial - RER	4
2012	C.H. Pias I	13
2012	C.H. Huasahuasi II - RER	8
2012	Central Eólica Talara - RER	30
2012	Central Eólica Cupisnique - RER	80
2012	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado	293
2012	C.H. Huasahuasi I - RER	8
2012	C.H. Shima - RER	5
2012	Central Eólica Marcona - RER	32
2012	C. H. Yanapampa - RER	4
2013	C.H. Machupicchu II-Etapa	102
2013	Central Solar Panamericana - RER	20
2013	Central Solar Majes - RER	20
2013	Central Solar Repartición - RER	20
2013	Central Solar Tacna - RER	20
2013	C. H. Chancay - RER	19
2013	CC. HH. Angel I, II y III - RER	60
2013	C. H. Las Pizarras - RER	18
2013	C.T. Nueva Esperanza - (3 TGs - 45 MW) Gas Natural	135
2013	C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50 MW) - Gas Natural	200
2013	C.H. Huanza	91
2013	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1	198
2013	C.T. Fenix - TG1+ TG2 + TV (Ciclo combinado)	534
2013	C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado	262
2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Talara)	200
2013	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - SUR (Ilo)	400
2014	TURBO GAS DUAL D2/GasNatural - NORTE (Chiclayo)	200
2014	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TV - Ciclo Combinado	99
2014	C.H. Santa Teresa	91
2014	C.T. El Faro - TG - Gas Natural	169
2014	C.H. Quitaracsa	112
2014	C.H. Cheves	168
2015	C.H. La Virgen	64
2015	C.T. El Faro - TV - Ciclo Combinado	88
2015	C.H. Chaglla	400

(*): Fin de operación comercial considerada en diciembre del 2013.

En virtud a que en el periodo de largo plazo no se conoce la fecha de ingreso de los proyectos de generación, se ha elaborado opciones de oferta de generación en función a la información indicada en el acápite 2.1.1.

En las TABLAS N° 2.7 al 2.12 se muestra las opciones de oferta de generación para el largo plazo agrupadas en función a su grado de maduración u otra característica común.

TABLA N° 2.7: Centrales hidroeléctricas con concesión definitiva

NOMBRE	NOMBRE CORTO	TIPO	P (MW)
C.H. SAN GABAN I	SANGABAN1	Hidro	150.0
C.H. SANTA RITA	STA.RITA	Hidro	255.0
C.H. PUCARÁ	PUCARA 720	Hidro	130.0
C.H. TARUCANI	TARUCANI	Hidro	50.0

TABLA N° 2.8: Grandes centrales hidroeléctricas del oriente

NOMBRE	NOMBRE CORTO	TIPO	P (MW)
C.H. INAMBARI	INAMBARI	Hidro	2200.0
C.H. TAMBO 40	TAMBO40	Hidro	1286.0
C.H. MAINIQUE 1	MAINIQUE1	Hidro	607.0
C.H. PAQUITZAPANGO	PAQUITZAPANG	Hidro	2000.0
C.H. TAMBO 60	TAMBO60	Hidro	580.0

TABLA N° 2.9: Grandes centrales hidroeléctricas del norte

NOMBRE	NOMBRE CORTO	TIPO	P (MW)
C.H. VERACRUZ (CUMBA 4)	CUMBA4	Hidro	825.0
C.H. CHADIN (CH DEL NORTE)	CHADIN	Hidro	600.0

TABLA N° 2.10: Centrales hidroeléctricas con concesión temporal

NOMBRE	NOMBRE CORTO	TIPO	P (MW)
C.H. SAN GABÁN IV	SANGABAN4	Hidro	82.0
C.H. BELO HORIZONTE	B.HORIZONTE	Hidro	180.0
C.H. Santa Maria (Oreja de Perro)	STA.MARIA	Hidro	750.0
C.H. SAN GABÁN III	SANGABAN3	Hidro	187.9
C.H. CURIBAMBA	CURIBAMBA	Hidro	195.0
C.H. CHURO	CHURO	Hidro	35.5
C.H. PELAGATOS - PLATA	H-Pelagatos	Hidro	25.0
C.H. TAMBO 1	H-Tambo1	Hidro	54.0
C.H. Carhuac	H-Carhuac	Hidro	20.0

TABLA N° 2.11: Centrales sin concesión temporal o sin autorización

NOMBRE	NOMBRE CORTO	TIPO	P (MW)
C.H. OLMOS 1	OLMOS	Hidro	50.0
C.H. CAÑO	H-El Caño	Hidro	102.5
C.H. MARAÑON	MARANON	Hidro	88.3
C.H. LLUTA	LLUTA	Hidro	270.0
C.H. LLUCLLA	LLUCLLA	Hidro	240.0
C.H. CHEVES III	CHEVES3	Hidro	121.0
C.H. RETAMAL	RETAMAL	Hidro	188.6
C.H. ARICOTA III	ARICOTA3	Hidro	19.4
C.T. CC Trujillo a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Truj-2TG+TV1	Térmica	520.0
C.T. CC Ilo a Gas (2 TG + 1 TV) (*1)	Ilo -2TG+TV1	Térmica	520.0
C.T. CC Trujillo a Gas (2 TG + 1 TV) (*2)	Truj-2TG+TV2	Térmica	520.0
C.T. CC Trujillo a Gas (2 TG + 1 TV) (*3)	Truj-2TG+TV3	Térmica	520.0
C.T. CC Ilo a Gas (2 TG + 1 TV) (*2)	Ilo -2TG+TV2	Térmica	520.0
C.T. CC Ilo a Gas (2 TG + 1 TV) (*3)	Ilo -2TG+TV3	Térmica	520.0
C.T. CC Chilca (2 TG + 1 TV)	Chilc -2TG+TV	Térmica	520.0

Adicionalmente se ha planteado opciones de oferta de generación eólica según el Artículo N° 2 del Decreto Legislativo 1002 [9]. Este Artículo indica que el MI NEM establecerá cada cinco (5) años un porcentaje objetivo en que debe participar en el consumo nacional de electricidad, la electricidad generada a partir de RER, sin considerar es este porcentaje a las centrales hidroeléctricas. Tal porcentaje objetivo será hasta de 5%.

En ese sentido se ha considerado que ésta generación a partir de RER está conformada sólo por centrales eólicas y que el porcentaje objetivo es de 5%. En la TABLA N° 2.12 se muestra las centrales eólicas consideradas y su ubicación, así como el porcentaje de participación en la nueva generación en base a este recurso.

TABLA N° 2.12: Opciones de oferta de generación eólica

CENTRAL EÓLICA	% Factor de Participación (Fi) (1)	Criterio según Art N° 2 - DL 1002 (9)
EOL Ancash	6%	Fi * [5%*DemandaSEIN/8.76/0.3 - RERexistente]
EOL Arequipa	7%	
EOL Ica	43%	
EOL Lima	13%	
EOL Piura	31%	
Total	100%	Potencia Nominal dependiente del futuro de demanda

(1): % calculado a partir del listado de Concesiones Temporales de Generación disponible en setiembre de 2010.

Cabe resaltar que el porcentaje de participación mostrado en la TABLA N° 2.12 ha sido calculado considerando los proyectos de generación eólica presentes en el listado de concesiones temporales vigente [11].

c) Plan de Obras de Transmisión

En la TABLA N° 2.13 se muestra el plan de obras de transmisión para el periodo de corto plazo elaborado utilizando la información indicada en el acápite 2.1.1. Estas obras de transmisión se encuentran en servicio antes del inicio del periodo de largo plazo.

TABLA N° 2.13: Obras de transmisión presentes al inicio del periodo de largo plazo

FECHA	PROYECTO
2011	S.E. Piura Oeste: Transformador de 220/60/10 kV, 100/100/30 MVA.
2011	L.T. 220 kV Paragsha - Conococha y SS.EE. Asociadas.
2011	L.T. 220 kV Chilca - La Planicie - Zapallal
2011	L.T. 500 kV Chilca - Zapallal (simple circuito) y SS.EE. Asociadas.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
2011	L.T. 220 kV Huallanca - Cajamarca Norte (doble circuito).
2011	S.E. Huallanca: Transformador 220/138 kV - 100 MVA (ONAN).
2011	L.T. 220 kV Independencia - Ica (segundo circuito).
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Oroya Nueva - Pachachaca de 152 MVA a 250 MVA.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya a 505 MVA.
2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña de 152 MVA a 180 MVA.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV La Niña - Piura Oeste de 152 MVA a 180 MVA.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Independencia - Ica de 141 MVA a 180 MVA.
2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Ica - Marcona de 141 MVA a 180 MVA.
2012	L.T. 220 kV Conococha - Huallanca (doble circuito).
2012	Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 152 MVA a 180 MVA.
2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).
2012	S.E. Los Industriales 220/60 kV - 180 MVA
2012	L.T. 220 kV Alimentación a la S.E. Los Industriales
2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.
2012	S.E. Chiclayo Oeste: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
2012	S.E. Huacho: Ampliación de la Capacidad de Transformación.
2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.
2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE. Asociadas.
2012	L.T. 220 kV La Planicie - Los Industriales (doble circuito)
2013	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.
2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.
2013	L.T. 500 kV Trujillo - Chiclayo y SS.EE. Asociadas.
2014	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic y SS.EE. Asociadas.
2014	L.T. 138 kV Caclic - Moyobamba y SS.EE. Asociadas.
2014	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora (simple circuito) y S.E. Quencoro 220/138 kV - 50 MVA.
2014	L.T. 220 kV Onocora - Tintaya.

Asimismo, en la TABLA N° 2.14 se muestra las obras de transmisión resultantes del PPT. Estas obras de transmisión son consideradas para el periodo de largo plazo y se resumen en “Plan Robusto del año 2016”, “Plan Robusto del año 2020 y el plan de obras de transmisión condicionado al desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente.

Cabe resaltar que el sistema de transmisión para la conexión de las grandes CC.HH. del Oriente con el SEIN (red colectora) no forman parte del Plan Robusto del año 2020 ya que son condicionales y debido al tamaño de estas, se ha planteado que esté conformado por líneas de transmisión en 500 kV.

TABLA N° 2.14: Plan de obras de transmisión para el periodo de largo plazo

PLAN ROBUSTO DEL AÑO 2016	
1	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Chiclayo - Carhuaquero.
2	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca.
3	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Zapallal - Huacho - Paramonga
4	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva.
5	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra.
6	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Conococha - Paramonga Nueva.
PLAN ROBUSTO DEL AÑO 2020	
7	L.T. 500 kV Independencia - Marcona - Socabaya.
8	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Chiclayo - Carhuaquero.
9	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Zapallal - Huacho - Paramonga.
10	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca.
11	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Zapallal - Paramonga Nueva + Seccionamiento en Huacho.
12	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Pachachaca - OroyaNueva.
13	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV OroyaNueva - Carhuamayo.
14	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Tingo María - Vizcarra.
15	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Paragsha - Vizcarra.
16	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Vizcarra - Conococha.
17	Repotenciación al 60 % de la L.T. 220 kV Conococha - Paramonga Nueva.
18	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Onocora - Tintaya (de 180 a 234 MVA)
19	Repotenciación al 30 % de la L.T. 220 kV Ica - Marcona (de 180 a 234 MVA)
OBRAS DE TRANSMISIÓN ASOCIADAS A LA CONEXIÓN DE LAS CC.HH. DEL ORIENTE (*)	
20	L.T. 500 kV Chilca - Independencia (simple circuito).
21	L.T. 500 kV Inambari - Colectora Sur (doble circuito).
22	L.T. 500 kV Colectora Sur - Independencia (doble circuito).
23	L.T. 500 kV Colectora Sur - Colectora Centro (doble circuito).
24	L.T. 500 kV Paquizapango - Colectora Centro (doble circuito).
25	L.T. 500 kV Colectora Centro - Zapallal (doble circuito).
26	L.T. 500 kV Tambo 40 - Colectora Centro (simple circuito).
27	L.T. 500 kV Tambo 60 - Tambo 40 (simple circuito).

(*): Obras de transmisión que no forman parte de los planes robustos.

Con la finalidad de presentar detalladamente la ubicación eléctrica de los proyectos que conforman los planes de expansión de la transmisión referidos al Plan Robusto del año 2016 y al Plan Robusto del año 2020, en el Anexo C se muestran en los diagramas unifilares correspondientes. Asimismo en estos diagramas unifilares se incluye el proyecto del Plan Vinculante.

En la figura Fig. 2.8 se muestra el sistema de transmisión en 500 kV para la conexión de las grandes CC.HH. del Oriente con el SEIN, el cual es condicional a la construcción de estas centrales. Asimismo se muestra el sistema de transmisión en 500 kV correspondiente a los proyectos del PTT y al PPT (Plan Robusto del año 2020).

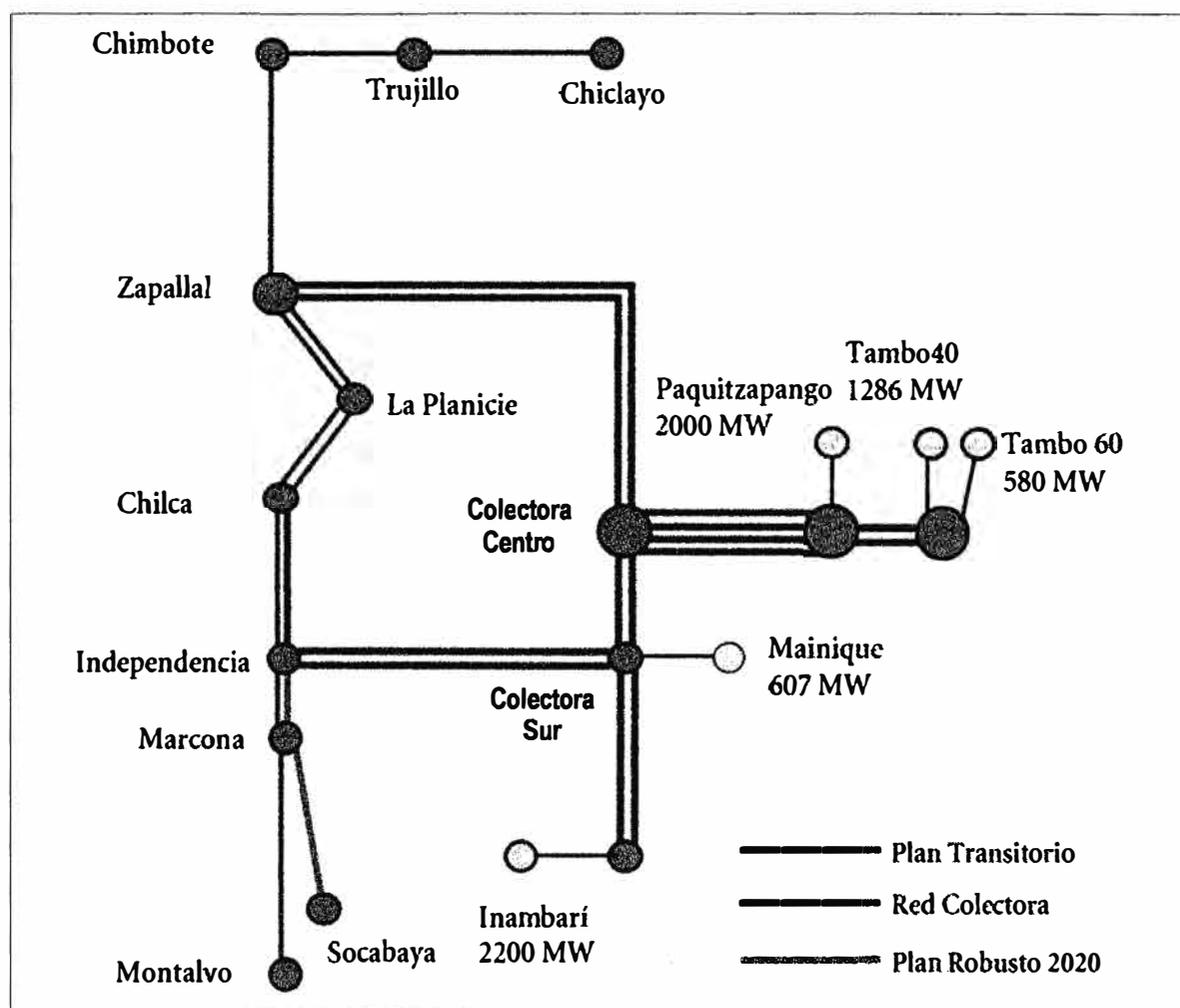


Fig. 2.8: Sistema de transmisión para la conexión de las centrales del Oriente

2.2 Descripción del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)

Para explicar los resultados del Análisis Energético se requiere describir de manera resumida la estructura del sistema de transmisión del SEIN. En principio, el SEIN se caracteriza por presentar tres zonas eléctricas diferenciadas: Norte, Centro y Sur, cada una, con un sistema de transmisión, un parque generador y una demanda característica. La siguiente descripción del SEIN se ha realizado con información estadística y de proyectos de generación, transmisión y de demanda vigente a setiembre de 2011.

2.2.1 Estructura del SEIN en el año 2011.

En la figura Fig. 2.9 se muestran las principales centrales del SEIN y los enlaces de interconexión entre las zonas en el año 2011. Se aprecia que la zona Norte se conecta con la zona Centro mediante la línea de 220 kV de doble circuito Paramonga Nueva – Chimbote, y que la línea de 220 kV de doble circuito Mantaro – Cotaruse – Socabaya conecta la zona Sur con la zona Centro.

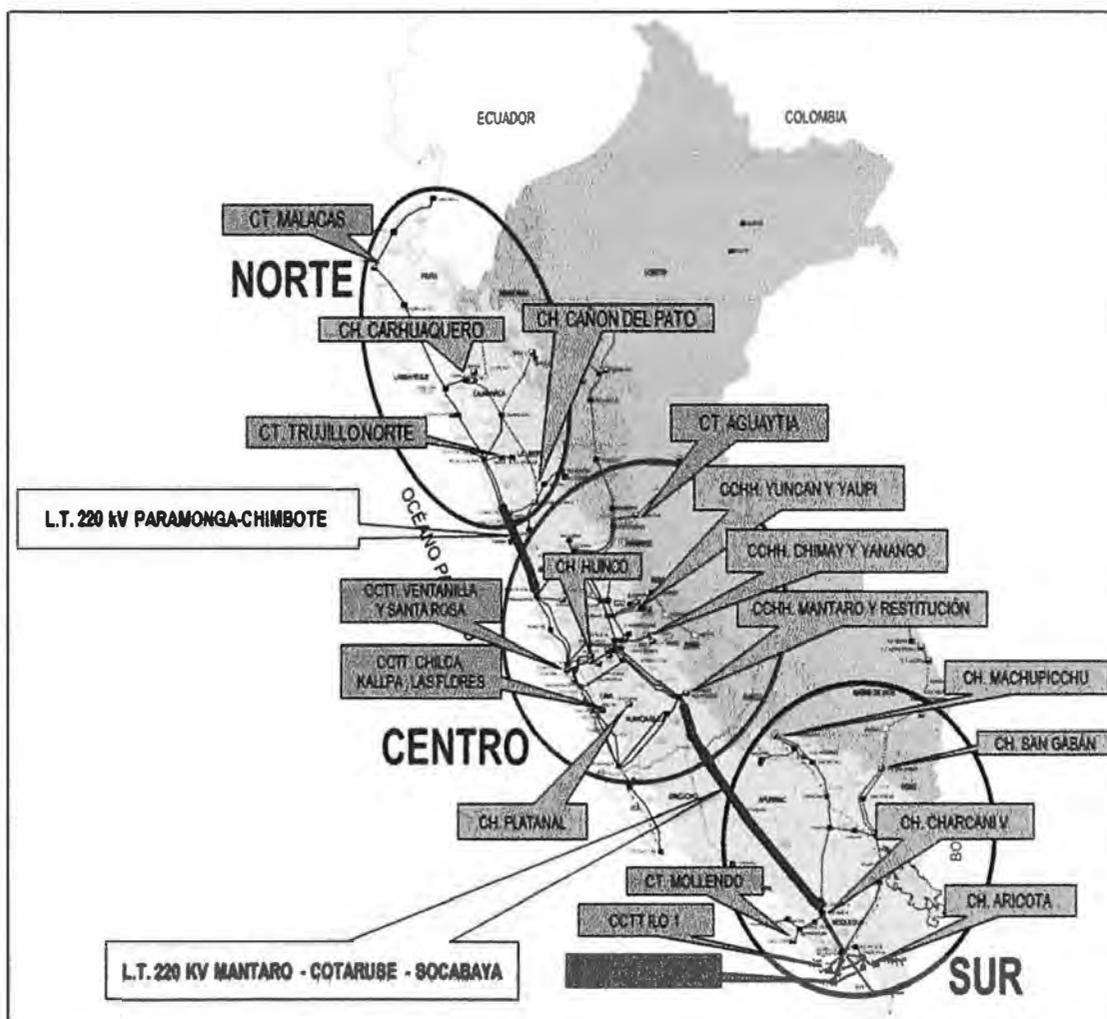


Fig. 2.9: Estructura del SEIN en el año 2011

a) Zona Norte en el año 2011

La zona Norte tiene un sistema de transmisión del tipo radial que abarca desde la subestación Chimbote hasta la subestación Zorritos. En la operación del SEIN la demanda de energía eléctrica en esta zona se cubre con la importación desde la zona Centro mediante la línea de 220 kV Paramonga Nueva – Chimbote (Enlace Centro-Norte).

La generación instalada en esta zona representa un valor menor a la demanda de energía eléctrica, esta característica se acentúa en la época de estiaje debido a la menor producción de las centrales hidroeléctricas Cañón del Pato y Carhuaquero, tal como se muestra en la figura Fig. 2.10.

La importación de energía eléctrica desde la zona Centro se incrementa en época de estiaje, tal como se muestra en la figura Fig. 2.11. Este incremento origina que el enlace Centro-Norte transporte el flujo máximo (360 MW medidos en Paramonga Nueva), el cual es controlado arrancando generación térmica local de mayor costo variable.

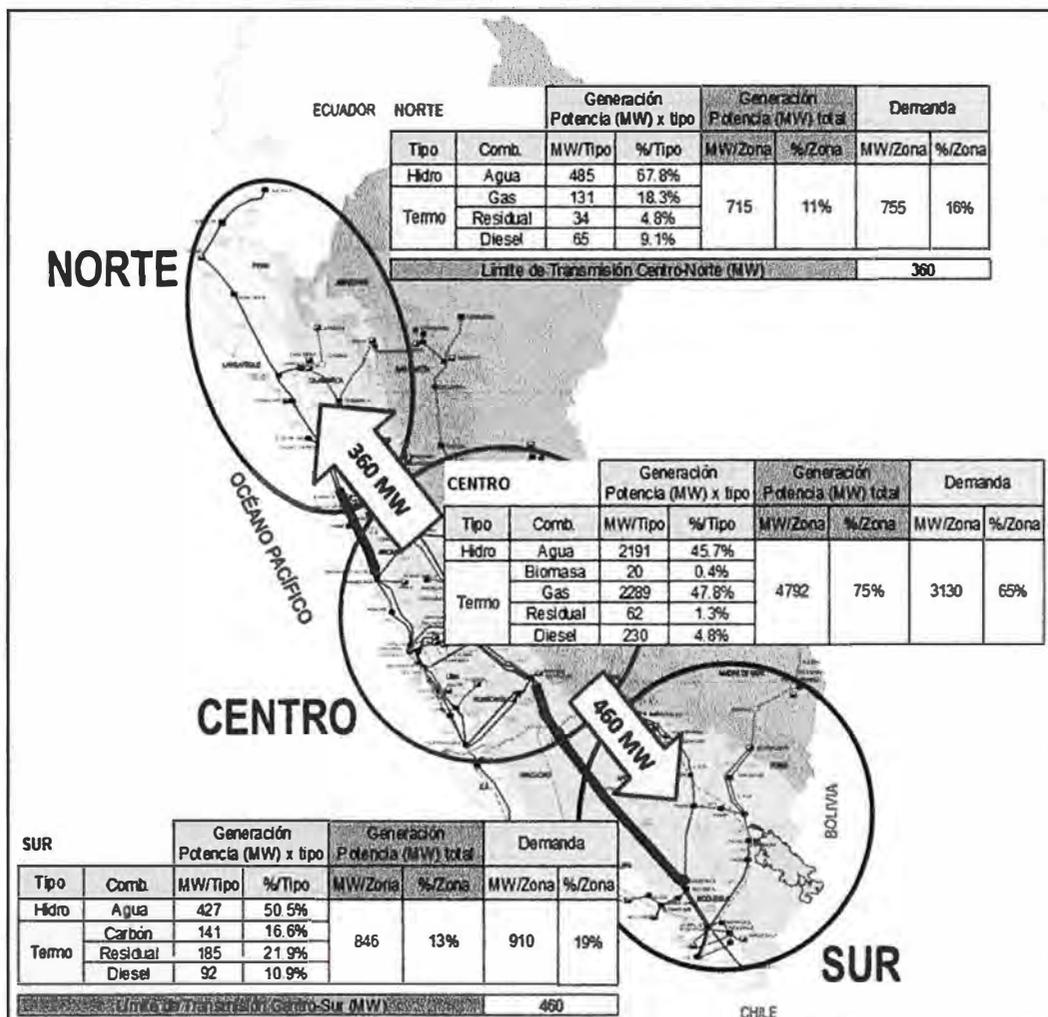


Fig. 2.10: Generación existente por zonas y máxima demanda de setiembre 2011

b) Zona Sur en el año 2011

El sistema de transmisión de la zona Sur del SEIN tiene una estructura radial que abarca desde la subestación Cotaruse (Apurímac) hasta las subestaciones Los Héroes (Tacna) y San Gabán (Puno). La demanda de energía eléctrica de la zona Sur se cubre con la importación desde la zona Centro mediante la línea de 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya (Enlace Centro-Sur).

Tanto la generación hidroeléctrica como la termoeléctrica en esta zona representan aproximadamente 420 MW, la generación termoeléctrica agrupa centrales que usan combustible carbón (Ilo 2), residual y diesel, tal como se indica en la figura Fig. 2.10. De manera similar a la zona Norte, la zona Sur se caracteriza por ser deficitaria de generación, sin embargo en época de estiaje la generación hidroeléctrica no se reduce drásticamente como en la zona Norte.

En agosto de 2011 entró en operación el equipamiento asociado a la repotenciación del Enlace Centro-Sur incrementándose la capacidad de transmisión desde 300 MW hasta 460 MW (medidos en la subestación Socabaya).

Este incremento de la capacidad de transmisión ha provocado que en la zona Sur la C.T. Ilo 2 no opere por despacho, pero que se requiera la operación de la C.T. Ilo 1 (45MW) y adicionalmente la operación por algunas horas de centrales térmicas con mayores costos variables, con la finalidad de limitar el flujo del Enlace Centro - Sur, tal como se muestra en figura Fig. 2.11.

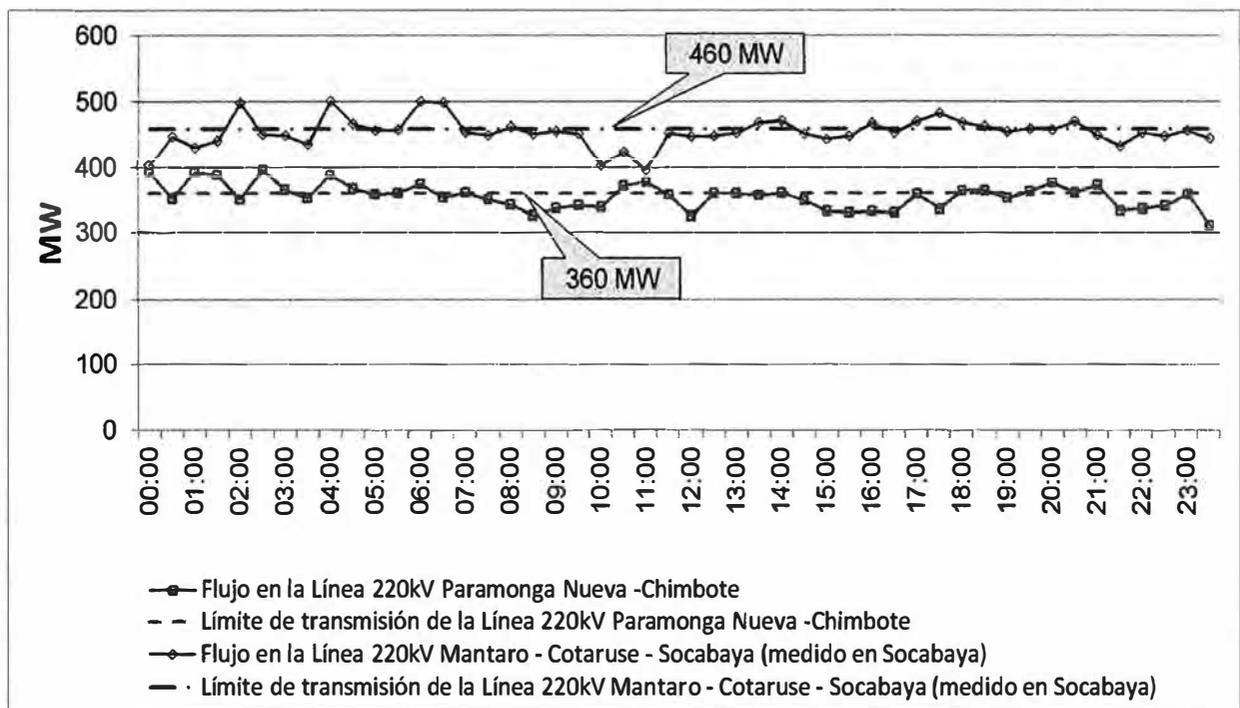


Fig. 2.11: Flujo en enlaces en el día de máxima demanda de setiembre 2011

c) Zona Centro en el año 2011

A diferencia de las otras zonas, la zona Centro tiene un sistema de transmisión enmallado, con una alta concentración de demanda y un exceso de generación que se exporta hacia las zonas Norte y Sur del SEIN.

Tal como se indica en la figura Fig. 2.10, en la zona Centro, la demanda representa el 65% de la demanda del SEIN, y la generación existente representa el 75% de la generación del SEIN, siendo la generación efectiva a gas natural aproximadamente 2300 MW y la generación efectiva en base al recurso hídrico aproximadamente 2200 MW, los cuales representan el 48% y 46% de la generación existente en la zona Centro.

De esta manera se ha explicado la situación del SEIN en el año 2011, resaltando que las zonas Norte y Sur son deficitarias de generación, mientras que la zona Centro presenta un excedente de generación el cual envía hacia las zonas Norte y Sur para cubrir su demanda y que para ello utiliza los únicos enlaces de interconexión de 220 kV, los cuales han experimentado congestión tal como se aprecia en la figura Fig. 2.11.

2.2.2 Evolución de la transmisión en el SEIN en el periodo 2012 - 2015

El PTT ha surgido como consecuencia de la Ley N° 28832 [6], (julio 2006), la cual establece que el MINEM debe conducir los procesos de licitación para el desarrollo de la transmisión de la energía eléctrica, y que para tal efecto debe considerar el PT que sería elaborado cada 2 años por el COES.

Asimismo, a la falta de la normatividad necesaria para la elaboración del PT y a la necesidad que había de iniciar la licitación de algunos proyectos de transmisión destinados a ampliar y reforzar la capacidad de transmisión del SEIN, el MINEM mediante la RM N° 552-2006-MEM/DM [8] (noviembre 2006) aprobó el PTT para el periodo 2007-2008, el cual incluyó los proyectos de transmisión destinados para tal fin.

Desde entonces el PTT ha sido ampliado permanentemente mediante Resoluciones Ministeriales las cuales han incluido diversos proyectos de transmisión. Al primer trimestre del 2011 se han incluido 17 proyectos de líneas de transmisión, entre las cuales se destaca los proyectos en 500kV hacia el Norte y hacia el Sur.

En ese sentido, desde el año 2011 el sistema de transmisión del SEIN ha experimentado cambios sustanciales, debido a la conexión de nuevos proyectos de transmisión que fueron incluidos en el PTT.

Han contribuido a este desarrollo también la repotenciación y/o ampliación de líneas existentes como resultado de las adendas de contratos de empresas concesionarias de transmisión (CCS) y el MEM.

La TABLA N° 2.15 muestra las líneas de transmisión que han ingresado en el 2011 como resultado del PTT y de adendas.

TABLA N° 2.15: Proyectos de transmisión realizados en el año 2011

N°	FECHA	NUEVAS LÍNEAS DE 220 KV Y 500 KV EN SERVICIO PERIODO 2011	ORIGEN
ZONA NORTE			
01	2011	L.T. 220 kV Kyman Ayllu - Cajamarca Norte (doble circuito).	PTT
02	2011	L.T. 220 kV Chiclayo Oeste - Piura Oeste (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.	CCS
ZONA CENTRO			
03	2011	L.T. 220 kV Paragsha - Conócocha y SS.EE. Asociadas.	PTT
04	2011	L.T. 220 kV Chilca - La Planicie - Zapallal (doble circuito)	PTT
05	2011	L.T. 500 kV Chilca - Zapallal (simple circuito) y SS.EE. Asociadas.	PTT
06	2011	L.T. 220 kV Independencia - Ica (segundo circuito).	PTT
INTERCONEXIÓN CENTRO - SUR			
07	2011	Repotenciación de la L.T. 220 kV Mantaro - Cotaruse - Socabaya a 505 MVA.	CCS

En la TABLA N° 2.16 se muestra los proyectos incluidos en el PTT cuyo ingreso al SEIN se prevé hasta el año 2015.

TABLA N° 2.16: Líneas de transmisión previstas a ingresar entre el 2012 y 2015

N°	FECHA	PROGRAMA DE OBRAS DE TRANSMISIÓN PERIODO 2012 - 2015	ORIGEN
ZONA NORTE			
08	2012	L.T. 220 kV Trujillo - Guadalupe - Chiclayo de 180 MVA (segundo circuito).	CCS
09	2012	L.T. 220 kV Piura Oeste - Talara (segundo circuito) y SS.EE. Asociadas.	PTT
10	2013	L.T. 500 kV Trujillo - La Niña e instalaciones complementarias.	PTT
11	2014	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Cacic - Moyobamba y SS.EE. Asociadas.	PTT
12	2015	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Carhuaquero	PTT
INTERCONEXIÓN CENTRO-NORTE			
13	2012	L.T. 220 kV Conococha - Kyman Ayllu (doble circuito).	PTT
14	2012	L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote - Trujillo y SS.EE. Asociadas.	PTT
ZONA CENTRO			
15	2012	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y SS.EE. Asociadas.	PTT
INTERCONEXIÓN CENTRO-SUR			
16	2013	L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo y SS.EE. Asociadas.	PTT
ZONA SUR			
17	2013	L.T. 220 kV Machupicchu - Abancay - Colaruse (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.	PTT
18	2013	L.T. 220 kV Tintaya-Socabaya (doble circuito) y SS.EE. Asociadas.	PTT
19	2015	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones Asociadas	PPT

También se incluye para el 2015 el proyecto del Plan Vinculante resultado del estudio del PPT, “Línea de transmisión de 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora”, el cual contribuirá en gran medida a la evolución del sistema de transmisión en la zona Sur.

La enumeración en la primera columna de las TABLAS N° 2.15 y 2.16 corresponde a los proyectos que se indican en la figura Fig. 2.12, la cual se utiliza para ubicar geográficamente de manera aproximada los proyectos. En ésta figura se aprecia que los proyectos “13”, “14” y “16” reforzarán los enlaces existentes Centro - Norte y Centro - Sur. En ese sentido se puede apreciar en la figura Fig. 2.13, que con la puesta en servicio de los proyectos de transmisión “13” y “14” la capacidad nominal de transmisión entre las zonas Centro y Norte se incrementará sustancialmente de 360 MW a 1300, y de manera similar se aprecia que la puesta en servicio del proyecto “16” incrementará la capacidad de transmisión entre las zonas Centro y Sur desde 460 MW a 1140 MW aproximadamente.

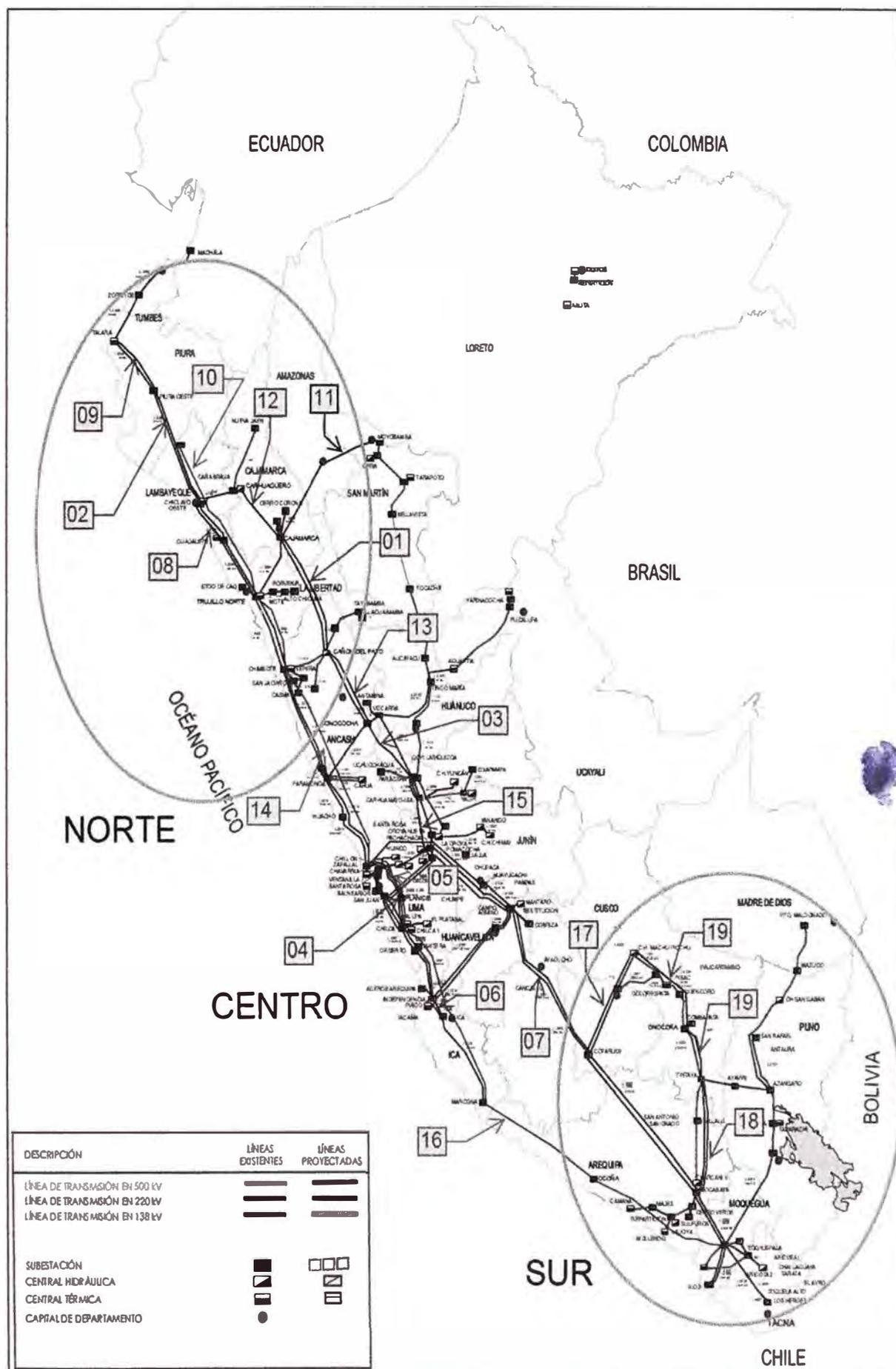


Fig. 2.12: Futura configuración del sistema de transmisión para el año 2015.

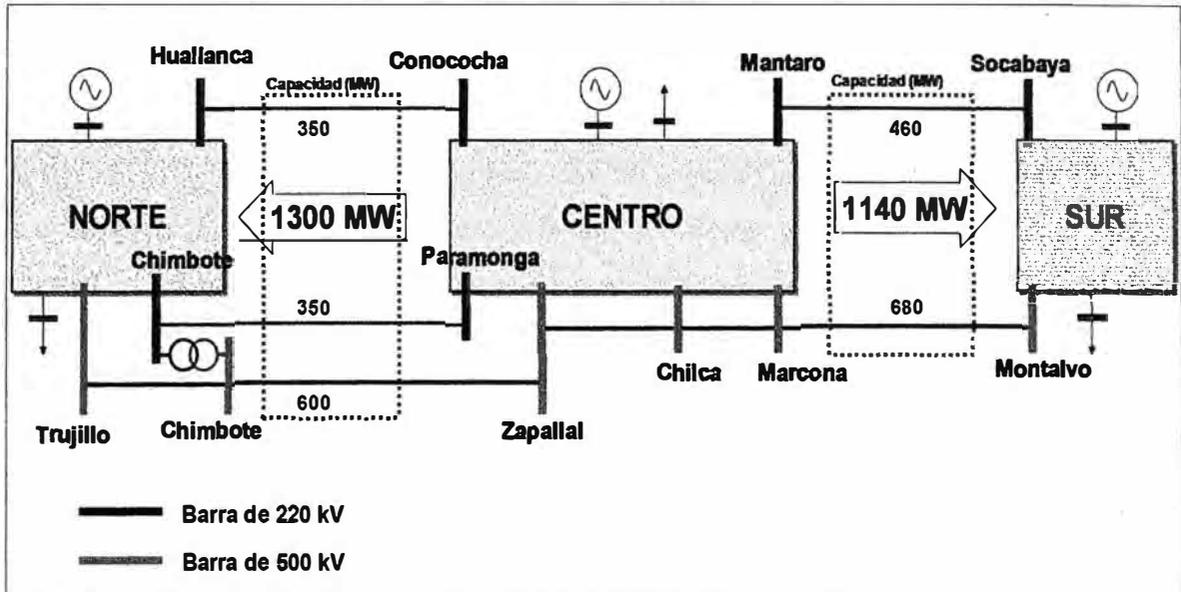


Fig. 2.13: Capacidad nominal de transmisión total entre zonas del SEIN

Con la guía de la figura Fig. 2.12 a continuación se resume el desarrollo del sistema de transmisión en las zonas del SEIN en el periodo 2012 – 2015:

El desarrollo de la transmisión en la zona Norte está dado por el reforzamiento por la costa con un segundo circuito en 220 kV desde la subestación Trujillo hasta la subestación Talara (“02”, “08” y “09”) y el enlace en 500 kV desde Chimbote hasta La Niña (Chiclayo) (“10” y “14”) los cuales descargarán al enlace en 220 kV desde la subestación Chimbote hasta la subestación Talara. También está previsto el desarrollo por la sierra con la puesta en servicio de la línea de 220 kV Conococha – Kiman Ayllu (“13”), el cual descargará a la línea de 220 kV Paramonga Nueva - Chimbote, cuando se conecte con la línea de 220 kV Kiman Ayllu - Cajamarca (“01”) en servicio desde el 2011.

En la TABLA N° 2.15 se muestra los proyectos de transmisión en la zona Centro que han ingresado en servicio durante el 2011, destacando el ingreso de la línea de 220 kV Chilca – La Planicie – Zapallal y la línea de 500 kV Chilca – Zapallal, con esta última en el Perú se ha iniciado la transmisión de energía en 500 kV. La TABLA N° 2.16 muestra que en la zona Centro solo se tiene previsto el ingreso de la línea de 220 kV Pomacocha - Carhuamayo.

Con el desarrollo de los proyectos de transmisión en la zona Sur las subestaciones Abancay, Machupicchu, Quencoro, Tintaya y Socabaya que están enlazadas en 138 kV, se enlazaran también mediante líneas de 220 kV, tal como se muestra en la figura Fig. 2.12. Estos proyectos de transmisión en 220 kV son necesarios para el desarrollo de importantes cargas mineras y proyectos de generación en la zona. La TABLA N° 2.16 muestra los proyectos de transmisión en la zona Sur, destacando el resultado del PPT “L.T. 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora”.

2.2.3 Balance Oferta – Demanda por zonas en el periodo 2012 - 2015

Como se ha explicado anteriormente las zonas Norte y Sur del SEIN son deficitarias de generación barata y por ello la zona Centro exporta su excedente a través de los enlaces Centro – Norte y Centro – Sur, los cuales han presentado congestión en el año 2011.

En el periodo 2012 – 2013 se tiene previsto la puesta en servicio nuevos enlaces de transmisión entre las zonas Centro – Norte y Centro – Sur los cuales reforzaran a los existentes e incrementarán la potencia a transmitir desde la zona Centro.

En consecuencia, con la finalidad de estimar la reserva de generación por zonas se ha elaborado un Balance Oferta - Demanda, tomando en cuenta:

- La capacidad nominal total de transmisión de potencia en los enlaces Centro - Norte y Centro - Sur.
- La proyección de demanda a nivel de SEIN y por zonas, así como la oferta de generación disponible, se han elaborado con información a setiembre 2011.
- Se considera que la oferta de generación indisponible por mantenimientos corresponde al 10% de la demanda.
- El porcentaje de reserva se calcula para cada zona en base a su propia demanda y en los meses de setiembre (estiaje) y diciembre (máxima demanda).

En la TABLA N° 2.17 se muestra la proyección de demanda de los principales proyectos de demanda y en la TABLA N° 2.18 se muestra la demanda a nivel del SEIN y por zonas.

TABLA N° 2.17: Principales proyectos de demanda en el corto plazo

DEMANDA DE PRINCIPALES PROYECTOS (MW)	2012	2013	2014	2015
Proyecto Tia Maria	10	75	75	75
El Brocal (Colquijirca)	12	12	12	12
Ampliación Shougang Hierro Perú	86	86	86	128
Ampliación Antamina	45	45	80	80
Expansión de la concentradora Cuacone		22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala	50	50	50	50
Bayovar	15	19	19	19
Ampliación Cemento Andino	11	11	11	11
Toromocho	10	25	156	156
Minas Conga		25	130	144
Antapacay	15	90	90	90
Ampliación de la Fundicion de Ilo y Refinería de cobre			18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	40	40	70
Las Bambas (Apurimac)		40	150	150
Constancia		90	90	90
Quechua				74
Galeno	10	20	120	120
Quellavecco				124
Mina Chapi		26	26	26
Hilarion		24	24	24
Pukaqaqa (Milpo)		40	40	40
TOTAL PROYECTOS - ZONA NORTE	25	88	293	307
TOTAL PROYECTOS - ZONA CENTRO	157	247	413	485
TOTAL PROYECTOS - ZONA SUR	75	393	521	719
TOTAL SEIN	257	727	1226	1510

TABLA N° 2.18: Proyección de la demanda para el balance de potencia 2012-2015

AÑO	SEN (MW)		NORTE (MW)		CENTRO (MW)		SUR (MW)	
	DECEMBRE	SEPTIEMBRE	DECEMBRE	SEPTIEMBRE	DECEMBRE	SEPTIEMBRE	DECEMBRE	SEPTIEMBRE
2012	5317	5121	822	792	3503	3373	992	955
2013	5734	5522	900	866	3768	3629	1066	1027
2014	6480	6241	1074	1034	4158	4004	1248	1202
2015	7180	6914	1138	1096	4473	4308	1569	1511

En la TABLA N° 2.19 se muestra el plan de obras de generación para el periodo de evaluación, en el cual se aprecia los incrementos de generación por periodos y anuales, destacando el incremento en los años 2013, 2014 y 2015.

TABLA N° 2.19: Plan de obras de generación para el balance de potencia 2012-2015

FECHA	PROYECTO	POTENCIA INSTALADA	PERIODO	MW	ANUAL
Ene-2012	C.T. Tablazo (Turbina a gas)	29	ENE-ABR	37	612
Feb-2012	C.H. Huasahuasi II	8	2012		
May-2012	C.T. de Generación Adicional en Piura	80	MAY-SET	514	
May-2012	C.T. de Generación Adicional en Mollendo	60			
May-2012	C.H. Nueva Imperial	4			
Jul-2012	C.T. Planta de Etanol	37			
Jul-2012	Central Solar Majes	20	2012		
Jul-2012	Central Solar Repartición	20			
Set-2012	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado	293			
Oct-2012	C.H. Shima	5	OCT-DIC	61	
Nov-2012	Central Solar Tacna	20			
Dic-2012	Central Eólica Marcona	32			
Dic-2012	C.H. Yanapampa	4	2012		
Ene-2013	Central Solar Panamericana	20	ENE-ABR	129	1391
Ene-2013	C.H. Las Pizarras	18	2013		
Mar-2013	C.H. Huanza	91	MAY-SET	1262	
Jun-2013	C.H. Maná	20			
Jun-2013	Central Eólica Cupisnique	80			
Jun-2013	Central Eólica Talara	30			
Ago-2013	C.H. Machupicchu II-Etapa	100	2013		
sep-2013	C.T. Chilca 1 - TV - Ciclo Combinado	269			
sep-2013	Reserva Fria - T GAS DUAL D2/GN - Talara	200			
sep-2013	Reserva Fria - T GAS DUAL D2/GN - Ilo	564			
ene-2014	C.T. Santo Domingo de los Olleros - TG1	198	ENE-ABR	988	
ene-2014	C.T. Fenix - TG1+TG2 +TV - Ciclo combinado	520			
ene-2014	C.H. Carpapata III	13			
ene-2014	Reserva Fria - DUAL - Planta Pucallpa	40			
ene-2014	Reserva Fria - DUAL - Planta Pto Maldonado	18	2014		
abr-2014	Reserva Fria - T GAS DUAL D2/GN - Eten	200			
May-2014	C.H. Chancay	20	MAY-SET	190	
Jun-2014	C.H. Cheves	168			
ago-2014	Central Biomasa La Gringa V	2			
Oct-2014	C.H. Angel I, II y III	60	OCT-DIC	199	
Nov-2014	C.H. Quitarcasa	112			
Dic-2014	C.H. 8 de Agosto	19			
Dic-2014	C.H. El Camen	8			
Ene-2015	C.T. Nueva Esperanza	163	ENE-ABR	422	
Ene-2015	Parque Eólico Tres Hermanas	90			
Ene-2015	Central Solar Moquegua FV	16			
Ene-2015	C.H. Canchaylo	4			
Ene-2015	C.H. Huatziroki I	11			
Ene-2015	C.H. RenovAndes H1	20			
Ene-2015	C.H. Runatullu III	20			
Abr-2015	C.H. Santa Teresa	98			
May-2015	C.H. Marañon	91	MAY-SET	340	
Jun-2015	C.H. Tarucani	49			
Jul-2015	C.T. Quillabamba - (4 TGs - 50 MW) - GN	200			
Dic-2015	C.H. Cerro del Águila	525	OCT-DIC	525	
TOTAL (MW)					4668

A continuación se muestra los resultados del Balance Oferta – Demanda por zonas.

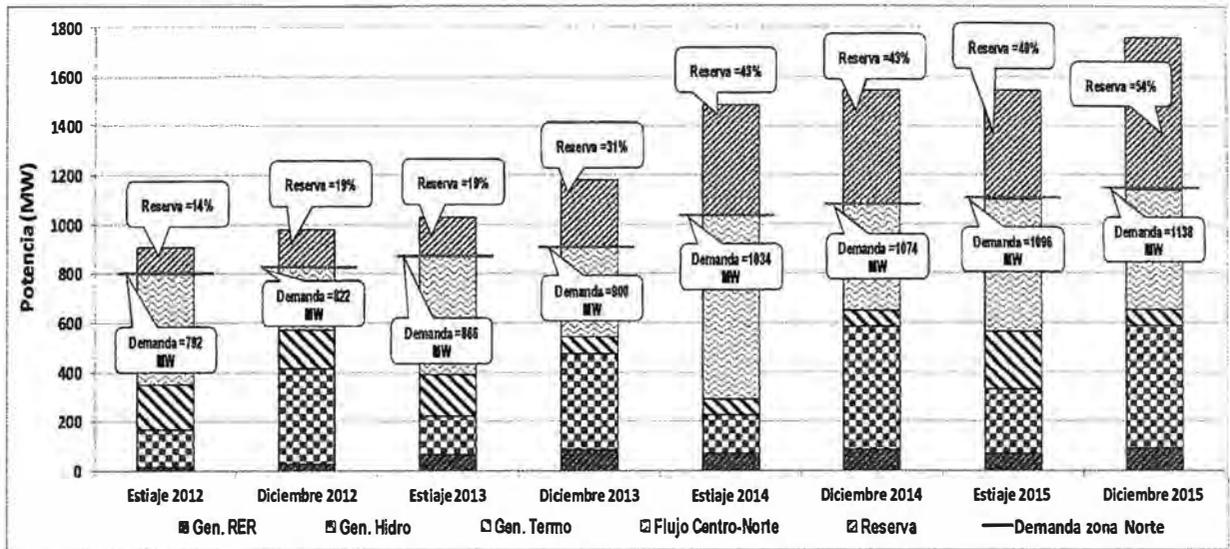


Fig. 2.14: Porcentaje de reserva de generación en la zona Norte

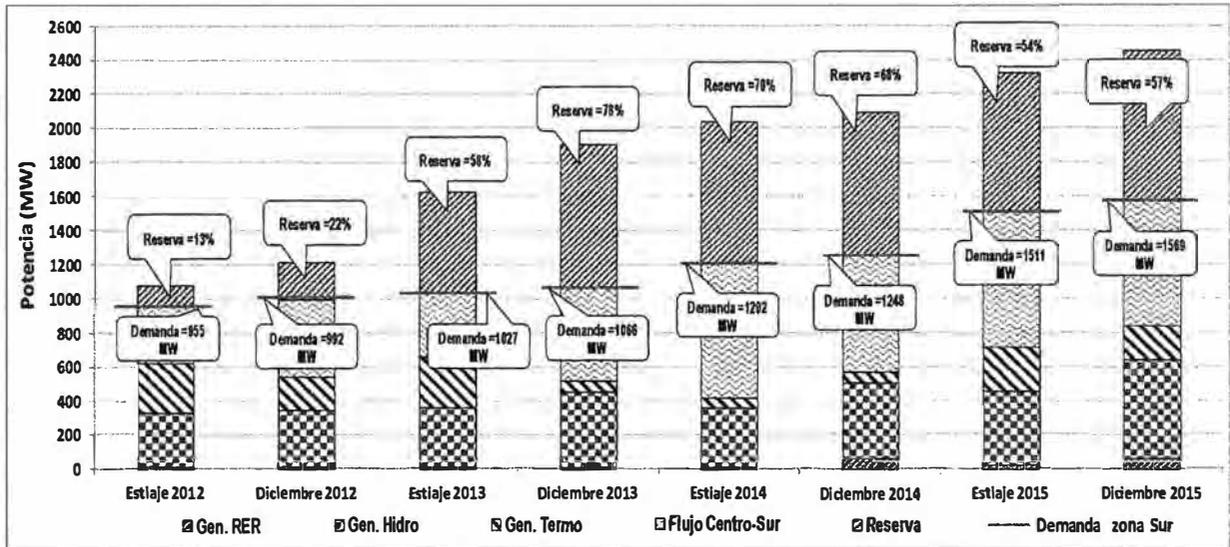


Fig. 2.15: Porcentaje de reserva de generación en la zona Sur

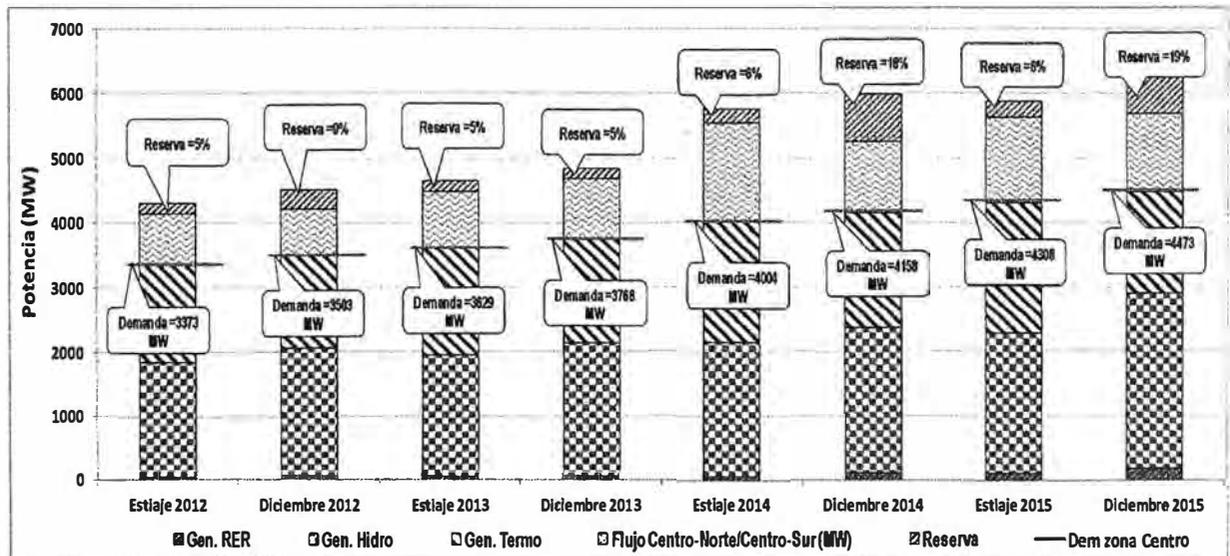


Fig. 2.16: Porcentaje de reserva de generación en la zona Centro

De los resultados del Balance Oferta – Demanda por zonas mostrado en las figuras Fig. 2.14, 2.15 y 2.16 se puede concluir que:

La Reserva de generación de la zona Norte se incrementa desde 14% en estiaje 2012 hasta un 40% en estiaje 2015, debido a la ampliación de la capacidad de transmisión de potencia entre las zonas Centro y Norte, tal como se muestra en la figura Fig. 2.13.

En principio esta ampliación en la capacidad de transmisión de potencia está asociada al ingreso en el 2012 de los proyectos “L.T. 220 kV Conococha - Kiman Ayllu y L.T. 500 kV Zapallal - Chimbote – Trujillo.

El incremento de la reserva de la zona Norte también se debe al ingreso de las centrales de reserva fría en Talara (200 MW) y en Eten (200 MW) previstas a operar en setiembre de 2013 y abril de 2014 respectivamente.

La disponibilidad de generación hidroeléctrica en la zona Norte se incrementa significativamente en el mes de diciembre con respecto a la disponibilidad en época de estiaje, con lo cual la reserva de generación alcanza porcentajes de 31% (250 MW), 43% (500 MW) y 54% (600 MW) en el 2013, 2014 y 2015 respectivamente.

De manera similar a la zona Norte, la Reserva en la zona Sur se incrementa desde un 13% en estiaje de 2012 hasta un valor de 54% en estiaje de 2015, debido al incremento en la generación y al incremento de la capacidad de transmisión de potencia entre las zonas Centro y Sur, tal como se muestra en la figura Fig. 2.13.

En principio el incremento de la capacidad de transmisión está dado por el ingreso del proyecto L.T. 500 kV Chilca - Marcona - Montalvo en agosto de 2013 y en la generación se debe al ingreso de la central de reserva fría en Ilo (564 MW) prevista para setiembre de 2013 y al ingreso de la central termoeléctrica Quillabamba para julio del 2015.

A diferencia de las zonas Norte y Sur, la reserva en la zona Centro se mantiene por el 6% en los estiajes del periodo de evaluación. Esto se explica debido a la necesidad de arrancar las centrales de generación de menor costo variable ubicadas en esta zona para cubrir la demanda del SEIN, llegando con ello a cubrir la demanda de las zonas Norte y Sur mediante la exportación por los enlaces.

En la zona Centro la reserva en máxima demanda del periodo 2012 - 2013 estará en el orden de 5% (200 MW), sin embargo en el periodo 2014 - 2015 la situación mejora presentándose porcentajes de 18% (750 MW) aproximadamente.

2.3 Modelo para el Análisis Energético en el largo plazo

En el Análisis Energético se ha utilizado el modelo PERSEO, que permite modelar un sistema hidrotérmico mediante archivos de texto, “llamados archivos de entrada”, y como

a) El estado de maduración de los proyectos de generación

Los proyectos de oferta de generación han sido ordenados según su estado de maduración, desde aquellos que están comprometidos, los que cuentan con concesión definitiva, aquellos que poseen concesión temporal, hasta los que no tienen concesión temporal o autorización. La figura Fig. 3.2 muestra el ordenamiento mencionado.

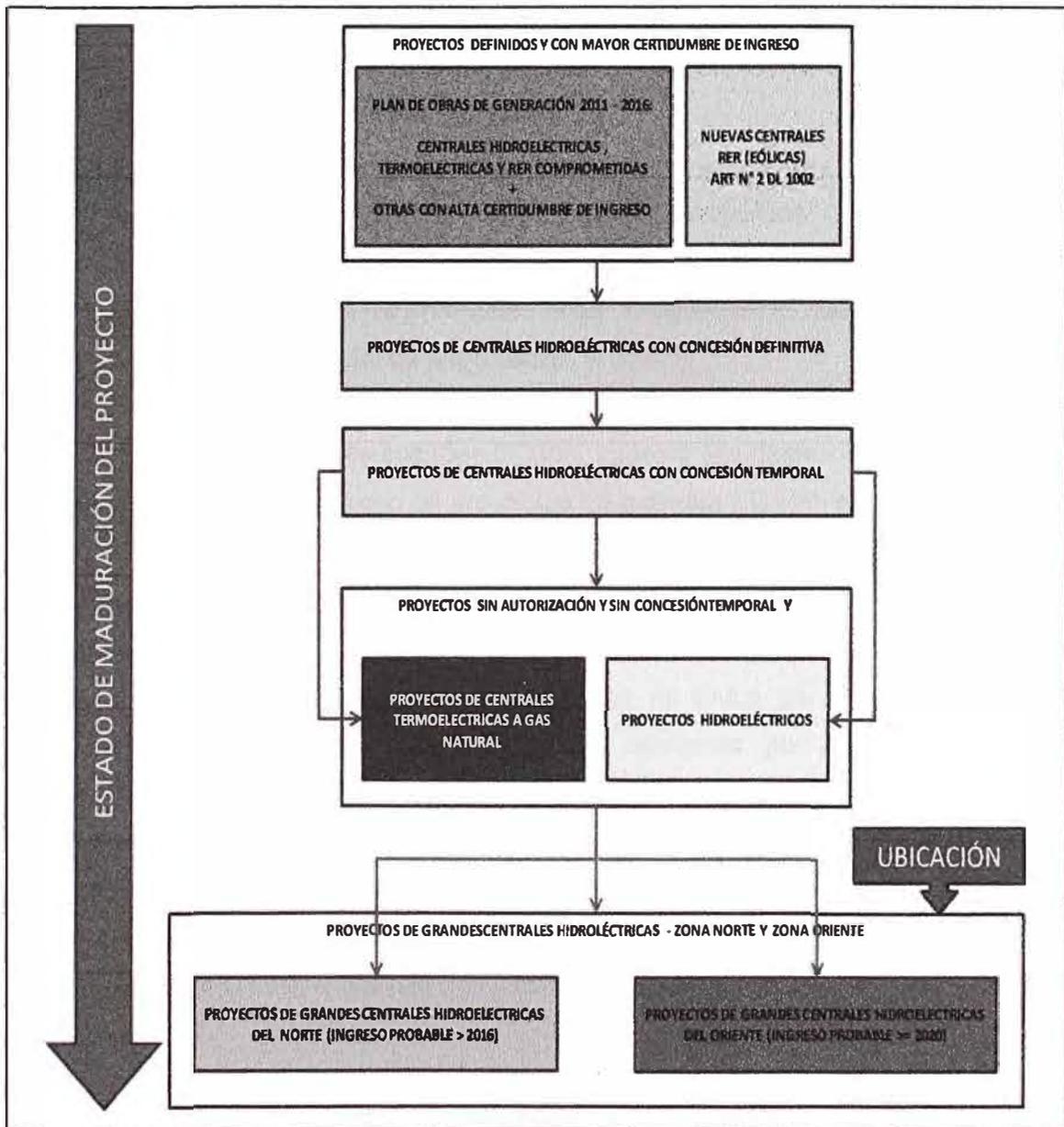


Fig. 3.2: Prioridad para el planteo de futuros de generación

b) El tipo de recurso

Los futuros de oferta de generación han sido obtenidos clasificando las opciones de oferta de generación según el tipo de recurso utilizado, y para ello se ha considerado el grado de maduración de estos:

- (i) Futuro de oferta mayormente hidroeléctrica: Con gran participación de los proyectos de oferta de generación hidroeléctrica, permitiendo que la potencia de la oferta de generación total del tipo hidroeléctrica alcance el 60% de la generación total

Tal como se muestra en la figura Fig.2.18 existen dos opciones para representar la red eléctrica de transmisión. En el caso de considerar las pérdidas de transmisión en el modelo multinodal, el modelo dispone de un proceso iterativo de convergencia.

El problema matemático tiene en gran medida la estructura de un flujo en redes, sin embargo las ecuaciones que representan al flujo DC constituyen restricciones adicionales que no tienen la estructura de grafos mencionada. Por este motivo, el desempeño de los algoritmos para alcanzar la solución óptima depende en gran medida del tamaño de la red de transmisión que se desea modelar.

2.3.2 Archivos planos de entrada de datos

En la TABLA N° 2.20 se enumeran los archivos planos de entrada del modelo PERSEO, los cuales contienen la información que representa el sistema hidrotérmico a evaluar.

TABLA N° 2.20: Datos de entrada para el modelo PERSEO.

N°	ARCHIVO	CONTENIDO
1	<nombre>.dat	Datos generales del estudio.
2	<nombre>.par	Parámetros de ejecución y de impresión de resultados.
3	<nombre>.hor	Duración en horas de los bloques horarios.
4	<nombre>.bar	Datos de las barras del sistema eléctrico.
5	<nombre>.lin	Datos de las líneas del sistema eléctrico.
6	<nombre>.cmb	Datos de los combustibles.
7	<nombre>.emp	Datos de las empresas que agrupan centrales termoeléctricas e hidroeléctricas.
8	<nombre>.cgt	Datos de las centrales termoeléctricas.
9	<nombre>.glt	Datos de los grupos termoeléctricos.
10	<nombre>.cue	Datos de las cuencas hidrográficas.
11	<nombre>.afl	Datos de los afluentes existentes en las cuencas hidrográficas.
12	<nombre>.pin	Puntos de interés (bocatomas y transbordos) existentes en las cuencas hidrográficas.
13	<nombre>.emb	Datos de los embalses y reservorios existentes en las cuencas hidrográficas
14	<nombre>.chh	Datos de las centrales hidroeléctricas existentes en las cuencas hidrográficas.
15	<nombre>.try	Datos de la configuración hídrica de las cuencas hidrográficas.
16	<nombre>.hid	Series de caudales hidrológicos de los afluentes.
17	<nombre>.dag	Datos de la configuración de los requerimientos de agua en las cuencas hidrográficas.
18	<nombre>.rgo	Valores de los requerimientos de agua.
19	<nombre>.dem	Valores de la demanda de energía eléctrica en barras.
20	<nombre>.man	Horas de mantenimiento en punta y fuera punta por año y mes de las centrales.

Donde <nombre>, es una cadena de hasta ocho caracteres de longitud como máximo, que se utiliza para identificar al caso de estudio.

2.3.3 Archivos de resultados del modelo

En la TABLA N° 2.21 se enumera los archivos de salida de una simulación con el modelo PERSEO, los cuales contienen información energética, así como información económica.

TABLA N° 2.21: Archivos de resultados de simulación con el modelo PERSEO

N°	ARCHIVO	CONTENIDO
1	Resum???.txt	Resumen de todos los datos ingresados en los diferentes archivos de entrada y a través del cual se puede hacer un seguimiento en caso de error.
2	Riego???.pro	Imposibilidad de atender las demandas de agua con las secuencias de caudales disponibles.
3	Conges???.pro	Informe de los casos de congestión en las líneas de transmisión.
4	CVTGT???.csv	Informe de los costos de producción (US\$/MWh) de todos los grupos termoelectrónicos.
5	COPER???.csv	Resumen de los costos de operación (US\$). Se imprime por secuencia hidrológica.
6	BAL??###.csv	Reporte del balance económico del sistema (US\$), correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
7	ICH??###.csv	Reporte del balance económico de las centrales hidroeléctricas (US\$) por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
8	IGT??###.csv	Reporte del balance económico de los grupos termoelectrónicos (US\$) por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
9	ICT??###.csv	Reporte del balance económico de las centrales termoelectrónicas (US\$) por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
10	IEV??###.csv	Reporte del balance económico de las empresas de generación (US\$) por etapa, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
11	ITE??###.csv	Reporte del ingreso tarifario a costo marginal (US\$) por etapa que perciben las líneas de transmisión, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
12	ENRBA???.csv	Resumen de las demandas totales en cada barra (GWh), incluyen los consumos propios de las centrales hidroeléctricas conectadas a las barras, por etapa y bloque.
15	ENRAC???.csv	Resumen de la demanda de energía total (GWh) del sistema actualizada.
14	EFB??###.csv	Reporte de la demanda de energía no servida (GWh) en cada barra por etapa y bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
15	EGG??###.csv	Reporte de la energía generada (GWh) por cada grupo termoelectrónico por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
16	ECT??###.csv	Reporte de la energía generada (GWh) por cada central termoelectrónica por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
17	EGH??###.csv	Reporte de la energía generada (GWh) por cada central hidroeléctrica del sistema por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
18	EGE??###.csv	Reporte de la energía generada (GWh) por cada empresa de generación por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
19	FEL??###.csv	Reporte del flujo de energía (GWh) en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
20	PEL??###.csv	Reporte de las pérdidas óhmicas de energía (GWh) que se producen en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
21	PFB??###.csv	Reporte de la potencia no atendida (MW) en cada barra por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
22	PGG??###.csv	Reporte de la potencia generada (MW) por los grupos termoelectrónicos por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
23	PGC??###.csv	Reporte de la potencia generada (MW) por las centrales termoelectrónicas por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
24	PGH??###.csv	Reporte de la potencia generada (MW) por las centrales hidroeléctricas por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
25	PGE??###.csv	Reporte de la potencia generada (MW) por las empresas de generación por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
26	FPL??###.csv	Reporte del flujo de potencia (MW) en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.
27	PPL??###.csv	Reporte de las pérdidas de potencia (MW) en las líneas de transmisión por etapa y por bloque, correspondiente a la secuencia hidrológica ###.

Donde "???" representa las primeras dos letras del nombre del archivo del caso de estudio <nombre>. Los archivos con la secuencia hidrológica "000" contienen los valores esperados (promedios) de las variables de operación del sistema.

En resumen, según los archivos de entrada descritos, el modelo permite modelar:

La característica del sistema peruano "Multi-embalse", "Multi-nodo" y Multi-escenario.

El tipo de regulación de las centrales hidráulicas: anual, estacional y diaria.

La demanda en múltiples bloques.

El sistema de transmisión.

El mantenimiento y la indisponibilidad de las unidades de generación.

Asimismo, se resalta que los principales resultados de las simulaciones utilizados en el Análisis Energético han sido:

Flujo de potencia promedio en el sistema de transmisión (líneas y transformadores).

Energía generada por los grupos térmicos.

Energía generada por centrales hidroeléctricas.

Energía no servida por barras del SEIN.

Costos de operación.

CAPITULO III

CRITERIOS Y METODOLOGÍA EN LA ELABORACIÓN DE FUTUROS PARA EL LARGO PLAZO

En principio se debe definir que los escenarios son las combinaciones de los Planes y los Futuros de las incertidumbres consideradas. Asimismo, un Plan es un conjunto específico de opciones de proyectos de transmisión que se evalúan como parte de la metodología de la Planificación de la Transmisión. Cabe remarcar que en el Análisis Energético sólo se evalúa el sistema de transmisión definido en el año de corte evaluado, es decir no se definen opciones de transmisión. En ese sentido para el Análisis Energético cada escenario resulta de la combinación del sistema de transmisión existente y un futuro.

3.1 Futuros

Como se ha explicado en el acápite 1.1 las incertidumbres son variables sobre las que no se tiene control, sin embargo presentan valores comprendidos en un rango amplio pero acotado. En ese sentido, se define como un futuro de una incertidumbre a cualquier valor puntual dentro de dicho rango.

Para analizar el comportamiento del sistema de transmisión en el rango de variación de las incertidumbres, es necesario definir “futuros” representativos de las mismas, pues los resultados del estudio del sistema de transmisión en estos futuros definidos encierran los resultados que se obtendrían al estudiar todo el rango de variación. En el Análisis Energético estos “futuros” representativos son llamados “nudos”.

3.2 Criterios para la elaboración de Futuros

3.2.1. Zonas Eléctricas

Para la elaboración de los futuros de demanda y de oferta de generación se ha considerado las zonas eléctricas definidas en [2]:

- Zona Norte: Comprendida entre las subestaciones Zorritos y Chimbote.
- Zona Centro: Desde la subestación Paramonga hacia el sur, hasta las subestaciones Campo Armiño y Marcona, incluyendo el sistema eléctrico regional de San Martín.
- Zona Sur: Desde la subestación Cotaruse hacia el sur del SEIN.
- Zona Oriente: En la cual se ubican los cinco (5) grandes proyectos de oferta de generación hidroeléctrica con potencial de exportación a Brasil.

3.2.2. Disponibilidad de Gas Natural

No ha sido necesario considerar restricciones en el abastecimiento de gas natural para las nuevas plantas de generación, ya que la metodología basada en incertidumbres contempla el planteamiento de diversos futuros de oferta, entre los cuales se encuentran los de mayor oferta del tipo hidroeléctrica, lo que equivale a futuros de oferta en los cuales no se desarrollan centrales a gas natural debido a la menor disponibilidad de gas.

3.2.3. Futuros de Demanda

Los futuros de demanda han sido elaborados utilizando como criterio las combinaciones factibles de la demanda por zonas a partir de las proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN (Base, Muy Optimista y Muy Pesimista) siguiendo lo establecido en la Norma [5].

3.2.4. Futuros de Oferta de Generación Base y Reserva de Generación

En este caso el criterio ha sido considerar dos futuros de oferta de generación base, uno con oferta mayormente hidroeléctrica y otro con oferta mayormente termoeléctrica. Para cada futuro de oferta de generación se ha definido como criterio conseguir que la potencia sea el 60% de la oferta de generación total.

La reserva de generación en cada futuro de oferta ha sido definida tomando en cuenta que los recursos de generación hidroeléctrica presentan mayor incertidumbre y son menos controlables que los recursos de generación termoeléctrica.

En ese sentido, en el Análisis Energético se ha considerado que los futuros de oferta de generación con oferta mayormente hidroeléctrica alcancen un porcentaje de reserva de 30% y los de oferta mayormente termoeléctrica un porcentaje de reserva de 20%.

3.2.5. Futuros de Oferta de Generación con las CC.HH. del Oriente

Se ha considerado que en la conformación de los futuros de oferta de generación, las grandes CC.HH. del Oriente aportan solo con el 50% de su potencia nominal, debido a que el otro 50% se considera para la exportación al Brasil.

3.2.6. Futuros de Hidrología

Se ha considerado como criterio que los futuros de hidrología son independientes de los futuros de demanda y de los futuros de oferta de generación.

3.3 Metodología para la elaboración de Futuros

La metodología propone futuros extremos de demanda considerando variaciones por zonas del SEIN. Asociados a estos futuros extremos de demanda, se han planteado futuros de oferta de generación diferenciados por tipo de fuente primaria y ubicación, considerando el margen de reserva establecido en el acápite 3.2.4.

Finalmente para completar el universo de posibilidades (incertidumbres) se ha considerado valores extremos para la hidrología.

3.3.1. Elaboración de Futuros de Demanda

Los futuros de demanda han sido definidos utilizando las proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN, correspondientes a los escenarios: Base, Muy Optimista, y Muy Pesimista. Mediante la combinación por zonas de estos escenarios se han definido tres futuros extremos y un futuro medio:

- (i) Futuro de demanda Optimista Norte y Sur "1".
- (ii) Futuro de demanda Medio "2".
- (iii) Futuro de demanda Optimista Centro "3".
- (iv) Futuro de demanda Pesimista "4".

La figura Fig. 3.1 muestra las combinaciones por zonas de los escenarios de demanda.

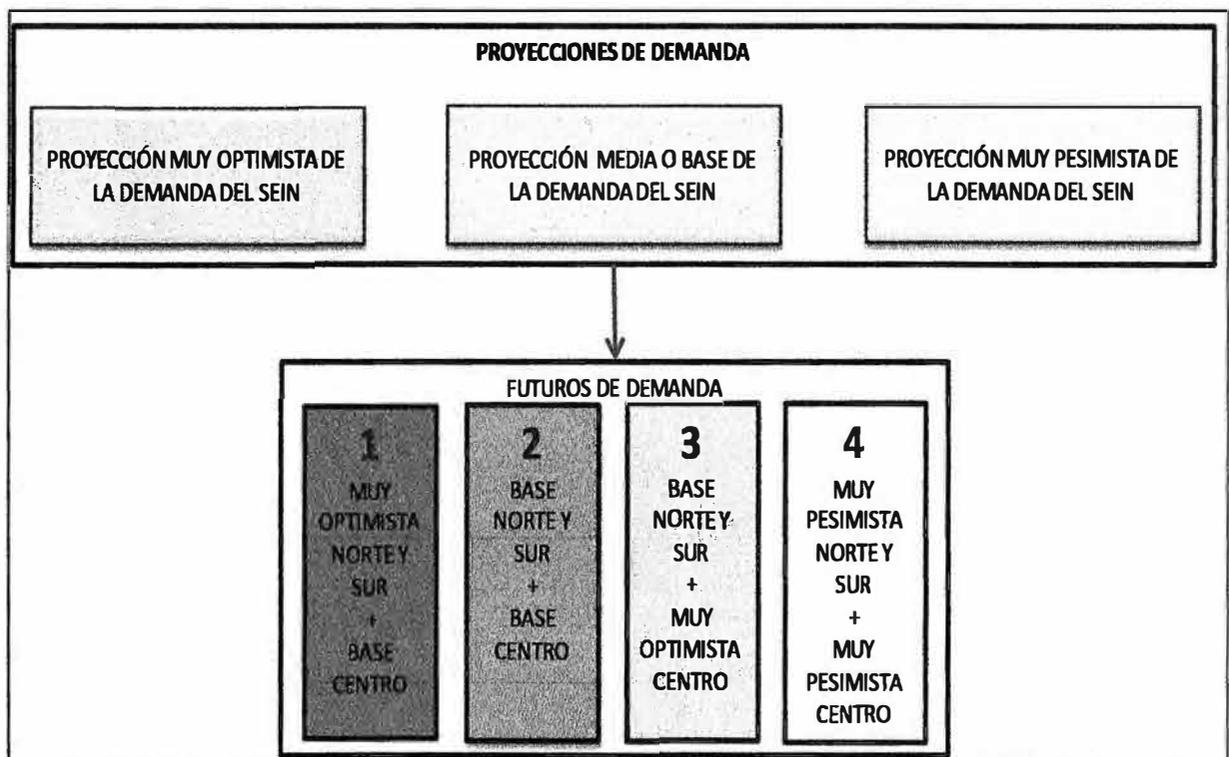


Fig. 3.1: Futuros de demanda como combinación de proyecciones por zonas.

Se aprecia que los futuros 1 y 3 han sido elaborados considerando una hipótesis de crecimiento diferente entre zonas, mientras que los futuros 2 y 4 se han elaborado con una hipótesis de crecimiento común para todas las zonas.

3.3.2. Elaboración de Futuros de Oferta

Los futuros de oferta de generación han sido definidos de modo tal que la potencia instalada sea mayor a la de los futuros de demanda en la cantidad llamada "Reserva de Generación". Asimismo, no todas las opciones de oferta pueden desarrollarse para todos los futuros de demanda, debido a esto, los futuros de oferta resultan dependientes de los futuros de demanda.

La metodología utilizada en la elaboración de los futuros de oferta de generación ha considerado:

a) El estado de maduración de los proyectos de generación

Los proyectos de oferta de generación han sido ordenados según su estado de maduración, desde aquellos que están comprometidos, los que cuentan con concesión definitiva, aquellos que poseen concesión temporal, hasta los que no tienen concesión temporal o autorización. La figura Fig. 3.2 muestra el ordenamiento mencionado.

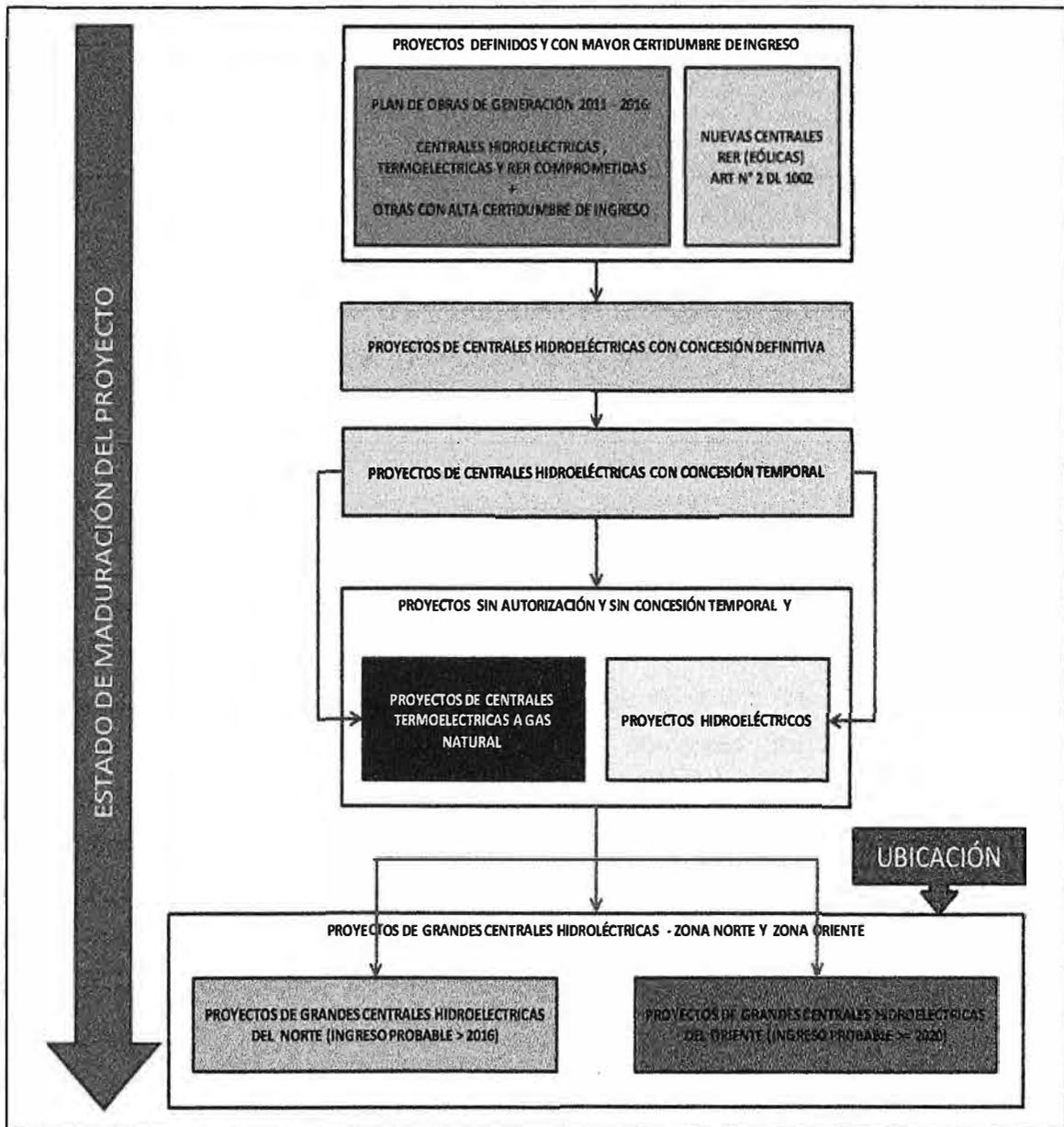


Fig. 3.2: Prioridad para el planteo de futuros de generación

b) El tipo de recurso

Los futuros de oferta de generación han sido obtenidos clasificando las opciones de oferta de generación según el tipo de recurso utilizado, y para ello se ha considerado el grado de maduración de estos:

- (i) Futuro de oferta mayormente hidroeléctrica: Con gran participación de los proyectos de oferta de generación hidroeléctrica, permitiendo que la potencia de la oferta de generación total del tipo hidroeléctrica alcance el 60% de la generación total

- (ii) Futuro de oferta mayormente termoeléctrica: Con gran participación de los proyectos de generación termoeléctrica, permitiendo que la potencia de la oferta de generación total del tipo termoeléctrica alcance el 60% de la generación total.

Tal como se ha mencionado en el acápite 3.2.4, estos futuros de oferta de generación obtenidos considerando este criterio han sido llamados “futuros de Oferta de Generación Base”. Considerando adicionalmente el criterio por “zona de ubicación de grandes centrales hidroeléctricas” ha sido posible a partir de los futuros de Oferta de Generación Base obtener otros futuros de oferta de generación.

c) La zona de ubicación de grandes centrales hidroeléctricas

Los futuros de oferta de generación han incluido a proyectos de grandes centrales hidroeléctricas ubicadas en zonas diferentes. En ese sentido, dentro de las opciones de oferta se incluye grandes centrales hidroeléctricas ubicadas en la zona Norte y en la zona Oriente (proyectos con potencial de exportación al Brasil).

Los futuros de oferta que se han obtenido al considerar este criterio son los siguientes:

- (i) Futuro sin el desarrollo de grandes CC.HH. (Base o Sin desarrollo).
- (ii) Futuro con sólo el desarrollo de proyectos de grandes CC.HH. en el Oriente.
- (iii) Futuro con sólo el desarrollo de proyectos de grandes CC.HH. en el Norte.
- (iv) Futuro con el desarrollo de grandes CC.HH. en el Oriente y en el Norte.

Con los criterios descritos se muestra que teóricamente existen ocho (2x4) futuros de oferta para cada futuro de demanda, sin embargo no todos los futuros de oferta son factibles de considerar de acuerdo al futuro de demanda, por lo que el número de combinaciones (demanda y oferta de generación) resulta menor.

Para obtener los futuros de Oferta de Generación Base “Futuros con oferta mayormente hidroeléctrica y Futuros con oferta mayormente termoeléctrica” se han utilizado las opciones de generación candidatas de las TABLAS N° 2.7 al 2.12, considerando los criterios a) y b) del presente acápite y la reserva de generación correspondiente indicada en el acápite 3.2.4.

Luego, para los años de corte 2020 y 2022, los futuros de oferta relacionados con las grandes centrales hidroeléctricas han sido obtenidos reemplazando las opciones de oferta de generación con mayor incertidumbre que constituyen los futuros de Oferta de Generación Base, por proyectos de oferta de grandes CC.HH. del Oriente, grandes CC.HH. del Norte, o por una combinación de ambos, con lo cual se ha podido obtener seis futuros de oferta relacionados al mismo futuro de demanda.

Para el año de corte 2016 sólo se ha considerado el futuro llamado “sin el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas”. Este futuro de generación también ha sido considerado para los años de corte 2020 y 2022.

La figura Fig. 3.3 muestra de manera esquemática como un futuro de oferta mayormente hidroeléctrica o mayormente termoeléctrica, ha sido conformado para tomar en cuenta los proyectos de grandes centrales hidroeléctricas del Oriente y Norte.

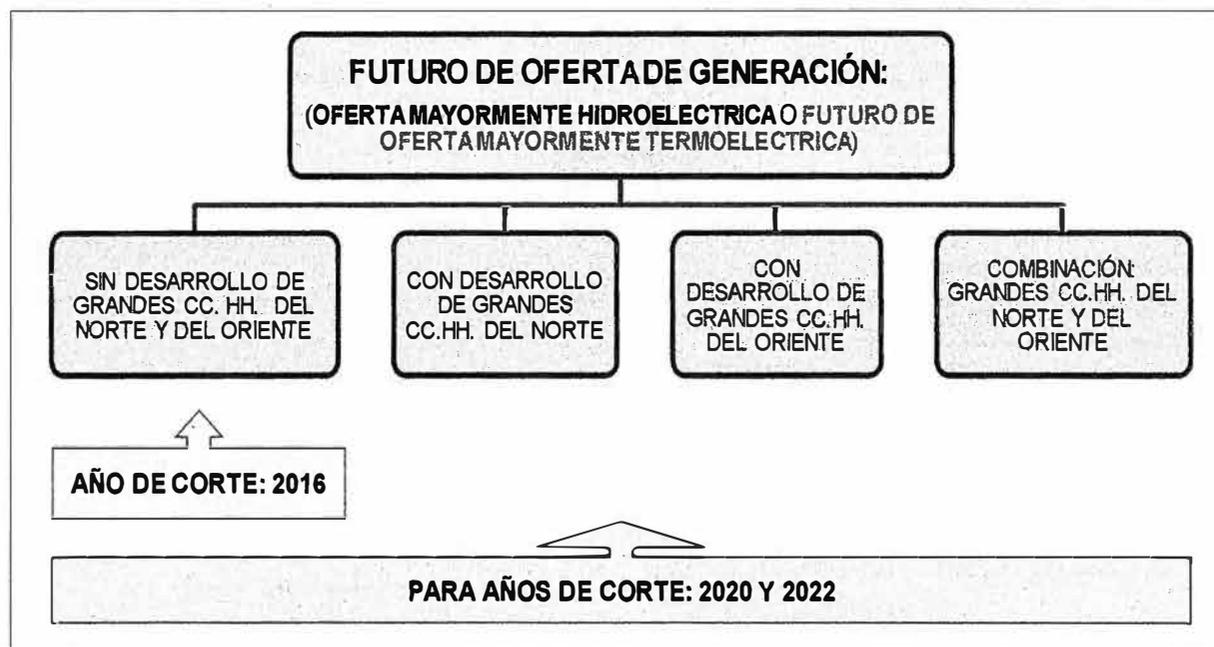


Fig. 3.3: Futuros de generación para los años de corte.

Es posible concluir que para los futuros de demanda optimista es necesario que se desarrollen todos los futuros de generación indicados, pues para extremas magnitudes de la demanda es coherente el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas en el Oriente y/o en el Norte del país. Por otro lado, no tendría sentido considerar todos los futuros de generación para el caso de demanda pesimista ni media.

3.3.3. Futuros de hidrología

Se ha considerado tres futuros de hidrología representados por las condiciones hidrológicas húmeda, media y seca, que corresponden a una serie hidrológica histórica de cuatro años consecutivos.

Para elegir las series hidrológicas se ha realizado simulaciones con el modelo PERSEO considerando un periodo de estudio de cuatro años y se ha escogido aquellas series hidrológicas que dan como resultado costos operativos totales mínimo, mediano y máximo, las cuales han sido definidas como las series hidrológicas húmeda, media y seca, respectivamente.

Cabe resaltar que la serie hidrológica media corresponde a la mediana de los costos operativos totales de todas las series.

3.3.4. Nudos de Demanda, Oferta e Hidrología

Los futuros de demanda, de oferta y de hidrología definidos para realizar el Análisis Energético representan valores extremos de esas incertidumbres. Estos futuros también pueden ser llamados "nudos".

Al respecto, los nudos de hidrología son independientes de los nudos de demanda y de oferta, en ese sentido todas las posibilidades de su combinación con los dos futuros anteriores han sido factibles, tal como se muestra en la figura Fig. 3.4.

El proceso explicado sobre la definición de futuros y nudos corresponde a un año en particular, por lo que debe repetirse para cada año de corte (2016, 2020 y 2022).

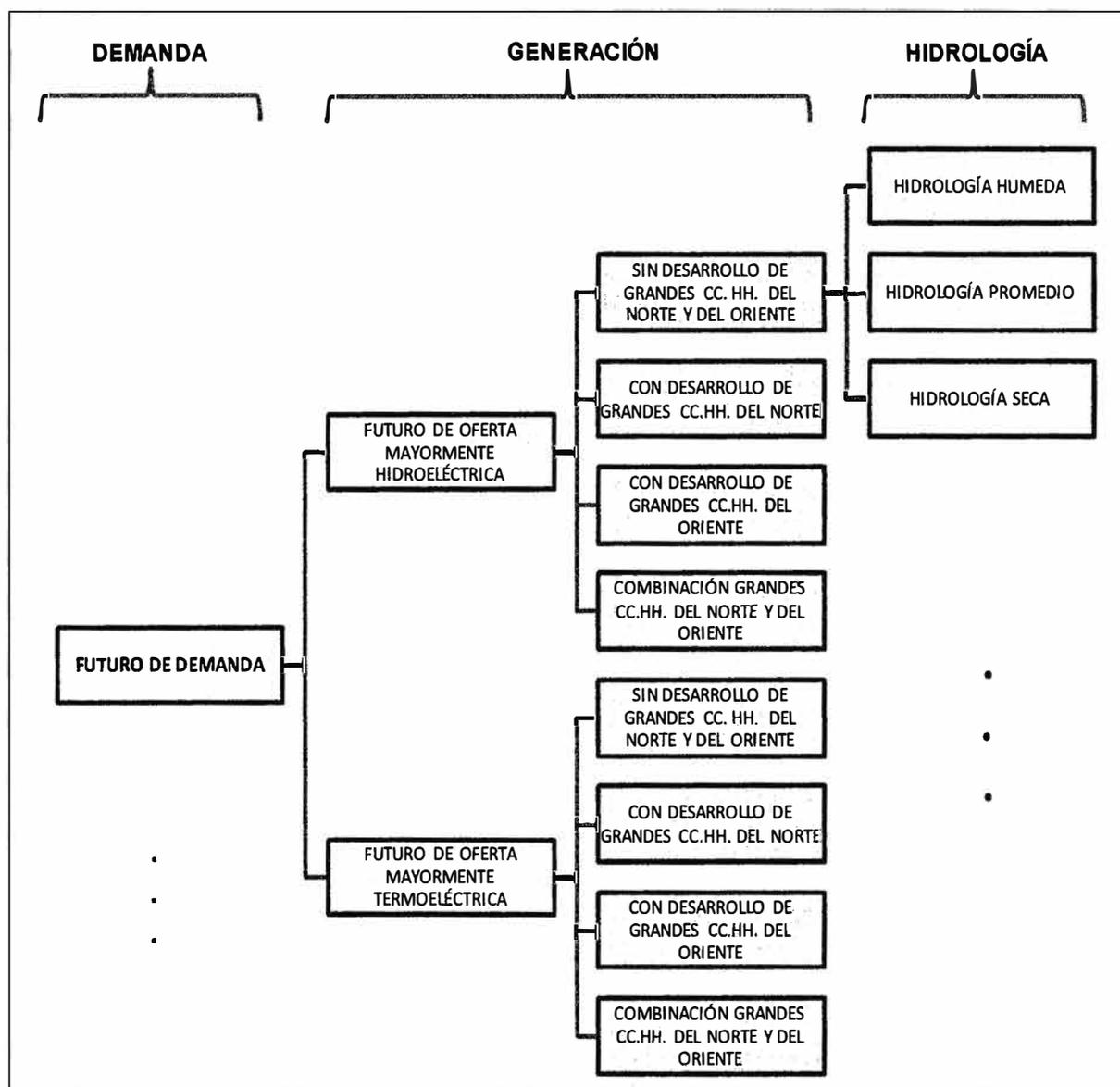


Fig. 3.4: Relación de los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología

3.4 Formulación de Futuros.

El Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo se basa en el manejo de las incertidumbres en la demanda, oferta de generación e hidrología. Los rangos de estas incertidumbres han sido definidos mediante “futuros extremos” o “nudos”. Estos nudos han sido combinados posteriormente para formular los casos de simulación para el modelo PERSEO.

A continuación se detalla el proceso para la definición de los futuros de las incertidumbres: demanda, oferta de generación e hidrología.

3.4.1. Futuros de Demanda

a) Escenarios de demanda global

Como se ha mencionado en el acápite 2.1.2 además de los escenarios “Base, Optimista y Pesimista” elaborados inicialmente, se han incluido los escenarios extremos de demanda, “Muy Optimista y Muy Pesimista”, cuyas tasas de crecimiento promedio respecto al año 2010 son de, 11% y 3% respectivamente. La TABLA N° 3.1 muestra estos escenarios. Las tasas de crecimiento promedio de la demanda en los años de corte están en el rango de 5% a 14% en el año 2016, 3% a 12% en el año 2020 y 3% a 11% en el año 2022.

TABLA N° 3.1: Escenarios de demanda global del SEIN

Año	MUY OPTIMISTA		OPTIMISTA		BASE		PESIMISTA		MUY PESIMISTA	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
2010	32438	8.3%	32438	8.3%	32438	8.3%	32438	8.3%	32438	8.3%
2011	35729	10.1%	35233	8.6%	35052	8.1%	34733	7.1%	34266	5.6%
2012	40021	12.0%	38746	10.0%	37869	8.0%	37233	7.2%	35959	4.9%
2013	47003	17.4%	44751	15.5%	43374	14.5%	41380	11.1%	37960	5.6%
2014	54486	15.9%	51001	14.0%	48883	12.7%	45512	10.0%	40223	6.0%
2015	63177	16.0%	58164	14.0%	54085	10.6%	49575	8.9%	42346	5.3%
2016	71847	13.7%	65070	11.9%	57106	5.6%	52073	5.0%	43683	3.2%
2017	79291	10.4%	70658	8.6%	60647	6.2%	53865	3.4%	44183	1.1%
2018	86359	8.9%	75661	7.1%	63204	4.2%	55844	3.7%	44737	1.3%
2019	92801	7.5%	79725	5.4%	66201	4.7%	57505	3.0%	45107	0.8%
2020	100063	7.8%	84334	5.8%	69575	5.1%	59859	4.1%	45436	0.7%
2021	106304	6.2%	87603	3.9%	72237	3.8%	61598	2.9%	45857	0.9%
2022	112739	6.1%	90752	3.6%	74706	3.4%	63389	2.9%	46148	0.6%
Crec. Promedio 2010 - 2016	14.2%		12.3%		9.9%		8.2%		5.1%	
Crec. Promedio 2010 - 2020	11.9%		10.0%		7.9%		6.3%		3.4%	
Crec. Promedio 2010 - 2022	10.9%		9.0%		7.2%		5.7%		3.0%	

En las TABLAS N° 3.2, 3.3 y 3.4 se muestra el detalle por zonas y a nivel del SEIN de la tasa de crecimiento promedio, energía en GWh y potencia en MW, para cada año de corte de los escenarios de demanda mostrados de la TABLA N° 3.1.

TABLA N° 3.2: Demandas por zonas y escenarios para el 2016

Año 2016	Zona Sur			Zona Centro			Zona Norte			SEIN		
	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW
Muy optimista	18.7%	16391	2339	12.0%	42616	6081	17.2%	12840	1832	14.2%	71847	10252
Optimista	18.0%	15792	2253	9.6%	37434	5342	15.6%	11844	1690	12.3%	65070	9285
Base	14.6%	13275	1894	8.2%	34783	4963	10.5%	9048	1291	9.9%	57106	8149
Pesimista	11.1%	10995	1569	7.0%	32375	4620	9.8%	8703	1242	8.2%	52073	7431
Muy pesimista	8.6%	9587	1368	4.1%	27559	3932	4.7%	6537	933	5.1%	43683	6233

TABLA N° 3.3: Demanda por zonas y escenarios para el año 2020

Año 2020	Zona Sur			Zona Centro			Zona Norte			SEIN		
	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW
Muy optimista	13.7%	21110	3012	10.4%	58041	8282	15.5%	20912	2984	11.9%	100063	14278
Optimista	12.9%	19720	2814	7.8%	46014	6566	14.1%	18599	2654	10.0%	84334	12034
Base	10.4%	15772	2251	6.8%	41893	5978	9.2%	11910	1700	7.9%	69575	9928
Pesimista	7.1%	11648	1662	5.7%	37657	5373	7.8%	10553	1506	6.3%	59859	8541
Muy pesimista	5.3%	9782	1396	2.9%	28876	4120	3.2%	6778	967	3.4%	45436	6483

TABLA N° 3.4: Demanda por zonas y escenarios para el año 2022

Año 2022	Zona Sur			Zona Centro			Zona Norte			SEIN		
	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW	Tasa	GWh	MW
Muy optimista	11.8%	22212	3170	10.0%	67602	9646	13.6%	22925	3271	10.9%	112739	16087
Optimista	10.9%	20269	2892	7.4%	50791	7248	12.2%	19692	2810	9.0%	90752	12950
Base	8.9%	16208	2313	6.4%	45689	6520	8.2%	12810	1828	7.2%	74706	10660
Pesimista	6.1%	11943	1704	5.3%	40229	5740	7.0%	11217	1601	5.7%	63389	9045
Muy pesimista	4.4%	9843	1405	2.6%	29427	4199	2.8%	6877	981	3.0%	46148	6585

Las tasas de crecimiento de la demanda por zonas mostradas en las TABLAS N° 3.2, 3.3 y 3.4 han facilitado la definición de los escenarios para realizar las combinaciones por zonas y obtener los futuros extremos “nudos” de demanda que han sido utilizados para evaluar las máximas transferencias en el sistema de transmisión.

b) Definición de Futuros de demanda

En la TABLA N° 3.5 se muestra la combinación por zonas del SEIN de los escenarios de demanda (Base, Muy optimista y Muy pesimista) con los que se ha definido los futuros extremos “nudos” de demanda.

TABLA N° 3.5: Definición de nudos de demanda

Futuros (Nudos) de demanda	Sur	Centro	Norte
1	Muy Optimista	Base	Muy Optimista
2	Base	Base	Base
3	Base	Muy Optimista	Base
4	Muy Pesimista	Muy pesimista	Muy Pesimista

En la TABLA N° 3.6, se muestra las magnitudes de la demanda por zonas para cada nudo y para los años de corte 2016, 2020 y 2022. Esta tabla ha sido elaborada en función a la combinación por zonas de los escenarios de demanda del SEIN definidos en la TABLA N° 3.5.

TABLA N° 3.6: Nudos de demanda por zonas del SEIN

AÑO	Futuros Extremos (Nudos)	ENERGIA EN GWH				POTENCIA EN MW			
		Norte	Centro	Sur	SEN	Norte	Centro	Sur	SEN
2016	1	12840	34783	16391	64014	1832	4963	2339	9134
	2	9048	34783	13275	57106	1291	4963	1894	8149
	3	9048	42616	13275	64939	1291	6081	1894	9266
	4	6537	27559	9587	43683	933	3932	1368	6233
2020	1	20912	41893	21110	83915	2984	5978	3012	11974
	2	11910	41893	15772	69575	1700	5978	2251	9928
	3	11910	58041	15772	85723	1700	8282	2251	12232
	4	6778	28876	9782	45436	967	4120	1396	6483
2022	1	22925	45689	22212	90826	3271	6520	3170	12960
	2	12810	45689	16208	74706	1828	6520	2313	10660
	3	12810	67602	16208	96619	1828	9646	2313	13787
	4	6877	29427	9843	46148	981	4199	1405	6585

Para el Análisis Energético, las demandas de las zonas Norte y Sur han sido agrupadas para conformar una sola, que en conjunto con la demanda de la zona Centro se han representado los nudos de demanda en el plano Cartesiano. Esta metodología considerada en [1] ha sido adoptada de [2].

En la figura Fig. 3.5 se muestra las tasas de crecimiento promedio, de la zona Centro en el eje horizontal y del total de las zonas Norte y Sur en el eje vertical.

En la figura Fig. 3.5 se muestran los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4, que representan las condiciones más extremas y la condición media del crecimiento de la demanda en el SEIN. Los nudos 1, 3 y 4 forman una región triangular que incluye a todos los futuros que no representan condiciones extremas.

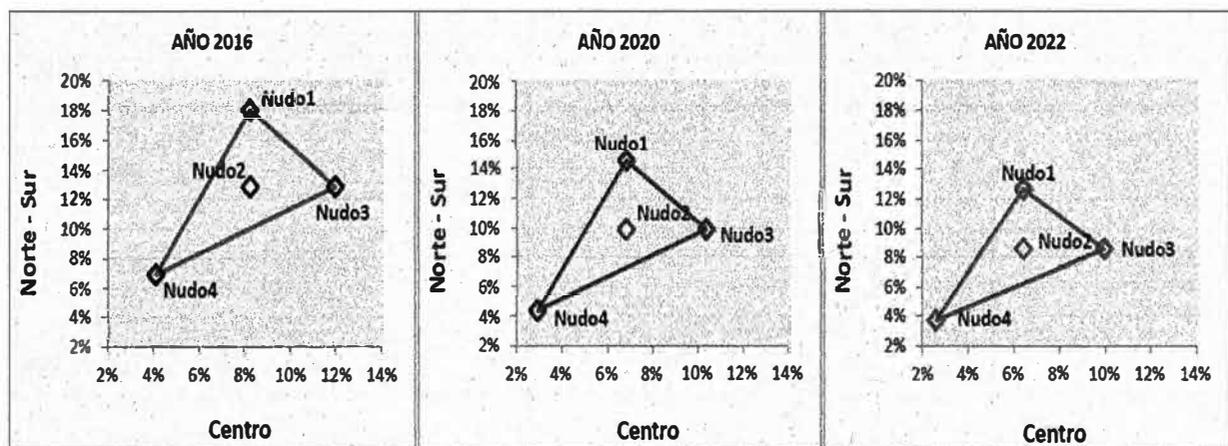


Fig. 3.5: Tasa de crecimiento en los Nudos de demanda del 2016, 2020 y 2022

Se aprecia que las tasas de crecimiento en los nudos de demanda del año 2016 son mayores a las de los años 2020 y 2022, ello se debe en parte al notable incremento de la demanda originada por la puesta en marcha de proyectos mineros en el periodo 2013 – 2016. En la figura Fig. 3.6 se aprecia el incremento en la potencia debido a los proyectos mineros considerados en los escenarios Muy Optimista, Base y Muy Pesimista.

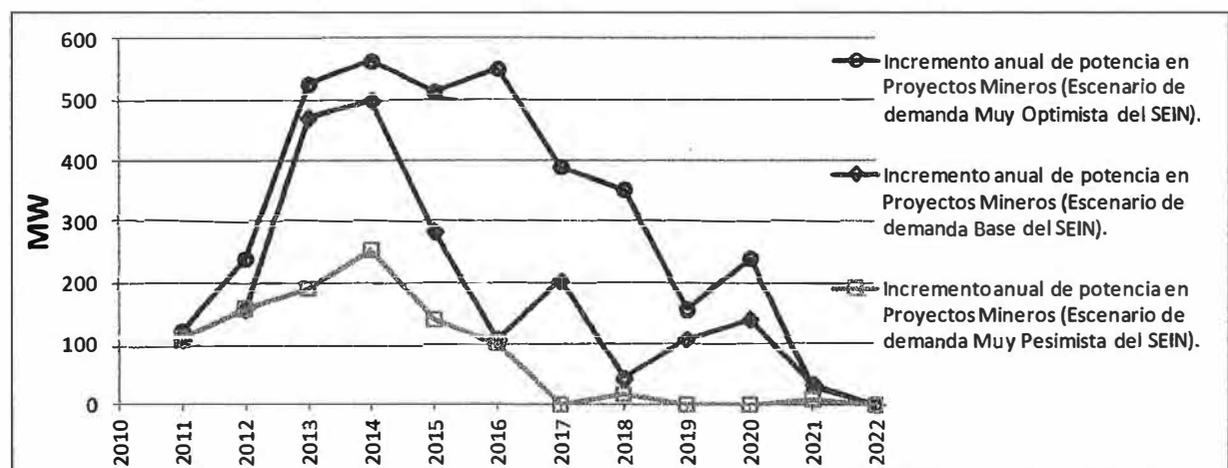


Fig. 3.6: Incremento anual en potencia debido a proyectos mineros.

En la TABALA N° 3.7 se muestra los proyectos mineros considerados y su demanda en potencia para cada año de corte y en cada uno de los nudos de demanda.

TABLA N° 3.7: Proyectos mineros considerados en los Nudos de demanda.

ZONA	BARRA	PROYECTO	MW (Año 2016)				MW (Año 2020)				MW (Año 2022)			
			Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
NORTE	Cajamarca 220kV	Chaquicocha Sur Mil	0	0	0	0	25	25	25	0	25	25	25	0
		Galeno	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
		Michiquillay	63	0	0	0	250	0	0	0	250	0	0	0
		Minas Conga	144	144	144	0	144	144	144	0	144	144	144	0
		Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C. Negro	25	0	0	0	25	0	0	0	25	0	0	0
		Yanacocha sulfides	0	0	0	0	150	0	0	0	150	0	0	0
		Yanacocha Verde	0	0	0	0	78	78	78	0	78	78	78	0
	Carhuaquero 220kV	Cañariaco	100	0	0	0	100	0	0	0	100	0	0	0
		La Granja	0	0	0	0	50	25	25	0	50	50	50	0
	Chimbote 138kV	Ampliacion de Sider Peru	178	0	0	0	178	0	0	0	178	0	0	0
	Corona 220 kV	Tantahuatay	0	0	0	0	0	0	0	0	23	0	0	0
	Guadalupe 60kV	Ampliación Cemento Pacasmayo	0	0	0	0	28	0	0	0	28	0	0	0
	Hualanca 138kV	Hilarion	24	24	24	0	24	24	24	0	24	24	24	0
		Magistral	0	0	0	0	35	0	0	0	35	0	0	0
La Nina 220kV	Bayovar	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	
Piura 220kV	Rio Blanco	0	0	0	0	150	108	108	0	150	108	108	0	
CENTRO	Chavarría 220kV	Ampliacion Quimpac	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
	Condorcocha 44kV	Ampliacion Cemento Andino	11	11	11	11	18	18	18	18	27	27	27	27
	Huancavelica 220kV	Pukaqaqa (Milpo)	40	40	40	0	40	40	40	0	40	40	40	0
	Marcona 220kV	Ampliacion Shougang Hierro Perú	170	170	170	86	170	170	170	86	170	170	170	86
		Marcofre (Mina Justa)	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
	Marcona 500 kV	Pampa de Pongo	0	0	200	0	0	0	200	0	0	0	200	0
	Paragsha 220kV	El Brocal	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
	Pomacocha 220kV	Toromocho	156	156	156	156	166	166	166	166	166	166	166	166
	Vizcarra 220kV	Ampliacion Antamina	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80
	Abancay 220 kV	Haqira	30	0	0	0	30	0	0	0	30	0	0	0
SUR	Botiflaca 138kV	Expansión de la concentradora Cuajone	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
	Cotaruse 220kV	Hierro Apurimac	0	0	0	0	180	180	180	0	180	180	180	0
		Las Barras (Apurimac)	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
		Los Chancas (Apurimac)	62	62	62	0	100	100	100	0	100	100	100	0
	Moquegua 220kV	Los Calatos	180	0	0	0	180	0	0	0	180	0	0	0
		Proyecto Tia Maria	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
	Onocora 220 kV	Quelaveco	129	129	129	0	153	153	153	0	153	153	153	0
		Corani	40	0	0	0	40	0	0	0	40	0	0	0
	Puno 220kV	Hierro Apurimac 2	0	0	0	0	180	0	0	0	180	0	0	0
		Chucapaca	70	0	0	0	70	0	0	0	70	0	0	0
	Socabaya 220kV	Mina Chapi	26	26	26	0	26	26	26	0	26	26	26	0
	SPCC138kV	Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
	Tintaya 220kV	Antapacay(220KV)	90	90	90	85	90	90	90	85	90	90	90	85
		Constancia	90	90	90	0	90	90	90	0	90	90	90	0
		Quechua	74	74	74	0	74	74	74	0	74	74	74	0
	Toquepala 138kV	Ampliación de la concentradora Toquepala	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50

Asimismo, en la TABLA N° 1 del Anexo C se muestra la demanda en energía (GWh) totalizada por barra.

3.4.2. Futuros de Hidrología

Los futuros de hidrología utilizados en el Análisis Energético de largo plazo corresponden a las series hidrológicas siguientes:

Futuro de hidrología: 95 (serie 1995-1998, es una serie seca).

Futuro de hidrología: 80 (serie 1980-1983, es una serie mediana).

Futuro de hidrología: 01 (serie 2001-2004, es una serie húmeda).

Estas series fueron calculadas para realizar los futuros de hidrología en el estudio del PPT [2] y se obtuvieron analizando los costos operativos totales a partir de una

simulación Uninodal con el modelo PERSEO del caso correspondiente al de la Fijación Tarifaria del periodo Mayo 2009 – Abril 2010.

En la figura Fig. 3.7 se muestra el resultado “costo operativo total” de todas las series hidrológicas (datos históricos de hidrología desde el año 1965 hasta el 2009). Se aprecia que la serie hidrológica correspondiente al “futuro de hidrología media” comienza con el año 1980 y corresponde al costo operativo del percentil 50.

Asimismo, el futuro de hidrología seca corresponde a la serie hidrológica que comienza en el año 1995 asociado al percentil 5 y el futuro de hidrología húmeda corresponde a la serie hidrológica que comienza en el año 2001 correspondiente al percentil 95.

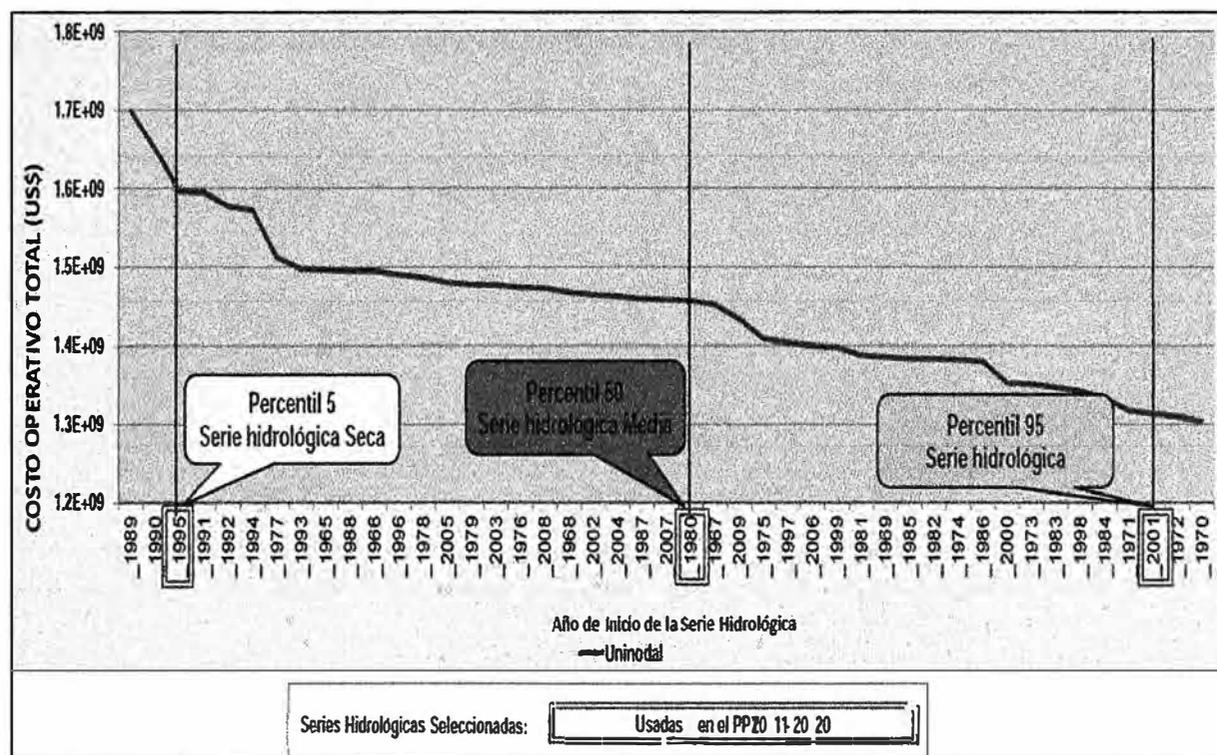


Fig. 3.7: Series de hidrología para los futuros de hidrología

3.4.3. Futuros de oferta de generación

Cabe indicar que previamente a la explicación de la formulación de los futuros de generación ha sido conveniente explicar primero lo referente a los futuros de demanda y de hidrología, debido a que estos son independientes.

En vista a que el objetivo de la formulación de los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología es su combinación para poder formular los escenarios de estudio, los futuros de oferta de generación deben definirse analizando las combinaciones posibles con los futuros de demanda ya que como se ha mencionado anteriormente estos futuros de oferta dependen de los futuros de demanda.

Para definir la oferta que compone cada futuro de oferta de generación se ha considerado las opciones de oferta que se indican en las TABLAS N° 2.7 al 2.12 del punto 2.1.2.b), siguiendo los criterios y metodología del presente capítulo. Asimismo se ha definido

previamente los posibles futuros de oferta de generación para su combinación con los futuros de demanda. En la figura Fig. 3.8 se muestra estos futuros de oferta posibles.

AÑO	Demanda	Futuro de demanda	Oferta de generación (Tipo)	Tiene Grandes CC.HH. del Oriente?	Tiene Grandes CC.HH. del Norte?
2016	Optimista Norte y Sur	1	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
	Media (Base)	2	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
	Optimista Centro	3	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
	Pesimista	4	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
2020 Y 2022	Optimista Norte y Sur	1	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
				SI	NO
				NO	SI
				SI	SI
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
				SI	NO
				NO	SI
				SI	SI
	Media (Base)	2	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
	Optimista Centro	3	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
				SI	NO
				NO	SI
				SI	SI
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO
				SI	NO
				NO	SI
				SI	SI
	Pesimista	4	Mayormente térmoelectrica	NO	NO
			Mayormente hidroeléctrica	NO	NO

Fig. 3.8: Posibles futuros de oferta de generación

Según la definición de los posibles futuros de oferta, los cuales están en función a los futuros de demanda, se ha obtenido las centrales de generación que componen cada uno de estos futuros de oferta. Asimismo, a manera de detalle en las TABLAS N° 2, 3 y 4 del Anexo C se muestran la composición de los futuros de oferta para los siguientes casos:

Futuro de demanda para el año 2016 con demanda optimista en la zona Centro.

Futuro de demanda para el año 2020 con demanda optimista en la zona Centro y sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente y Norte.

Futuro de demanda para el año 2022 con demanda optimista en la zona Centro y con desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente y Norte.

A continuación en las TABLAS N° 3.8 al 3.16 se muestra de forma resumida la potencia total de cada futuro de oferta de generación planteado.

a) Futuros de oferta del año 2016

TABLA N° 3.8: Potencia en futuros de oferta 2016

2016	Sin desarrollo de Grandes Centrales Hidroeléctricas							
	Nudo Demanda 4		Nudo Demanda 2		Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	6233		8149		9266		9134	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	7480	8103	9779	10594	11119	12046	10961	11874
Objetivo Hidro	2992	4862	3912	6356	4448	7227	4384	7125
Hidro Existente	4797	4797	4828	6345	4839	7077	4838	7076
Objetivo Termica	4488	3241	5867	4237	6672	4818	6576	4750
Térmica Existente	6133	6133	6133	6133	6653	6133	6653	6133
%Térmica del Total	56%	56%	56%	49%	58%	46%	58%	46%
%Hidro del total	44%	44%	44%	51%	42%	54%	42%	54%
%Térmica de la reserva	82%	76%	63%	58%	60%	51%	61%	52%
%Hidro de la reserva	64%	59%	49%	60%	44%	59%	44%	60%
Reserva	75%	75%	35%	53%	24%	43%	26%	45%

b) Futuros de oferta del año 2020

TABLA N° 3.9: Potencia en futuros de oferta 2020 sin CC.HH. del Oriente y Norte

2020	Sin desarrollo de Grandes Centrales Hidroeléctricas							
	Nudo Demanda 4		Nudo Demanda 2		Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	6483		9928		12232		11974	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	7780	8428	11914	12906	14678	15902	14369	15566
Objetivo Hidro	3112	5057	4765	7744	5871	9541	5748	9340
Hidro Existente	4836	5241	4941	7871	5854	8505	5855	8506
Objetivo Termica	4668	3371	7148	5163	8807	6361	8621	6226
Térmica Existente	6133	6133	7173	6133	9253	7173	8733	6653
%Térmica del Total	56%	54%	59%	44%	61%	46%	60%	44%
%Hidro del total	44%	46%	41%	56%	39%	54%	40%	56%
%Térmica de la reserva	79%	73%	60%	48%	63%	45%	61%	43%
%Hidro de la reserva	62%	62%	41%	61%	40%	53%	41%	55%
Reserva	69%	75%	22%	41%	24%	28%	22%	27%

TABLA N° 3.10: Potencia en futuros de oferta 2020 con CC.HH. del Oriente

2020	Oriente con Exportación = 50%			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	12232		11974	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	14678	15902	14369	15566
Objetivo Hidro	5871	9541	5748	9340
Hidro Existente	6107	9941	6108	9941
Objetivo Termica	8807	6361	8621	6226
Térmica Existente	8733	6653	8733	6653
%Térmica del Total	59%	40%	59%	40%
%Hidro del total	41%	60%	41%	60%
%Térmica de la reserva	59%	42%	61%	43%
%Hidro de la reserva	42%	63%	43%	64%
Reserva	21%	36%	24%	39%

TABLA N° 3.11: Potencia en futuros de oferta 2020 con grandes CC.HH. del Norte

2020	Desarrollo del grandes Centrales en el norte			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	12232		11974	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	14678	15902	14369	15566
Objetivo Hidro	5871	9541	5748	9340
Hidro Existente	5832	9601	5833	9362
Objetivo Termica	8807	6361	8621	6226
Térmica Existente	9253	6653	8733	6653
%Térmica del Total	61%	41%	60%	42%
%Hidro del total	39%	59%	40%	58%
%Térmica de la reserva	63%	42%	61%	43%
%Hidro de la reserva	40%	60%	41%	60%
Reserva	23%	33%	22%	34%

TABLA N° 3.12: Potencia en futuros de oferta 2020 con CC.HH. del Oriente y Norte

2020	Desarrollo del grandes Centrales en el norte y en ORIENTE			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	12232		11974	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	14678	15902	14369	15566
Objetivo Hidro	5871	9541	5748	9340
Hidro Existente	6932	9629	6933	9479
Objetivo Termica	8807	6361	8621	6226
Térmica Existente	8733	6653	8733	6653
%Térmica del Total	56%	41%	56%	41%
%Hidro del total	44%	59%	44%	59%
%Térmica de la reserva	59%	42%	61%	43%
%Hidro de la reserva	47%	61%	48%	61%
Reserva	28%	33%	31%	35%

c) Futuros de oferta del año 2022

TABLA N° 3.13: Potencia en futuros de oferta 2022 sin CC.HH. del Oriente y Norte

2022	Sin desarrollo de Grandes Centrales Hidroeléctricas							
	Nudo Demanda 4		Nudo Demanda 2		Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	6585		10660		13787		12960	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	7902	8560.5	12792	13858	16544.4	17923.1	15552	16848
Objetivo Hidro	3161	5136	5117	8315	6618	10754	6221	10109
Hidro Existente	4836	5241	5346	8420	6604	8505	6605	8506
Objetivo Termica	4741	3424	7675	5543	9927	7169	9331	6739
Térmica Existente	6133	6133	7693	6133	9773	8733	9253	7693
%Térmica del Total	56%	54%	59%	42%	60%	51%	58%	47%
%Hidro del total	44%	46%	41%	58%	40%	49%	42%	53%
%Térmica de la reserva	78%	72%	60%	44%	59%	49%	59%	46%
%Hidro de la reserva	61%	61%	42%	61%	40%	47%	42%	50%
Reserva	67%	73%	22%	37%	19%	25%	22%	25%

TABLA N° 3.14: Potencia en futuros de oferta 2022 con CC.HH. del Oriente

2022	Oriente con Exportación = 50%			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	13787		12960	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	16544.4	17923.1	15552	16848
Objetivo Hidro	6618	10754	6221	10109
Hidro Existente	6692	10699	6513	10129
Objetivo Termica	9927	7169	9331	6739
Térmica Existente	9773	7173	9253	6653
%Térmica del Total	59%	40%	59%	40%
%Hidro del total	41%	60%	41%	60%
%Térmica de la reserva	59%	40%	59%	39%
%Hidro de la reserva	40%	60%	42%	60%
Reserva	19%	30%	22%	29%

TABLA N° 3.15: Potencia en futuros de oferta 2022 con grandes CC.HH. del Norte

2022	Desarrollo del grandes Centrales en el norte			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	13787		12960	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	16544.4	17923.1	15552	16848
Objetivo Hidro	6618	10754	6221	10109
Hidro Existente	6679	9930	6238	9931
Objetivo Termica	9927	7169	9331	6739
Térmica Existente	9773	7173	9253	6653
%Térmica del Total	59%	42%	60%	40%
%Hidro del total	41%	58%	40%	60%
%Térmica de la reserva	59%	40%	59%	39%
%Hidro de la reserva	40%	55%	40%	59%
Reserva	19%	24%	20%	28%

TABLA N° 3.16: Potencia en futuros de oferta 2022 con CC.HH. del Oriente y Norte

2022	Desarrollo del grandes Centrales en el norte y en ORIENTE			
	Nudo Demanda 3		Nudo Demanda 1	
	13787		12960	
	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica	Mayor oferta Térmica	Mayor oferta Hidroeléctrica
Con reserva	16544.4	17923.1	15552	16848
Objetivo Hidro	6618	10754	6221	10109
Hidro Existente	6932	10616	6933	10174
Objetivo Termica	9927	7169	9331	6739
Térmica Existente	9773	7173	9253	6653
%Térmica del Total	59%	40%	57%	40%
%Hidro del total	41%	60%	43%	60%
%Térmica de la reserva	59%	40%	59%	39%
%Hidro de la reserva	42%	59%	45%	60%
Reserva	21%	29%	25%	30%

De las TABLAS N° 3.8 al 3.16 se resalta que los futuros de oferta de generación han sido planteados en función de los futuros de demanda (nudos de demanda), debido a que los primeros se plantean para que excedan a los segundos en una cantidad llamada “Reserva de generación”, la cual fue establecida en el acápite 3.2.4

Asimismo, en la TABLA N° 5 del Anexo C, para cada futuro de demanda se indica la potencia de cada futuro de oferta de generación desagregada por tipo, es decir, oferta termoeléctrica e hidroeléctrica.

CAPITULO IV

ANÁLISIS ENERGÉTICO

Para el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN se ha utilizado los resultados de las simulaciones con el modelo PERSEO, estas simulaciones se han efectuado sobre los casos que resultan de la combinación de los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología.

Cabe remarcar que si bien los casos de simulación con el modelo PERSEO se han obtenido a partir de la combinación de los futuros mencionados, la formulación de estos casos se ha realizado siguiendo un conjunto de criterios que se explican a continuación.

4.1. Casos simulados con el modelo PERSEO

4.1.1. Criterios para la formulación de los casos

- Se ha considerado los futuros de demanda, de oferta de generación, y de hidrología formulados en el acápite 3.4.
- Cada futuro de demanda y de oferta de generación se ha combinado con los futuros de hidrología. Los casos han quedado finalmente formulados al considerar para cada combinación, dos condiciones en la transmisión, una que considera el límite en la capacidad de las líneas, y otra que no considera el límite en la capacidad.
- Cada caso simulado ha considerado el plan de obras de transmisión que se indica en la TABLA N° 2.14, la cual muestra los proyectos resultantes del PPT.
- Los casos simulados se han realizado para cada año de corte (2016, 2020 y 2022), considerando periodos de evaluación de cuatro (4) años, con el fin de evitar los efectos de borde que se presentan al simular periodos de un año.

En efecto, cada caso simulado para el año de corte 2016 ha considerado el periodo de simulación que abarca los años 2016-2019. De manera similar, para los años de corte 2020 y 2022 los periodos han sido 2020-2023 y 2022-2025, respectivamente.

- En cuanto a la demanda de los casos de cada año de corte, se ha considerado que el crecimiento anual en barras es cero, es decir, la demanda en barras ha sido la misma en cada año del periodo de simulación.
- En la oferta de generación de los casos de cada año de corte, no se ha considerado repotenciación, ingreso, o retiro de centrales, es decir, la oferta considerada al inicio del periodo ha sido la misma al final del mismo.

- El criterio utilizado para nombrar (codificación) cada caso simulado se indica en la figura Fig. 4.1, en la cual se muestra desde la parte superior hacia la inferior los diferentes componentes de cada caso.

El caso se ha nombrado empezando por indicar el futuro de demanda, luego, el futuro de oferta según el desarrollo por tipo de recurso y por desarrollo de grandes CC.HH. en las zonas Oriente y Norte. Luego se indican, el plan de transmisión, el futuro de hidrología, la condición de transmisión, y la tolerancia de convergencia.

Futuro de Demanda:	1	Demanda muy Optimista en las zonas Norte y Sur + Demanda Base en la zona Centro.
	2	Demanda Base en el SEIN.
	3	Demanda muy Optimista en la zona Centro + Demanda Base en las zonas Norte y Sur.
	4	Demanda muy Pesimista en el SEIN.
Futuro de oferta de generación: Mayor desarrollo por Tipo	A	Oferta mayormente térmica = 60% de Generación térmica + 40% Generación hidroeléctrica (Reserva 20%).
	B	Oferta mayormente hidráulica = 40% de Generación térmica + 40% Generación hidroeléctrica (Reserva 30%).
Futuro de oferta de generación: Desarrollo de grandes CC.HH.	S	Sin desarrollo de grandes CC.HH. en las zonas Oriente y Norte.
	O	Con desarrollo de grandes CC.HH. en el Oriente.
	N	Con desarrollo de grandes CC.HH. en el Norte.
	T	Con desarrollo de grandes CC.HH. en el Oriente y Norte.
Plan de Transmisión	B	Sólo las obras resultantes del PPT, es decir, sin opciones de transmisión.
Futuro de Hidrología	80	1980 - 1983 "Serie de Hidrología Promedio".
	95	1995 - 1998 "Serie de Hidrología Seca".
	01	2001 - 2004 "Serie de Hidrología Humedo".
Condición en la Transmisión	C	Con límites en la transmisión.
	S	Sin límites en la transmisión.
Tolerancia de Convergencia	0	0.1

Fig. 4.1: Criterio utilizado para nombrar los casos simulados en el PERSEO

Como ejemplo en la TABLA N° 4.1 se muestra el nombre de un caso del año de corte 2020, correspondiente a un escenario con demanda optimista en las zonas Norte y Sur, oferta mayormente térmica y con desarrollo de grandes CC.HH. en la zona Oriente, con hidrología seca, y sin considerar los límites en la capacidad de las líneas de transmisión.

TABLA N° 4.1: Ejemplo de nombre de un caso de simulado del año 2020

Futuro de Demanda	Futuro de oferta: Mayor desarrollo por Tipo	Futuro de oferta: Desarrollo de grandes CC.HH.	Plan de Transmisión	Futuro de Hidrología	Condición en la Transmisión	Tolerancia de convergencia
1	A	O	B	95	S	0

4.1.2. Combinaciones posibles

Siguiendo los criterios anteriores y considerando las combinaciones posibles de los cuatro (4) futuros de demanda, ocho (2x4) futuros de oferta, y de los tres (3) futuros de

hidrología, se han obtenido 48 casos para el año de corte 2016 y 120 casos para cada uno de los años de corte 2020 y 2022. Tal como se aprecia en la figura Fig. 4.2

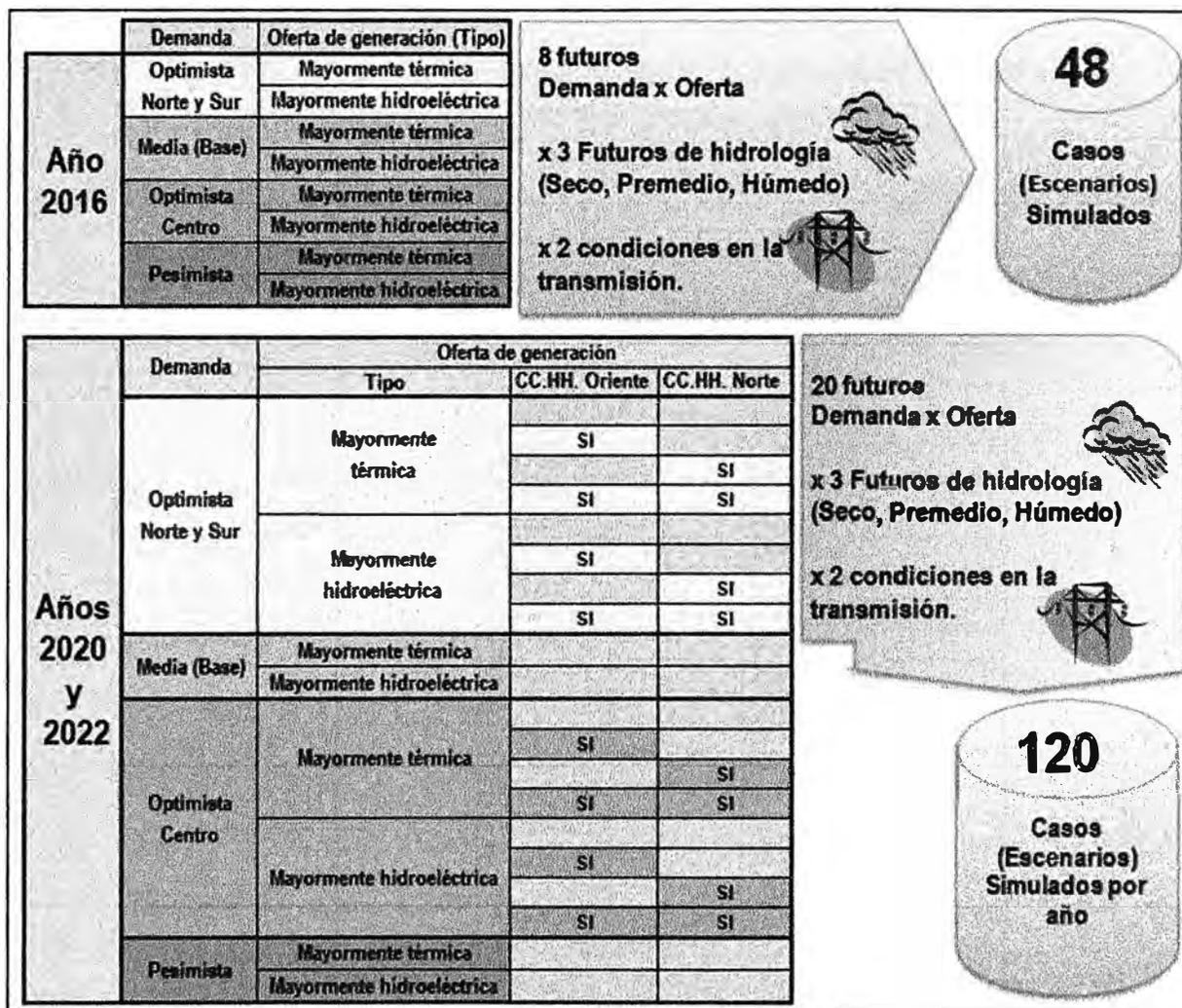


Fig. 4.2: Combinaciones posibles y número de casos simulados

4.1.3. Casos simulados

De las combinaciones posibles se ha obtenido los siguientes casos:

a) Año de corte 2016

TABLA N° 4.2: Casos simulados para el año de corte 2016

Oferta de generación		Demanda			
Tipo	Desarrollo	1	2	3	4
A	S	1ASB01C0	2ASB01C0	3ASB01C0	4ASB01C0
		1ASB01S0	2ASB01S0	3ASB01S0	4ASB01S0
		1ASB80C0	2ASB80C0	3ASB80C0	4ASB80C0
		1ASB80S0	2ASB80S0	3ASB80S0	4ASB80S0
		1ASB95C0	2ASB95C0	3ASB95C0	4ASB95C0
		1ASB95S0	2ASB95S0	3ASB95S0	4ASB95S0
B	S	1BSB01C0	2BSB01C0	3BSB01C0	4BSB01C0
		1BSB01S0	2BSB01S0	3BSB01S0	4BSB01S0
		1BSB80C0	2BSB80C0	3BSB80C0	4BSB80C0
		1BSB80S0	2BSB80S0	3BSB80S0	4BSB80S0
		1BSB95C0	2BSB95C0	3BSB95C0	4BSB95C0
		1BSB95S0	2BSB95S0	3BSB95S0	4BSB95S0

En la TABLA N° 4.2 se muestra que en ningún caso (escenario) del año de corte 2016 se ha considerado el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas.

b) Años de corte 2020 y 2022

TABLA N° 4.3: Casos simulados para los años de corte 2020 y 2022

Oferta de generación		Demanda				
Tipo	Desarrollo	1	2	3	4	
A	S	1ASB01C0	2ASB01C0	3ASB01C0	4ASB01C0	
		1ASB01S0	2ASB01S0	3ASB01S0	4ASB01S0	
		1ASB80C0	2ASB80C0	3ASB80C0	4ASB80C0	
		1ASB80S0	2ASB80S0	3ASB80S0	4ASB80S0	
		1ASB95C0	2ASB95C0	3ASB95C0	4ASB95C0	
		1ASB95S0	2ASB95S0	3ASB95S0	4ASB95S0	
	O	1AOB01C0			3AOB01C0	
		1AOB01S0			3AOB01S0	
		1AOB80C0			3AOB80C0	
		1AOB80S0			3AOB80S0	
		1AOB95C0			3AOB95C0	
		1AOB95S0			3AOB95S0	
	N	1ANB01C0			3ANB01C0	
		1ANB01S0			3ANB01S0	
		1ANB80C0			3ANB80C0	
		1ANB80S0			3ANB80S0	
		1ANB95C0			3ANB95C0	
		1ANB95S0			3ANB95S0	
	T	1ATB01C0			3ATB01C0	
		1ATB01S0			3ATB01S0	
		1ATB80C0			3ATB80C0	
		1ATB80S0			3ATB80S0	
		1ATB95C0			3ATB95C0	
		1ATB95S0			3ATB95S0	
B	S	1BSB01C0	2BSB01C0	3BSB01C0	4BSB01C0	
		1BSB01S0	2BSB01S0	3BSB01S0	4BSB01S0	
		1BSB80C0	2BSB80C0	3BSB80C0	4BSB80C0	
		1BSB80S0	2BSB80S0	3BSB80S0	4BSB80S0	
		1BSB95C0	2BSB95C0	3BSB95C0	4BSB95C0	
		1BSB95S0	2BSB95S0	3BSB95S0	4BSB95S0	
	O	1BOB01C0			3BOB01C0	
		1BOB01S0			3BOB01S0	
		1BOB80C0			3BOB80C0	
		1BOB80S0			3BOB80S0	
		1BOB95C0			3BOB95C0	
		1BOB95S0			3BOB95S0	
	N	1BNB01C0			3BNB01C0	
		1BNB01S0			3BNB01S0	
		1BNB80C0			3BNB80C0	
		1BNB80S0			3BNB80S0	
		1BNB95C0			3BNB95C0	
		1BNB95S0			3BNB95S0	
	T	1BTB01C0			3BTB01C0	
		1BTB01S0			3BTB01S0	
		1BTB80C0			3BTB80C0	
		1BTB80S0			3BTB80S0	
		1BTB95C0			3BTB95C0	
		1BTB95S0			3BTB95S0	

En la TABLA N° 4.3 se indica que en los años de corte 2020 y 2022 solo se considera el desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas en los escenarios con demanda optimista.

4.1.4. Resultados

Los resultados de las simulaciones utilizados en el Análisis Energético son los siguientes:

- (i) Flujo de potencia promedio en líneas.
- (ii) Energía No Servida por barra.
- (iii) Energía generada por las centrales hidroeléctricas.
- (iv) Energía generada por las centrales termoeléctricas.
- (v) Costos de operación.

4.2. Análisis Energético

Por la exigencia de la Norma [5], el Análisis Energético se realiza siguiendo los criterios y la metodología establecidos en la misma, con la finalidad de diagnosticar el sistema de transmisión en el largo plazo. Este análisis se realiza utilizando el modelo de simulación energética PERSEO, seleccionando un periodo que abarca un grupo de años definidos.

4.2.1. Criterios

El Análisis Energético ha sido elaborado considerando los siguientes criterios:

a) Congestión.

La congestión en las líneas de transmisión se obtiene comparando el flujo promedio con la capacidad nominal de transmisión, si esta relación es mayor a la unidad la línea opera en sobrecarga y es necesario anotar el número de horas que permanece en esta condición. Por lo tanto en el análisis de congestiones se utilizan los siguientes índices:

- (i) Carga porcentual.
- (ii) Número de horas de Congestión.

Estos índices se obtienen para cada línea en cada caso, identificando su relación con los futuros de demanda, la oferta de generación y la hidrología.

b) Energía No Servida.

Como los futuros de oferta de generación han sido planteados considerando una reserva de generación establecida según los criterios del acápite 3.2.4, la Energía No Servida (ENS) se atribuye a la falta de capacidad de transmisión.

La ENS se obtiene para todas las barras del SEIN y se identifica la relación con los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología.

4.2.2. Metodología

a) Identificación de la Congestión

La Congestión se identifica utilizando los resultados del segundo año del periodo de simulación de los casos en que no se considera el límite en la capacidad de las líneas, con el fin de minimizar los efectos que puedan tener las consideraciones particulares del modelo PERSEO para los niveles de los embalses al inicio y al final del periodo.

En cada caso, se compara el flujo en las líneas con su capacidad nominal, y se identifican

los casos que presentan cargas superiores al 100%. El valor que representa la carga porcentual es el máximo factor de utilización obtenido de los 3 futuros de hidrología, considerando todos los bloques horarios en los 12 meses del segundo año.

De manera similar el valor que representa el número de horas de congestión se obtiene del promedio de las 3 hidrologías, sumando previamente las horas de congestión en todos los bloques horarios de los 12 meses del segundo año.

Se analiza en qué condiciones de demanda y oferta de generación, o combinaciones de estas, se presenta la mayor carga porcentual y número de horas de congestión en las líneas de transmisión.

En las tablas del Anexo D se indica la capacidad nominal (MW) de las líneas de transmisión del sistema con la cual se ha obtenido los resultados de carga porcentual.

b) Identificación de la Energía No Servida

Para cada año de corte, la ENS se obtiene de los resultados de los casos simulados considerando los límites en las líneas del sistema. Para lo cual la ENS en cada barra se calcula promediando la ENS de cada año del periodo de simulación. En este análisis se considera los resultados por cada futuro de hidrología.

De manera similar al análisis de Congestionamientos, en el análisis de la ENS se analiza en qué condiciones de demanda, oferta de generación, y de hidrología, o combinaciones de estas, se presentan los mayores porcentajes de ENS.

La metodología descrita para la identificación de la Congestión y de la ENS se lleva a cabo para todos los años de corte, lo cual permite verificar si los problemas detectados en el sistema de transmisión en un año de corte en particular, se mantienen en el tiempo, se acentúan o se mitigan.

En la Tabla N° 1 del Anexo C se indica la demanda en energía (GWh) de cada barra del sistema, a partir de la cual se ha obtenido los resultados de ENS en el sistema de transmisión.

4.2.3. Identificación de problemas en el sistema de transmisión

La identificación de los problemas en el sistema de transmisión se realiza analizando los Índices de Congestión para cada línea de transmisión y la ENS en las barras del SEIN.

La Congestión muestra la carga porcentual que se podría presentar en las líneas de transmisión en un escenario ideal, es decir sin considerar el límite en la capacidad de las líneas, muestra también el número de horas de congestión al año en que se produciría esta carga porcentual.

La ENS muestra el porcentaje de la energía no suministrada en cada barra por efecto de las congestiones en el sistema de transmisión en un escenario real, es decir considerando el límite en la capacidad de las líneas.

a) Problemas de Carga Porcentual y Número de Horas de Congestión
 (i) Resultados en el año 2016

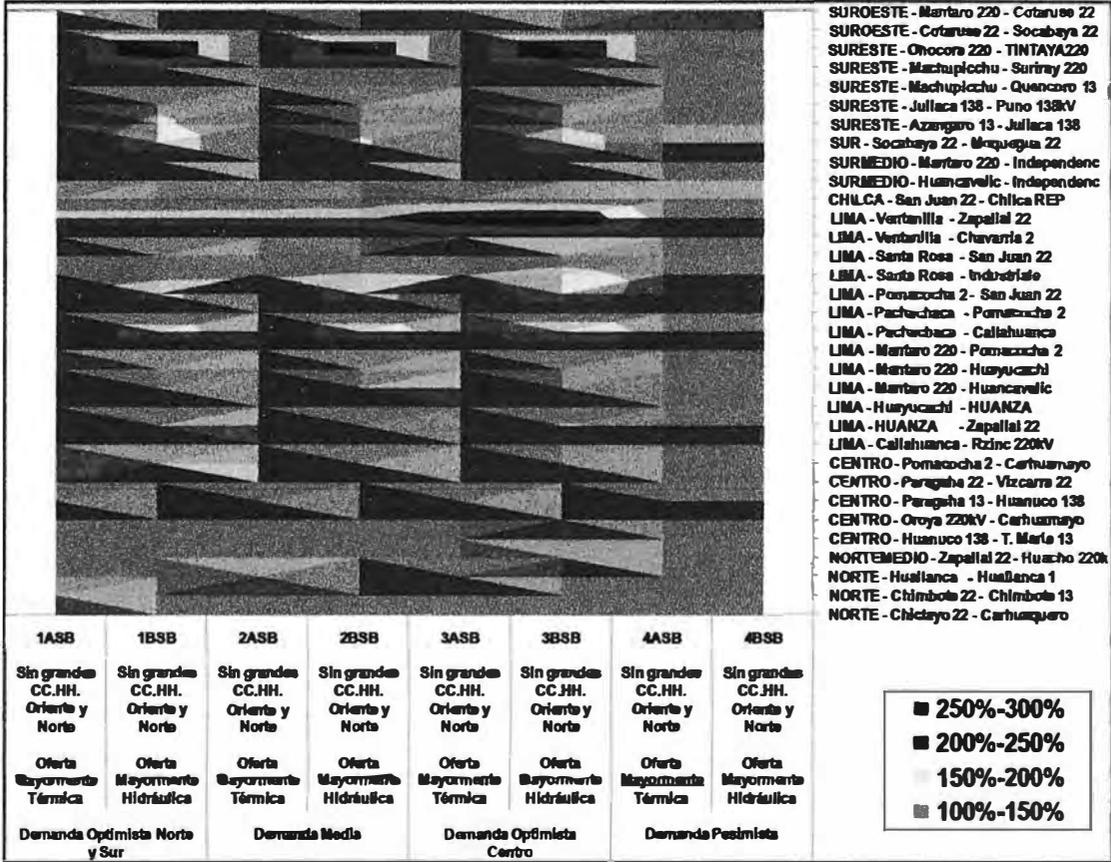


Fig. 4.3: Principales Cargas Porcentuales en líneas – Año 2016

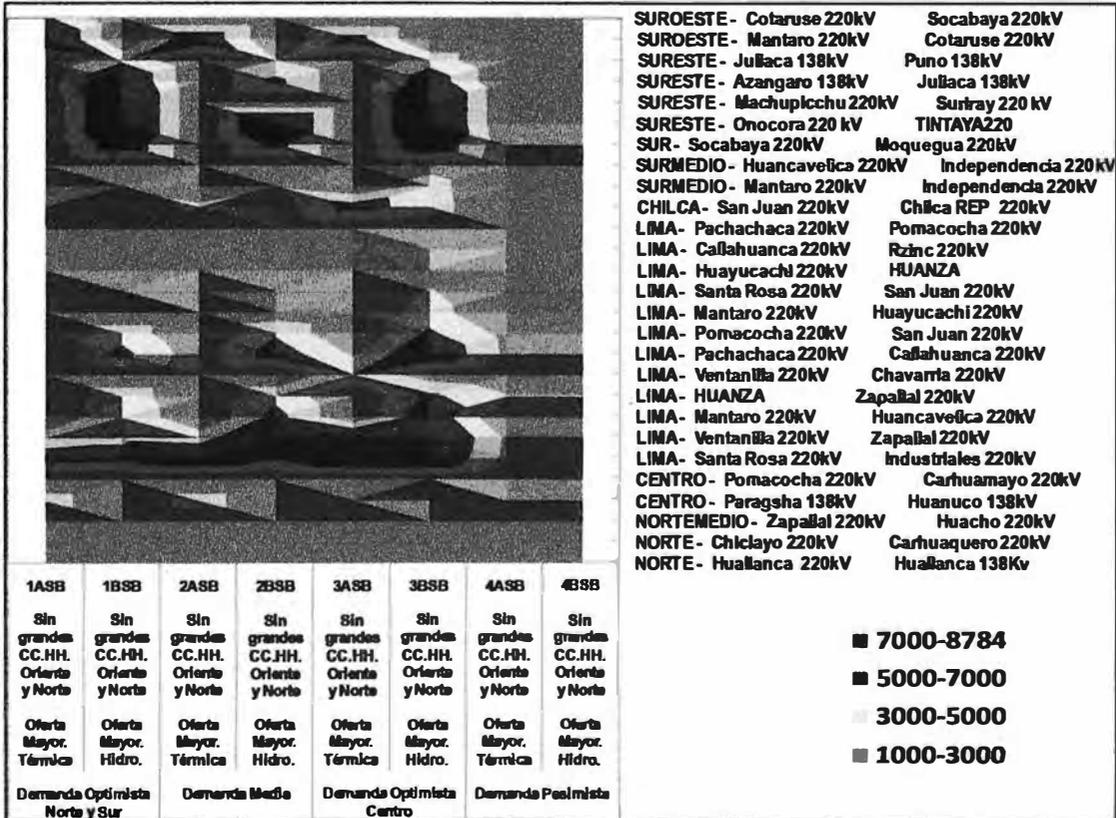


Fig. 4.4: Número de horas de Congestión en líneas – Año 2016

Las figuras Fig. 4.3 y Fig. 4.4 muestran la carga porcentual y el número de horas de congestión, respectivamente, que se podrían presentar en el sistema de transmisión para el año 2016. A continuación se resumen los principales problemas encontrados.

Línea de 220 kV Onocora – Tintaya

En la figura Fig. 4.5 se muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea de simple terna que pertenece al PTT, así como también los principales proyectos de oferta de generación y de demanda correspondientes al escenario en que se presenta la condición de carga porcentual extrema.

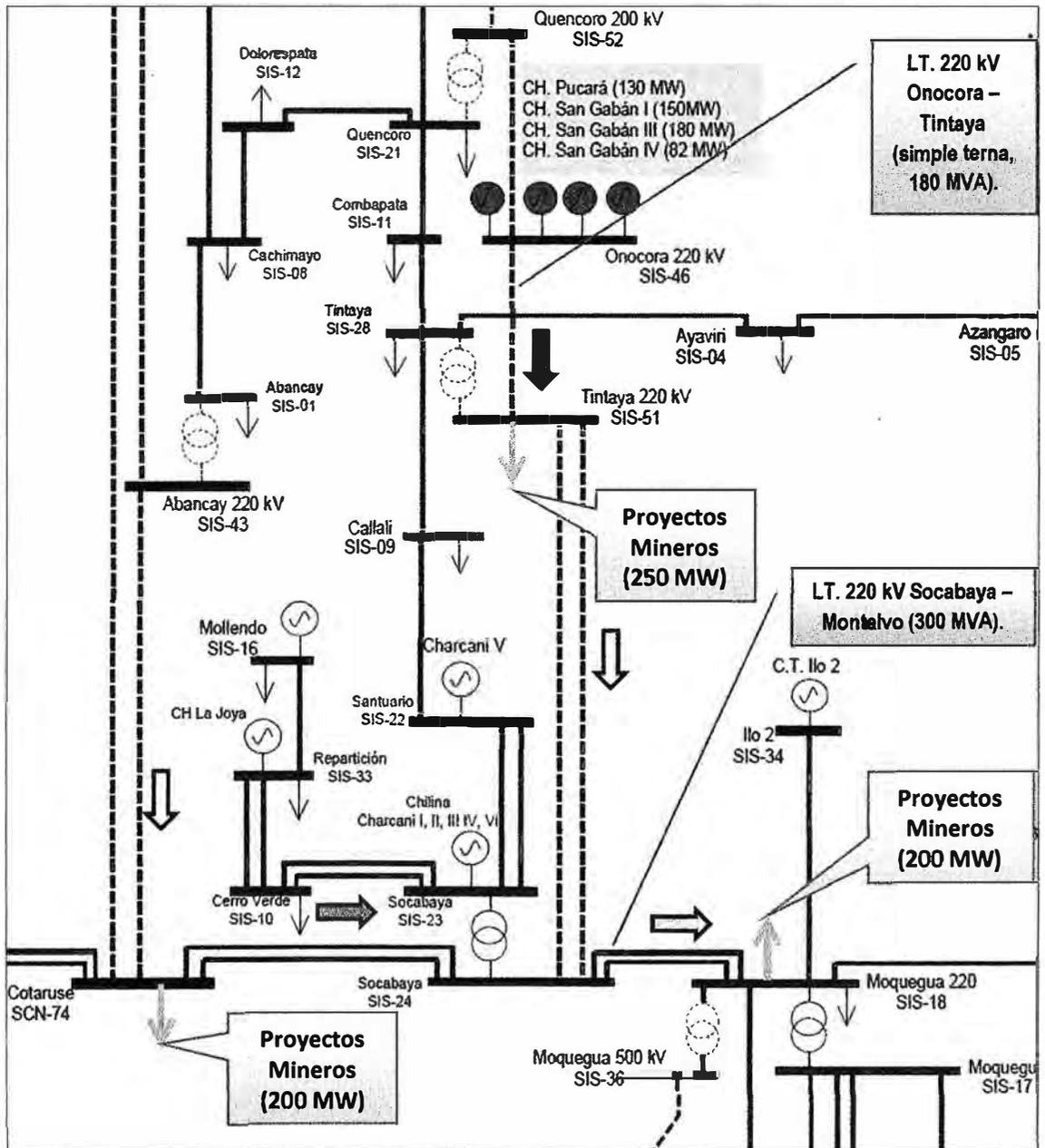


Fig. 4.5: Principales congestiones en líneas de la zona Sur

Esta condición de carga porcentual extrema supera el 270%, se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Centro y con oferta mayormente hidráulica (caso 3BS) y la congestión se presenta durante todo el año.

Asimismo, se presentan cargas porcentuales superiores a 250% en los escenarios con demanda optimista en la zona Sur y demanda media, con oferta mayormente hidráulica (casos 1BS y 2BS).

A partir de estos resultados se concluye que la sobrecarga en estos escenarios con oferta mayormente hidráulica están asociados a la oferta de generación conectada en Onocora (CC.HH. Pucará, San Gabán I, III y IV). Estas sobrecargas se evitarían si esta línea se construye en doble circuito y con una capacidad no menor de 250 MVA por terna.

Línea de 220 kV Socabaya – Moquegua

Esta línea es de doble circuito y en la figura Fig. 4.5 se muestra el sistema de transmisión y la orientación del flujo de potencia en las principales líneas en su zona de influencia, para las condiciones en que se presentan cargas porcentuales extremas.

Estas condiciones de carga porcentuales extremas del orden de 180% se presentan en los escenarios con oferta mayormente hidráulica, tanto con la demanda optimista en la zona Sur (1BS) como con la demanda optimista en la zona Centro (3BS).

Es necesario remarcar que debido a la magnitud de la demanda en la zona Centro, en el caso 3BS y en los meses de avenida, el flujo de potencia en la línea de 500 kV Marcona - Montalvo se orienta en la dirección Sur a Centro, mientras que en el caso 1BS se orienta de Centro a Sur durante todo el año.

Línea de 220 kV Ventanilla – Zapallal

La figura Fig. 4.6 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea de doble circuito.

En escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la carga porcentual supera el 200%, y está en el orden de 160% para escenarios con demanda media.

En escenarios con demanda optimista en la zona Centro la congestión se presenta en un número de horas superior a 8000, lo cual se debe al mayor crecimiento de la demanda en la zona de Lima, explícitamente en las barras de Chavarría y Ventanilla.

Línea de 220 kV Pachachaca – Callahuanca

Esta línea es de doble circuito y al igual que la línea Ventanilla – Zapallal provee de energía a la barra de Chavarría. En la figura Fig. 4.6 se muestra el sistema de transmisión en su zona de influencia.

En escenarios con demanda optimista y demanda media, con oferta mayormente hidráulica (casos 1BS, 2BS y 3BS), la carga porcentual en esta línea es superior al 170% y el número de horas de congestión resulta mayor a 5000.

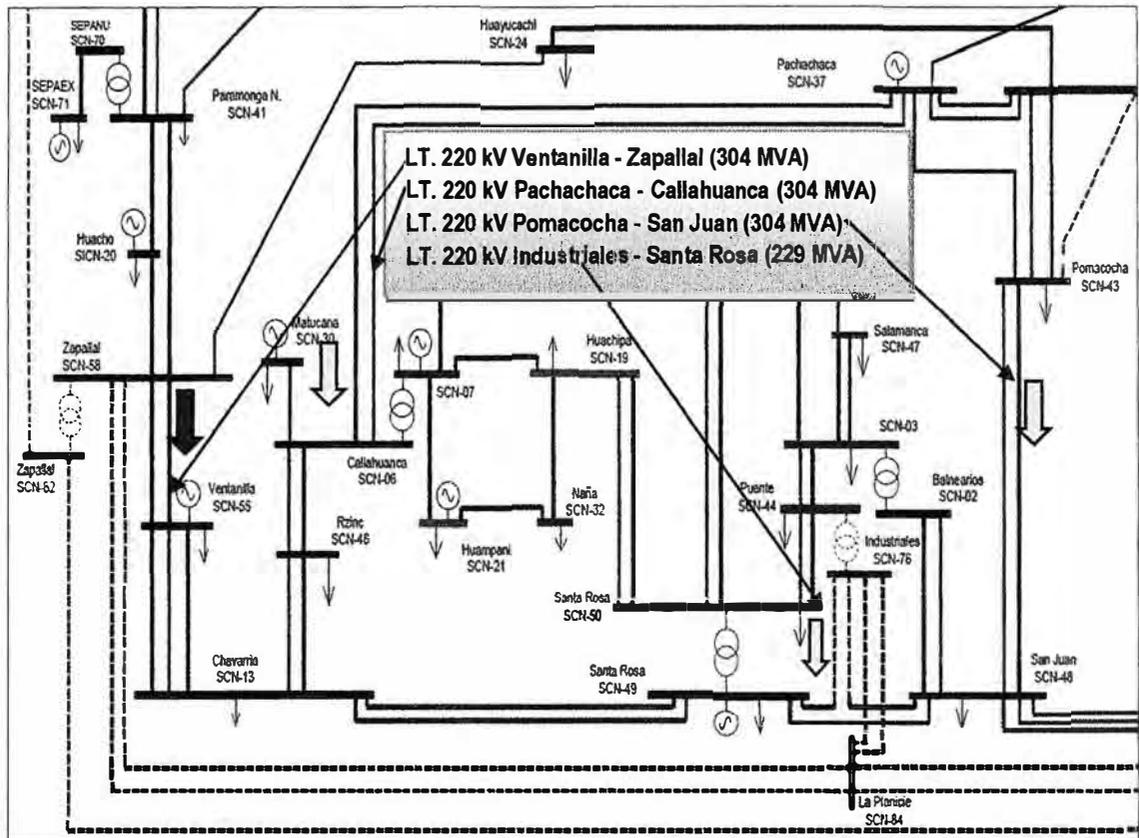


Fig. 4.6: Principales congestiones en líneas de la zona Centro

La condición de carga porcentual extrema se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Centro y con oferta mayormente hidráulica (caso 3BS). Esta línea se sobrecarga debido a la demanda alta en Chavarria, y por ser parte de la transmisión que inyecta energía desde Mantaro hacia Lima.

Línea de 220 kV Pomacocha - San Juan

La figura Fig. 4.6 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea de doble circuito. La carga porcentual en esta línea está en el orden de 170%, la cual se debe al abastecimiento de la demanda en San Juan.

Línea de 220 kV Industriales - Santa Rosa

La figura Fig. 4.7 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea, la cual se forma al seccionar un circuito de la línea de 220 kV Santa Rosa – San Juan para la implementación de la S.E. Industriales.

En escenarios con demanda optimista y demanda media, la carga porcentual en esta línea supera el 140% y la congestión se presenta en un número de horas mayor a 5000.

Cabe resaltar que la condición de carga porcentual extrema se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Centro y con oferta mayormente hidráulica (caso 3BS). Se alcanza una carga porcentual de 170% y el número de horas de congestión es superior a 7000.

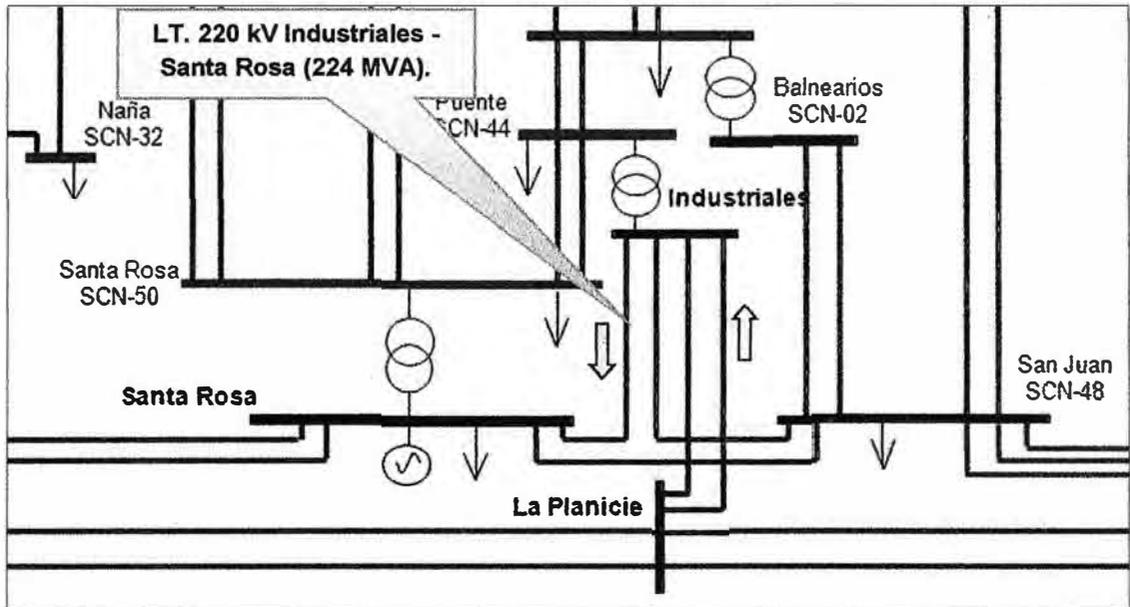


Fig. 4.7: Sobrecarga en la LT. 220 kV Industriales - Santa Rosa

La sobrecarga en esta línea está asociada a la inyección de energía eléctrica en Industriales proveniente de la S.E. La Planicie.

Línea de 220 kV Huanza – Zapallal

La figura Fig. 4.8 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea y de la CH. Huanza (90 MW).

En escenarios con demanda optimista y demanda media, con oferta mayormente hidráulica (casos 1BS, 2BS y 3BS), ésta línea presenta una carga porcentual superior al 140% y un número de horas de congestión mayor a 4000.

Cabe resaltar que la condición de carga porcentual extrema se presenta en el caso 3BS, con una carga porcentual que supera el 150% y un número de horas de congestión mayor a 5000.

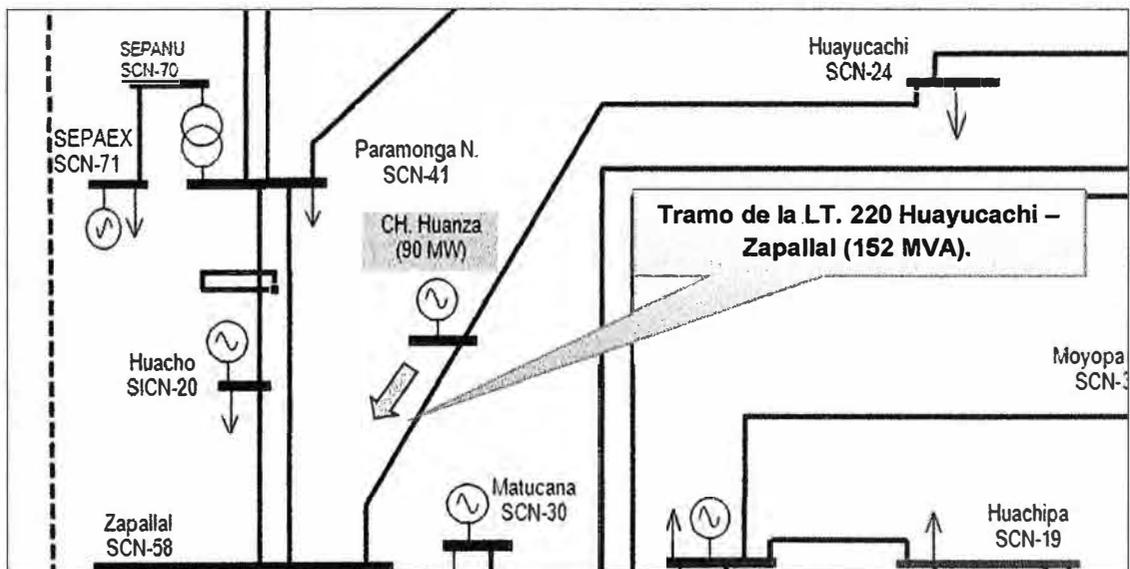


Fig. 4.8: Sistema de transmisión adyacente a la LT. 220 kV Huanza - Zapallal

(ii) Resultados en el año 2020

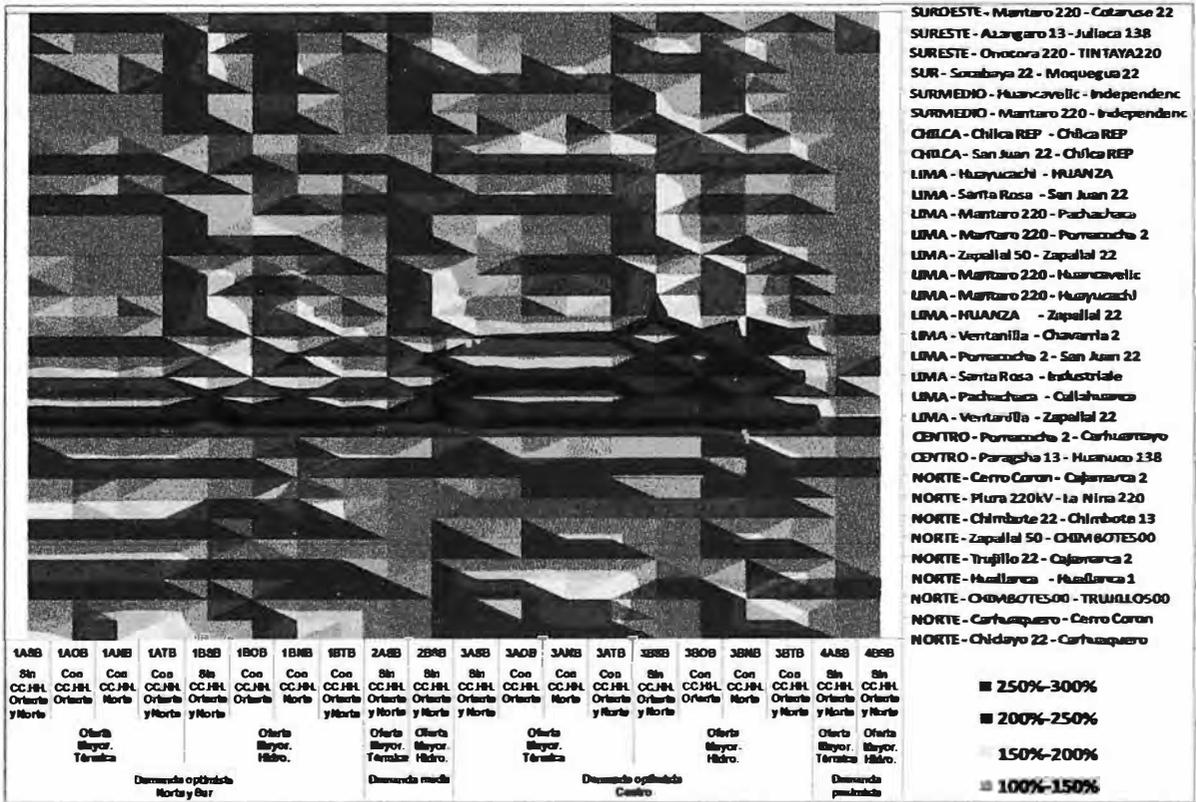


Fig. 4.9: Principales Cargas Porcentuales en líneas – Año 2020

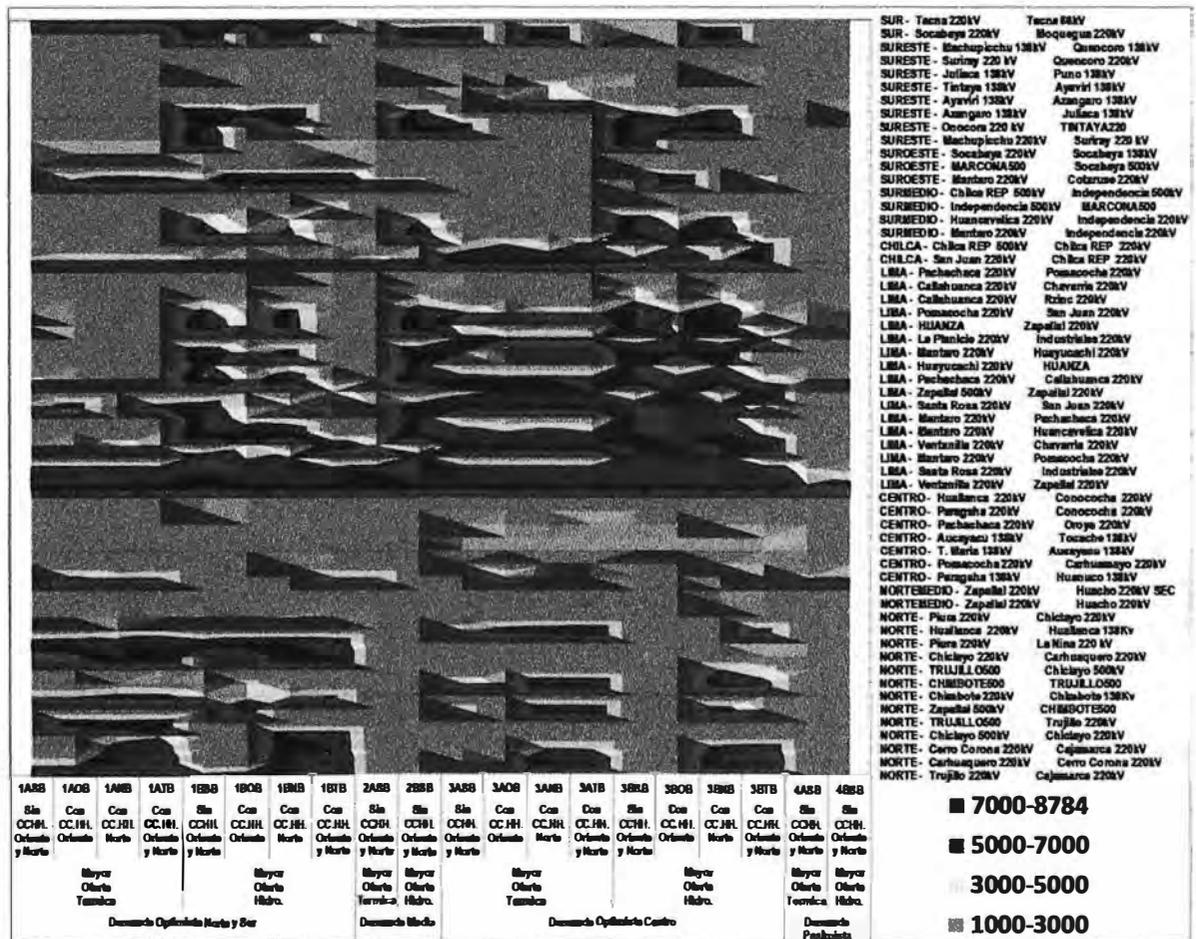


Fig. 4.10: Número de horas de Congestión en líneas - Año 2020

Las figuras Fig. 4.9 y Fig. 4.10 muestran la carga porcentual y el número de horas de congestión, respectivamente, las cuales podrían presentarse en el sistema de transmisión en el año 2020.

Debido al crecimiento de la demanda y a la expansión de la oferta de generación, la congestión se ha extendido en todo el SEIN, y ha incrementado sustancialmente en la zona de Centro. A continuación se resume los principales resultados:

Línea de 220 kV Ventanilla – Zapallal

La figura Fig. 4.11 muestra el sistema de transmisión que relaciona a esta línea con las líneas de transmisión que conectan con el SEIN a la oferta de generación conformada por las CC.HH. del Oriente, las cuales están presentes en las condiciones de carga porcentual extrema en esta línea.

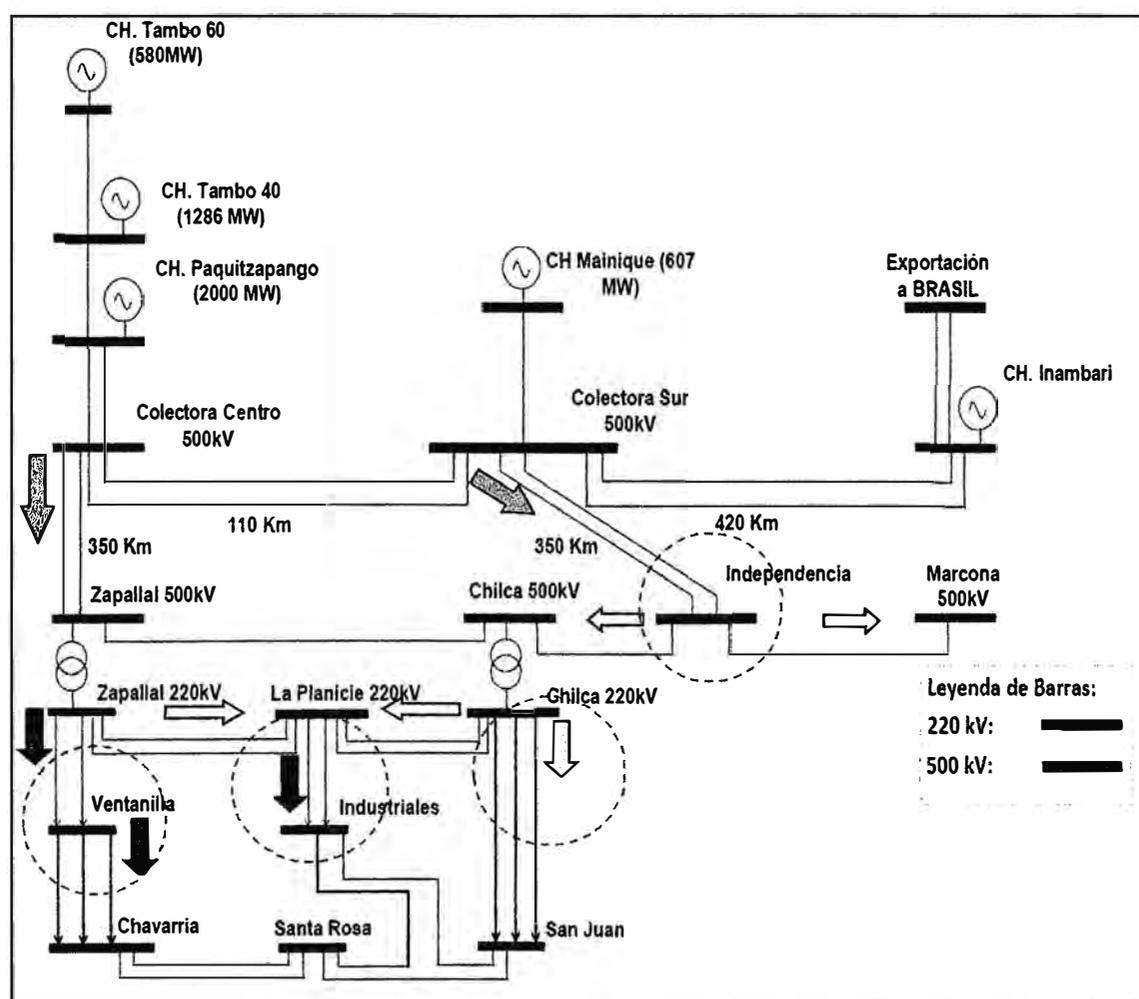


Fig. 4.11: Sistema de transmisión que conecta las CC.HH. del Oriente con el SEIN. Estas condiciones de carga porcentual extrema superior a 300% se presentan en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, con oferta mayormente hidráulica y con desarrollo de las CC.HH. del Oriente (casos 3BO y 3BT). Esta sobrecarga está asociada a la inyección de energía eléctrica en la S.E. Colectora Centro y permanece durante todo el año.

Asimismo, en los escenarios con demanda media la carga porcentual en esta línea es del orden de 250% y se presenta también durante todo el año.

Línea de 220 kV Ventanilla – Chavarria

Esta línea es de triple circuito, y al igual que la línea Ventanilla – Zapallal, en la figura Fig. 4.11 se muestra el sistema de transmisión y la oferta de generación en que se presentan las condiciones de carga porcentual extrema.

Estas condiciones de carga porcentual extrema del orden de 250% se presentan en los mismos escenarios de la línea Ventanilla – Zapallal (casos 3BO y 3BT) y permanecen durante todo el año.

Es necesario resaltar que en los escenarios con demanda media (en los cuales no se desarrollan las CC.HH. del Oriente) y con oferta mayormente hidráulica, la carga porcentual es cercana al 100% y el número de horas de congestión es nulo.

Se concluye que la congestión en esta línea en el escenario con demanda optimista en la zona Centro está asociada a la demanda en la S.E. Chavarria, y en la condición de carga porcentual extrema, a la generación de las CC.HH. del Oriente.

Línea de 220 kV Industriales - Santa Rosa

En los escenarios con demanda optimista en la zona Centro la carga porcentual está en el orden de 250% y permanece en congestión durante todo el año.

Asimismo, en los escenarios con demanda media la carga porcentual no supera el 200%, pero esta se presenta también durante todo el año.

Línea de 220 kV Chilca – San Juan

La figura Fig. 4.11 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea, así como la orientación del flujo de potencia en las principales líneas de su entorno, para las condiciones de carga porcentual extrema.

Las condiciones de carga porcentual extrema del orden de 180% se presentan en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro y con desarrollo de las CC.HH. del Oriente (casos 3AO, 3AT, 3BO y 3BT), en los cuales el número de horas de congestión es superior a 5000.

Tal como se muestra en la figura Fig. 4.11, la sobrecarga en estos escenarios, está asociada a la potencia transmitida desde la S.E. Independencia 500 kV hacia la S.E. Chica 500 kV, la cual proviene de la inyección de generación de las CC.HH. del Oriente en la S.E. Colectora Sur.

Línea de 220 kV Pachachaca – Callahuanca

La figura Fig. 4.12 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea, así como los proyectos de oferta de generación en la zona, presentes en la condición de carga porcentual extrema.

La condición de carga porcentual extrema se presenta en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro y con oferta mayormente hidráulica sin el desarrollo de las CC.HH. de la zona Oriente (casos 3BS y 3BN).

Tal como se muestra en la figura Fig. 4.12, en estos escenarios sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente, la oferta de generación en la cercanía de la a la S.E. Mantaro origina una carga porcentual que supera el 250% y un número de horas de congestión mayor a 8000.

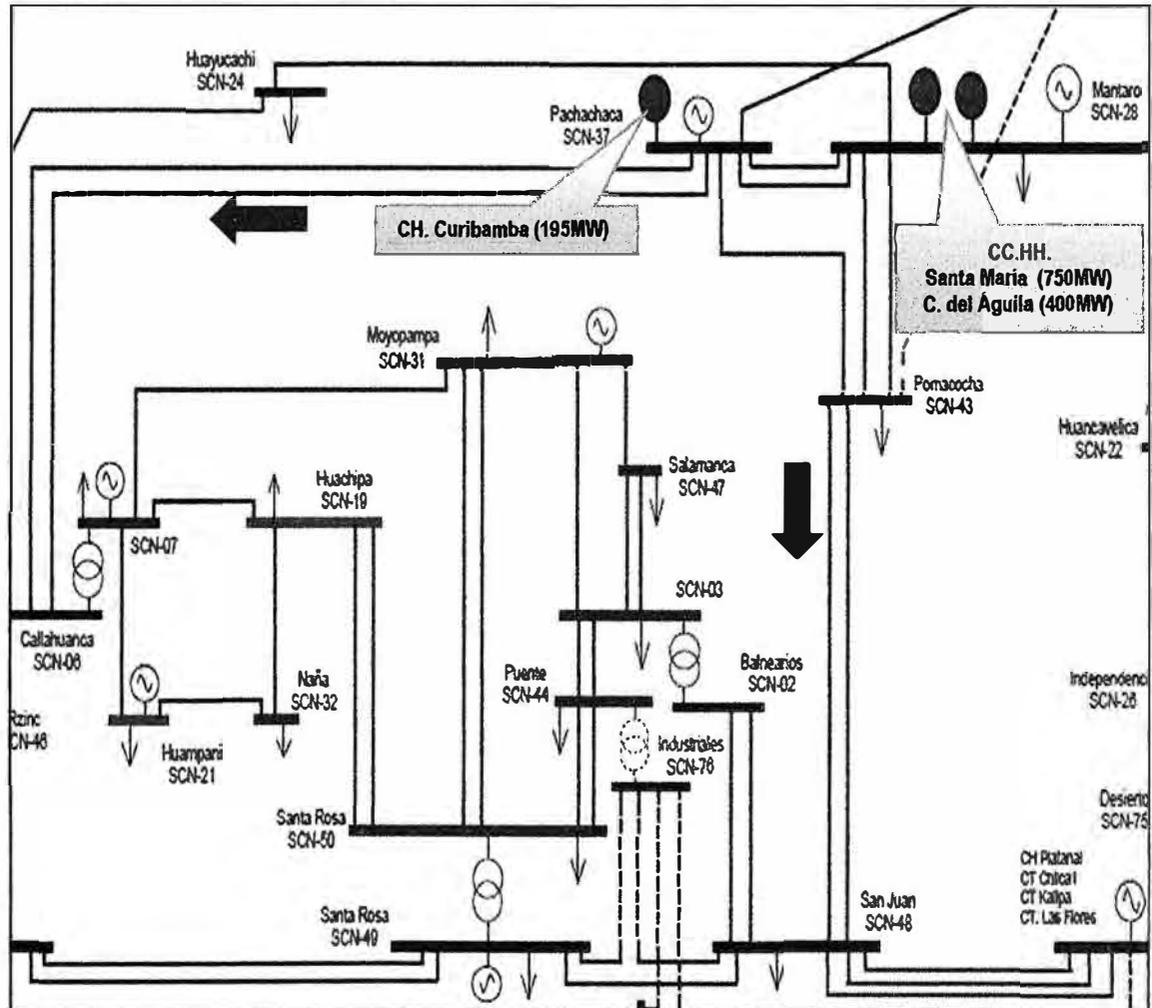


Fig. 4.12: Sistema de transmisión de evacuación de generación hacia Lima

Línea de 220 kV Pomacocha - San Juan

La figura Fig. 4.12 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea, la cual forma parte de la transmisión de evacuación de la generación proveniente desde la zona de Mantaro hacia Lima.

Al igual que la línea Pachachaca – Callahuanca, la condición de carga porcentual extrema se presenta en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro y oferta mayormente hidráulica sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente (casos 3BS y 3BN), en los cuales la carga porcentual supera el 200% y el número de horas de congestión es mayor a 4000.

De esta manera, se concluye que frente a un escenario de demanda alta en la zona Centro, los proyectos de oferta hidráulica que se localicen en la zona de Mantaro provocan sobrecargas importantes en las líneas Pachachaca – Callahuanca y Pomacocha – San Juan.

Línea de 220 kV Trujillo – Cajamarca

En la figura Fig. 4.13 se muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea, así como los proyectos de generación que guardan relación con las condiciones de carga porcentual extrema. También se indica la orientación en los flujos de potencia de los equipos de transmisión afectados bajo estas condiciones.

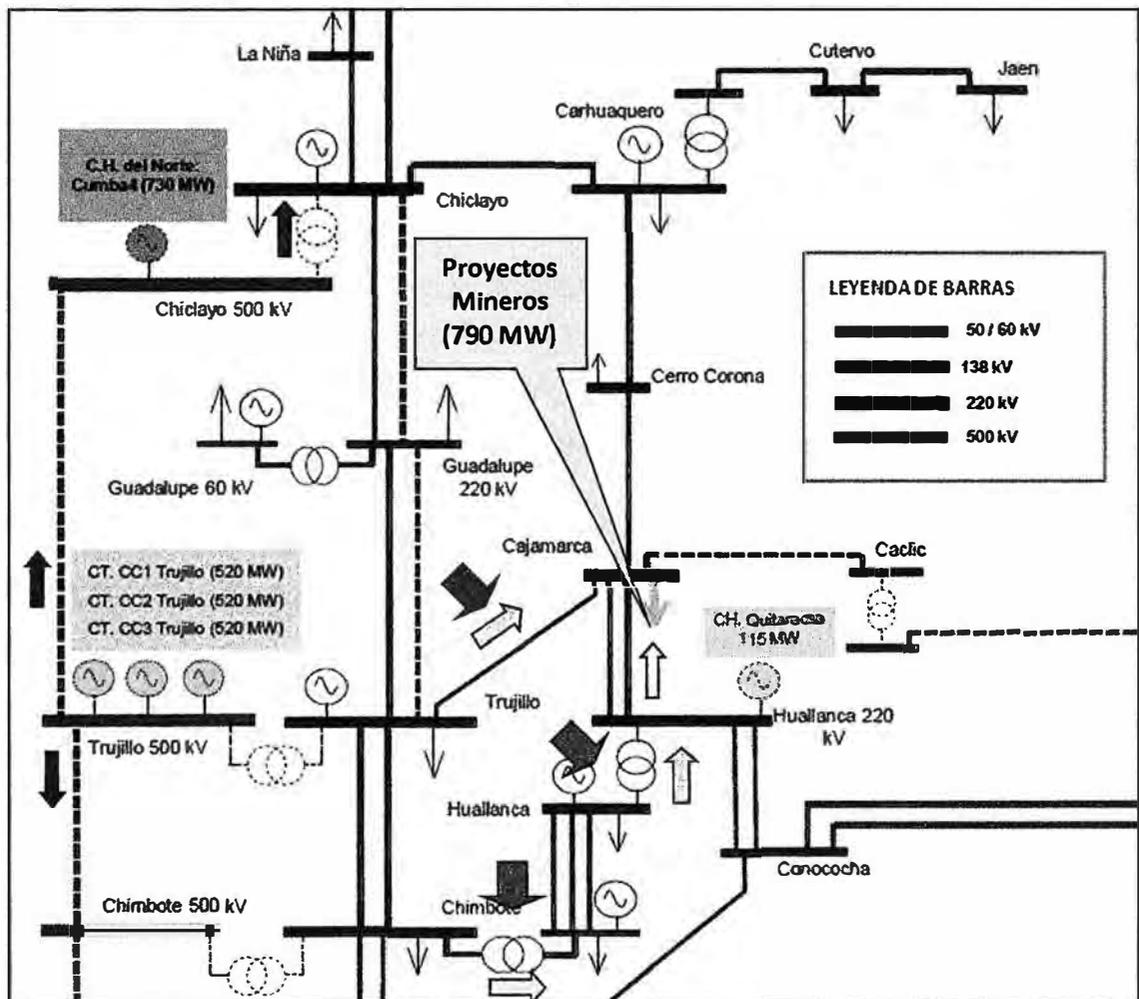


Fig. 4.13: Sistema de transmisión de alimentación a la carga de Cajamarca

La repotenciación en 60% de esta línea (243 MVA) es uno de los proyectos resultantes del PPT (Tabla N° 2.12), aún con esta repotenciación, en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte se presenta una carga porcentual promedio de 160%, y un número de horas de congestión superior a las 8000 horas. En los escenarios con demanda optimista en la zona Norte, la demanda de Grandes Cargas ubicadas en Cajamarca es aproximadamente el 25% (790 MW) de la demanda total de la zona Norte.

Bajo este escenario de demanda, las condiciones de carga porcentual extrema del orden de 170% se presentan en los escenarios con oferta mayormente térmica y con desarrollo de grandes CC.HH. en la zona Norte (1AN y 1AT), resaltando el desarrollo de tres (03) ciclos combinados ubicados en Trujillo y una de las grandes CC.HH. del Norte ubicada en Chiclayo, tal como se muestra en la figura Fig. 4.13.

Transformación 220/138 kV en Chimbote

Al igual que en el caso anterior, la condición de carga porcentual extrema se presenta en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte, con oferta mayormente térmica y con desarrollo de grandes CC.HH. en la zona Norte (casos 1AN y 1AT), en los cuales la carga porcentual y número de horas de congestión superan el 160% y las 6000 horas respectivamente.

Como se muestra en la figura Fig. 4.13 la congestión se debe a la generación térmica de ciclos combinados proveniente de Trujillo y a la demanda proyectos mineros ubicados en Cajamarca.

Transformación 220/138KV en Huallanca (Kiman Ayllu)

Tal como se aprecia en la figura Fig. 4.13, de manera similar que la transformación en Chimbote, este equipo se congestiona en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte y en con oferta mayormente térmica (casos 1A).

En promedio en estos escenarios se presenta una carga porcentual mayor al 150% y un número de horas de congestión menor a 3000, lo cual está asociado a la alta demanda en Cajamarca y la generación de centrales térmicas de ciclo combinado ubicadas en Trujillo.

Se concluye que bajo estas condiciones de demanda y oferta, los equipos del SEIN más perjudicados son: LT. 220 kV Trujillo - Cajamarca, Transformadores 220/138 kV de Chimbote y Huallanca.

Líneas de 220 kV Chiclayo - Carhuaquero - Cerro Corona – Cajamarca Norte

En la figura Fig. 4.14 se muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de estas líneas de transmisión, así como los proyectos de generación relacionados con la condición de carga porcentual extrema.

La repotenciación en 60% de la línea Chiclayo – Carhuaquero (183 MVA) es uno de los proyectos resultantes del PPT (Tabla N° 2.12), aún con esta repotenciación, en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte se presenta una carga porcentual que varía entre 130% y 200%, y un número de horas de congestión que varía desde 1000 a 8000.

En estos escenarios de demanda optimista en la zona Norte, la condición de carga porcentual extrema del orden de 200% se presenta en el escenario con oferta

mayormente hidráulica y con desarrollo de las grandes CC.HH. del Norte (caso 1BN), y en la cual el número de horas de congestión es superior a 8000.

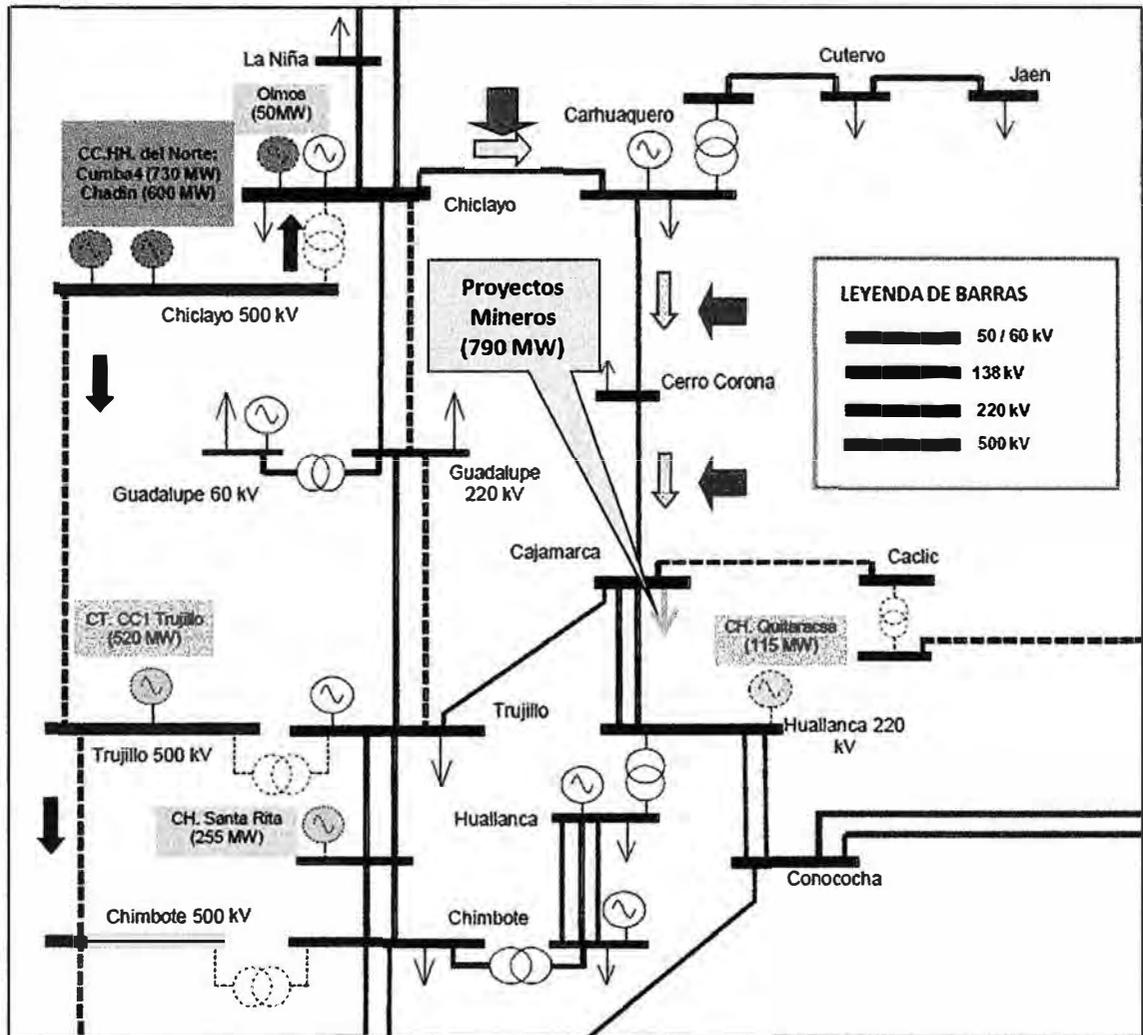


Fig. 4.14: Transmisión de evacuación de energía de grandes CCHH. del Norte.

En este escenario de oferta y demanda, la oferta de generación presente en la zona Norte y la demanda alta en Cajamarca originan también congestión en las líneas de 220 kV Carhuaquero – Cerro Corona y Cerro Corona – Cajamarca, las cuales presentan cargas porcentuales del orden de 190% y 150% respectivamente, y un número de horas de congestión superior a 8000 y 7000 respectivamente.

Líneas de 220 kV Suriray – Abancay – Cotaruse y Suriray – Cotaruse

En la figura Fig. 4.15 se muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de estas líneas, así como los proyectos de generación y los proyectos de demanda más importantes de la zona, asociados a la condición de carga porcentual extrema en sus tramos componentes.

Se resalta que esta línea del PTT no presenta congestión en ningún escenario, sin embargo, su mayor utilización del orden de 80% se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Centro, con oferta mayormente hidroeléctrica y sin

desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente y del Norte (caso 3BS).

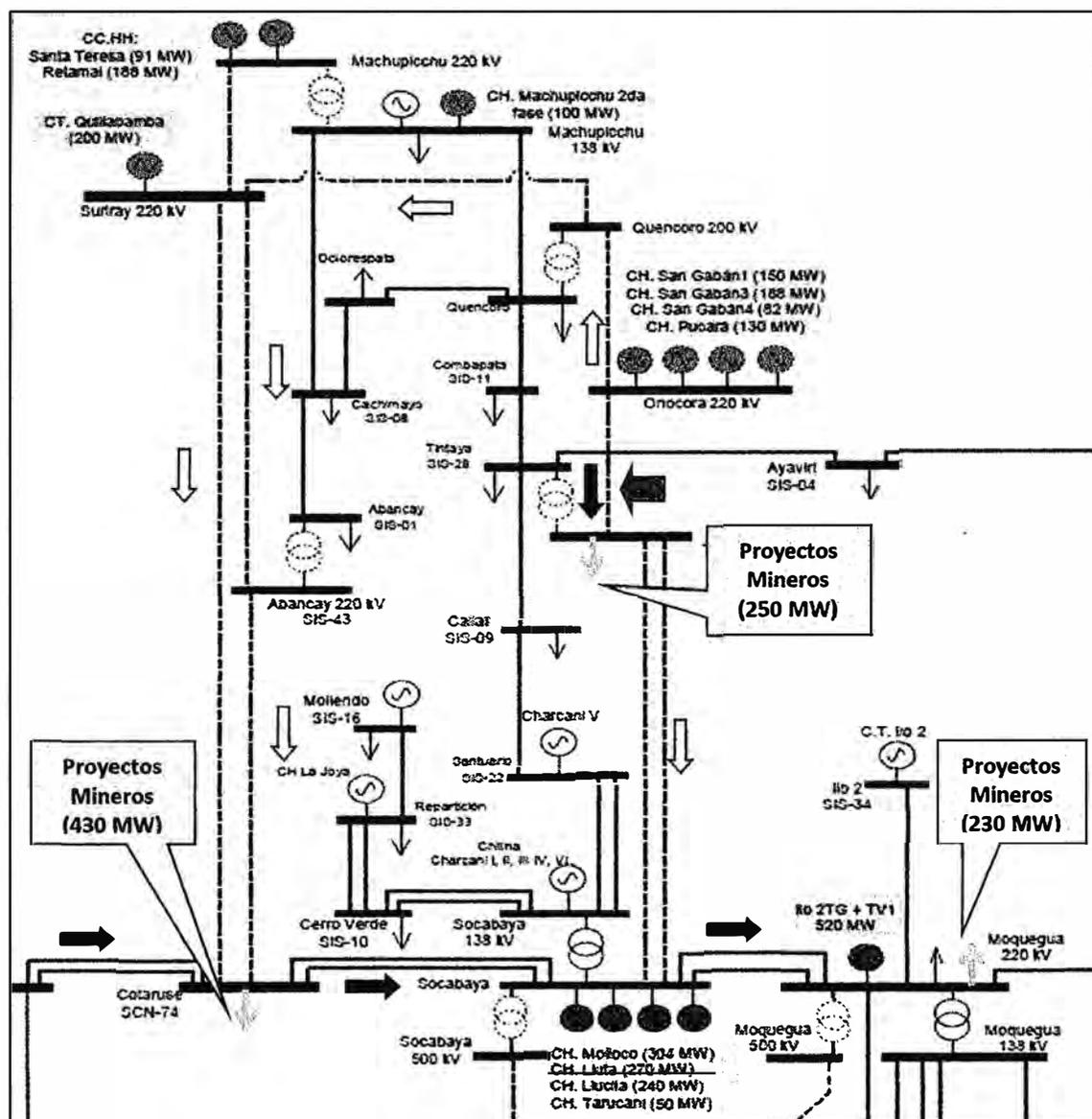


Fig. 4.15: Sistema de transmisión asociado a la zona Sur-Este del SEIN

Línea de 220 kV Suriray - Quencoro – Onocora

En la figura Fig. 4.15 se muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea resultado del PPT, así como la orientación de los flujos de potencia en el escenario de oferta y de demanda del caso anterior (3BS).

Cabe resaltar que esta línea no presenta congestión en ningún escenario, y que su implementación está asociada con cierre del anillo en 220 kV entre las subestaciones Cotaruse, Suriray, Quencoro, Onocora, Tintaya y Socabaya, favoreciendo a la evacuación de la generación en Onocora, tal como se aprecia en la figura Fig. 4.15.

Línea de 220 kV Onocora - Tintaya – Socabaya

La figura Fig. 4.15 muestra el sistema de transmisión en la zona de influencia de esta línea del PTT, cuya repotenciación al 30% del tramo Onocora - Tintaya (simple

circuito) constituyó uno de los proyectos del Plan Robusto del año 2020, tal como se indica en la TABLA N° 2.12.

En el escenario de oferta y demanda correspondiente al caso 3BS, el tramo Onocora - Tintaya presenta la condición de carga porcentual extrema del orden de 200%, y un número de horas de congestión superior a 8000, debido a la generación de las CC.HH. ubicadas en la S.E. Onocora.

En el tramo Tintaya – Socabaya de doble circuito la carga porcentual es del orden de 60%, debido a que la demanda ubicada en Tintaya reduce el flujo proveniente desde Onocora, tal como se muestra en la figura Fig. 4.15.

Se concluye que para enfrentar el escenario de mayor desarrollo de la generación ubicada en Onocora, el tramo Onocora – Tintaya debería ser en doble circuito y de una capacidad no menor a 250 MVA.

Línea de 500 kV Marcona – Socabaya

Esta línea resultado del PPT es de simple circuito. En la figura Fig. 4.16 se muestra el sistema de transmisión en su zona de influencia, así como la orientación en los flujos de potencia, y los proyectos de generación y de demanda en la zona, asociados a la condición de carga porcentual extrema.

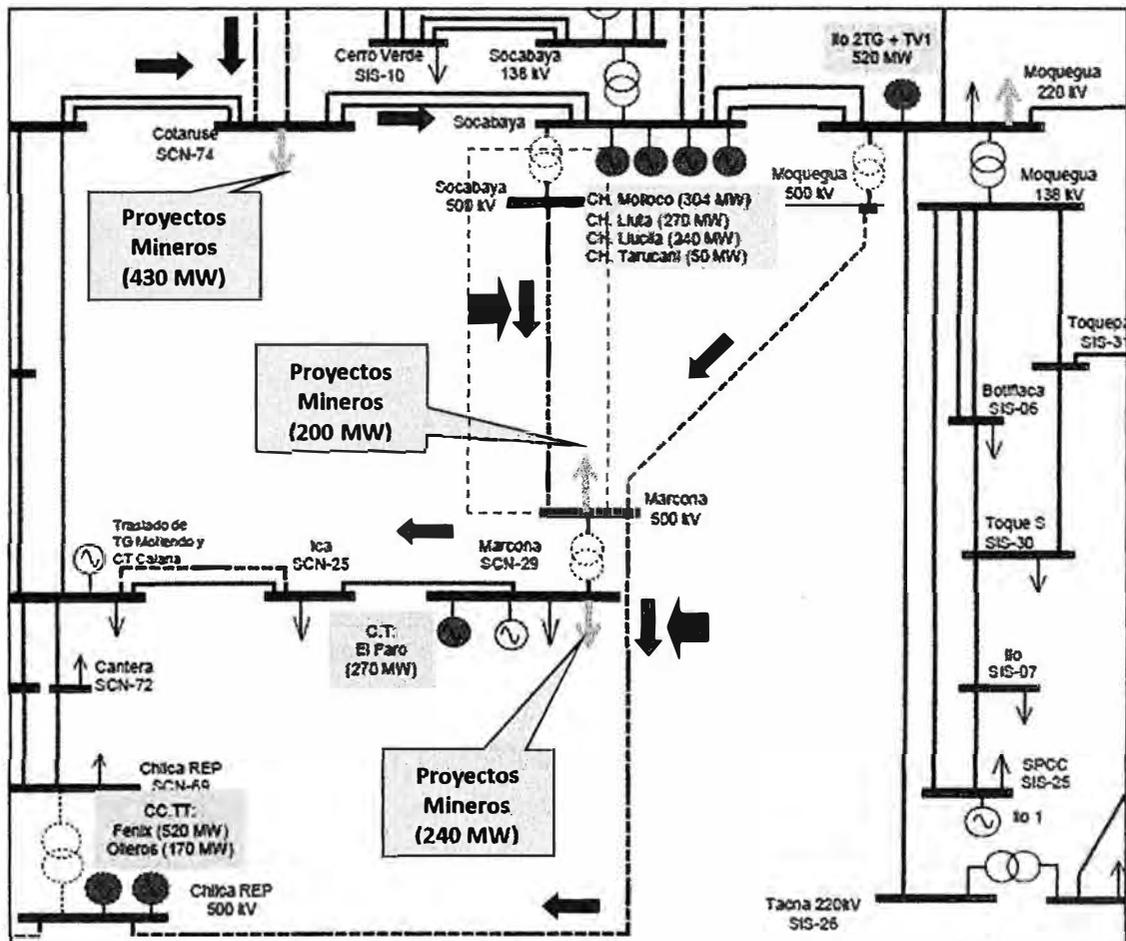


Fig. 4.16: Sistema de transmisión adyacente a la LT. 500 kV Marcona – Socabaya.

La condición de carga porcentual extrema del orden de 120% solo se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Centro y oferta mayormente hidroeléctrica sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente (3BS) y en esta condición el número de horas de congestión está en el orden de 2000.

Cabe resaltar que en este escenario (caso 3BS), el flujo de potencia en esta línea se orienta de Socabaya hacia Marcona, lo cual está asociado a la oferta presente en la zona Sur y a la alta demanda en la zona Centro.

En los escenarios con demanda optimista en la zona Sur la mayor carga porcentual en esta línea no es superior al 100%.

Línea de 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo

Esta línea del PTT, presenta mayor congestión en el tramo Chilca – Marcona, lo cual está asociado a los escenarios con demanda optimista y con desarrollo de las CC.HH. del Oriente, presentándose una carga porcentual del orden de 180%.

En estos escenarios el sistema de transmisión de conexión con el SEIN de las CC.HH. del Oriente está asociado a un punto intermedio en el tramo de 500 kV Chilca – Marcona, tal como se muestra en la figura Fig. 4.11.

Cabe resaltar que en el escenario con demanda optimista en la zona Centro, con oferta mayormente hidráulica y sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente (caso 3BS), al igual que en la línea de 500 kV Marcona – Socabaya, el flujo en esta línea, se orienta de Sur a Centro, debido a la oferta presente en la zona Sur y a la demanda optimista en la zona Centro, tal como se muestra en la figura Fig. 4.16.

Línea de 220 kV Socabaya – Montalvo

En la figura Fig. 4.17 se muestran el sistema de transmisión, los proyectos de demanda y de oferta de generación en la zona de influencia de esta línea, correspondientes a la condición de carga porcentual extrema.

La condición de carga porcentual extrema del orden de 180% se presenta en el escenario con demanda optimista en la zona Sur, con oferta mayormente hidroeléctrica y sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente y Norte (caso 1BS), y se presenta congestión durante todo el año. Esta sobrecarga está asociada a los proyectos de demanda en ubicados en la S.E. Moquegua y a la oferta de generación en la S.E. Socabaya, tal como se aprecia en la figura Fig. 4.17.

También se presentan cargas porcentuales menores a 180% en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, con oferta mayormente térmica y sin desarrollo de las grandes CC.HH. de la zona Oriente (3AS y 3AN), debido a la oferta térmica ubicada en Moquegua.

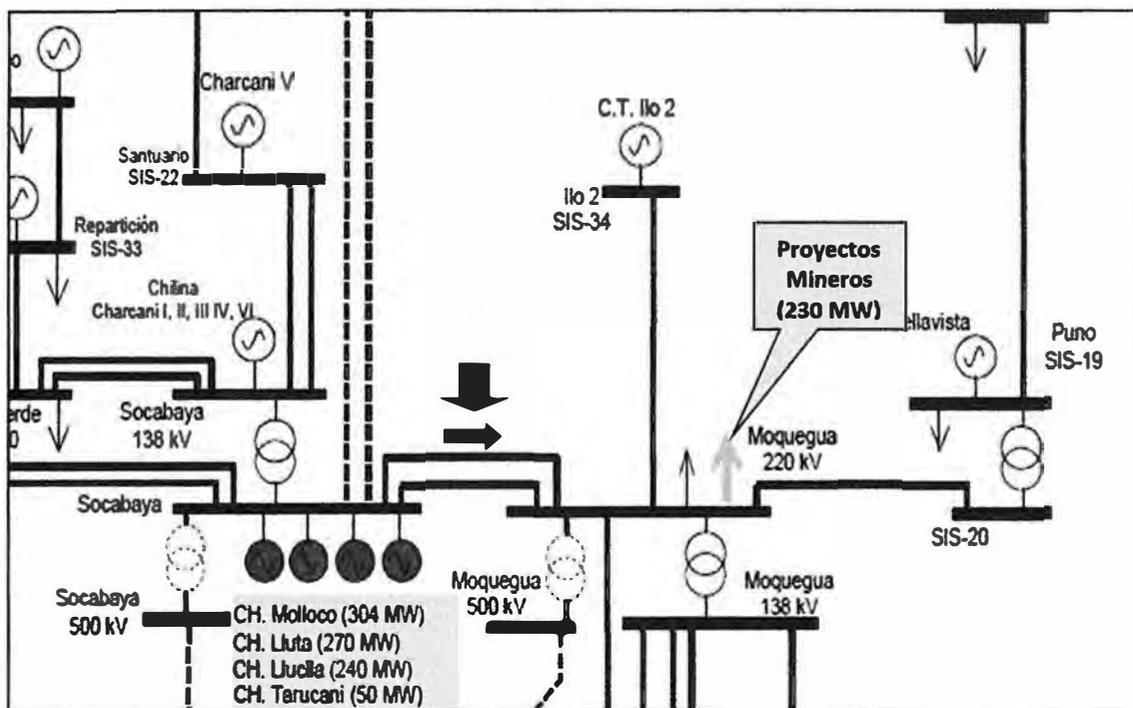


Fig. 4.17: Sistema de transmisión adyacente a la LT. Socabaya - Moquegua

Subestación de 220/66 kV Los Héroes (Tacna)

Se presenta una carga porcentual superior a 130% sólo en los escenarios con demanda optimista en la zona Sur, con un número de horas de congestión superior a las 5000 horas, debido al incremento de la demanda en la ciudad de Tacna.

(iii) Resultados en el año 2022

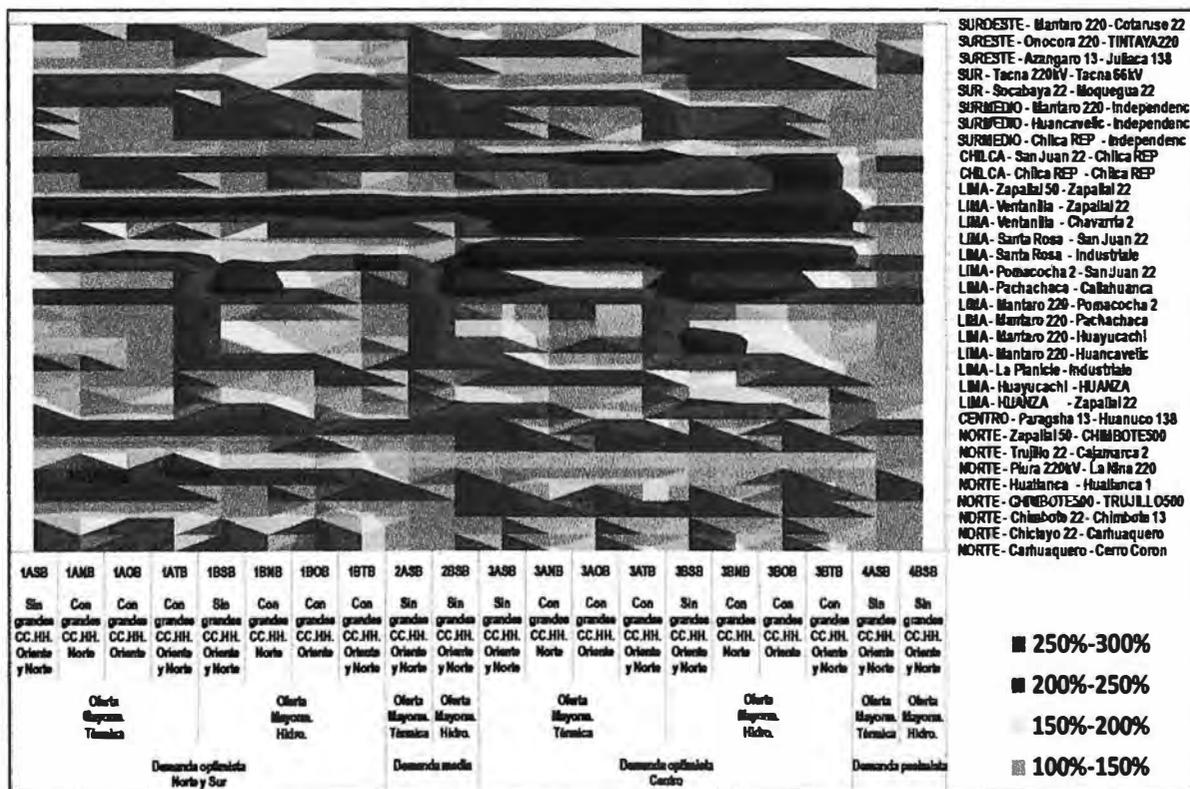


Fig. 4.18: Principales Cargas Porcentuales en líneas – Año 2022

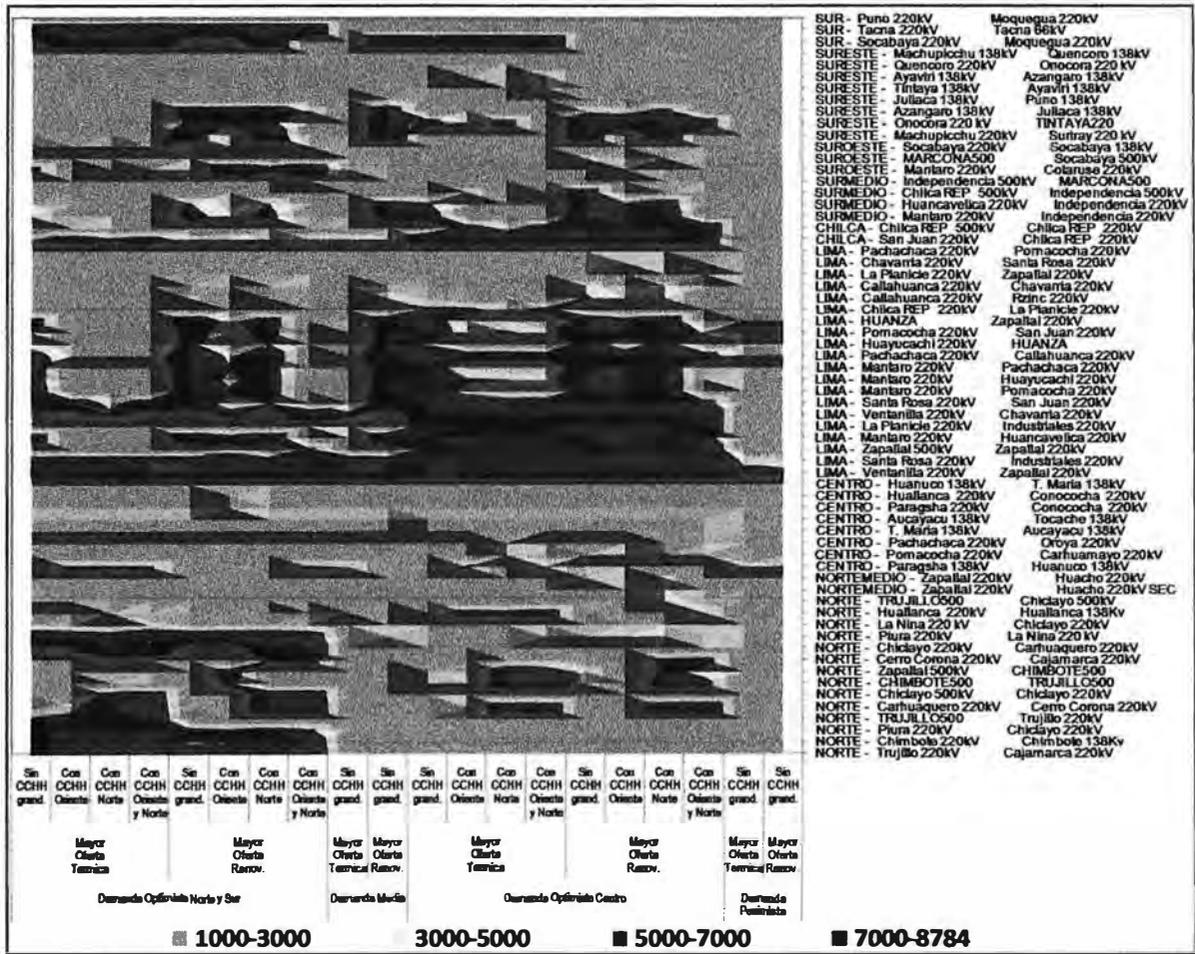


Fig. 4.19: Número de horas de Congestión en líneas - Año 2022

Las figuras Fig. 4.18 y Fig. 4.19 muestran la carga porcentual el número de horas de congestión, respectivamente, que se podrían presentar en el año 2022.

Respecto al 2020, en el año 2022 se ha incrementado la carga porcentual y el número de horas de congestión en las líneas que presentaron los mayores índices de congestión, y cuyas condiciones extremas se muestra en las figuras Fig. 4.11 al Fig. 4.17.

En este año de corte adicionalmente se presentan problemas de carga porcentual y número de horas de congestión en otras líneas. A continuación se resume los principales resultados encontrados:

- **Línea de 220 kV Ventanilla – Zapallal**

Ahora en esta línea la carga porcentual supera ampliamente los 300% en todos los escenarios de demanda optimista y media, y esta congestionada todo el año, debido al crecimiento de la demanda en la Zona de Lima.

Línea de 220 kV Ventanilla – Chavarria

Ahora en los escenarios de demanda optimista en la zona Centro la carga en esta línea es mayor al 250%, mostrándose congestionada todo el año, debido a la demanda de la zona de Lima, específicamente en la barra de Chavarria 220 KV.

Respecto al año 2020, se agudiza la condición extrema de carga porcentual (caso

3BO) mostrada en la figura Fig. 4.12, presentándose ahora un valor de 260% y se mantiene en congestión todo el año.

Línea de 220 kV Santa Rosa – Industriales

Esta línea esta congestionada todo el año y en escenarios de demanda optimista en el Centro se presenta una carga porcentual superior al 280%, debido a la mayor importación de energía mediante la línea Planicie - Industriales 220KV.

Con respecto al 2020, se agudiza la condición extrema de carga porcentual (3BO) que se muestra en la figura Fig. 4.12, llegando a ser superior al 300%.

Línea de 220 kV Santa Rosa – San Juan

En este año, en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la carga porcentual en esta línea se evidencia más que en el año 2020, llegando a superar el 150% y estar cercana al 200%.

Con respecto al 2020, también se incrementa el número de horas de congestión, presentándose en promedio 8000 horas en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, debido principalmente a la demanda de Lima.

Línea de 220 kV Pachachaca – Callahuanca

Ahora en el escenario de la condición extrema (3BS) mostrada en la figura Fig. 4.13, en esta línea se presenta una carga porcentual superior al 300%, y está en congestión durante todo el año.

Línea de 220 kV Pomacocha - San Juan

Ahora en el escenario de la condición extrema (3BS) mostrada en la figura Fig. 4.13, en esta línea se presenta una carga porcentual superior al 250% y un número de horas de congestión cercano a las 8000 horas.

Línea de 220 kV Chilca - San Juan

Al igual que en el 2020, en esta línea se presenta las condiciones extremas de carga porcentual en los escenarios de demanda optimista en la zona Centro y con desarrollo de las CC.HH. del Oriente (3AO, 3AT, 3BO y 3BT).

Ahora en el escenario 3BO mostrado en la figura Fig. 4.12, esta línea presenta una carga porcentual mayor al 210% y un número de horas de congestión superior a las 7500 horas, debido a la demanda de Lima y al sistema de transmisión que conecta a las CC.HH. del Oriente con el SEIN.

Subestación Chilca Nueva 500/220KV

En la transformación de Chilca Nueva se presenta una carga porcentual mayor a 160% en escenarios con demanda optimista en la zona Centro, y con desarrollo de las grandes CC.HH. de la zona Oriente, debido al flujo proveniente desde la subestación Independencia 500KV, tal como se aprecia en la figura Fig. 4.12.

Línea de 220 kV Trujillo – Cajamarca

En el escenario de la condición extrema (1AN) mostrada en la figura Fig. 4.14, la carga porcentual en esta línea se mantiene en el mismo orden (170%), y se presenta durante todo el año al igual que en el 2020.

Esto se debe a que la carga minera en la zona de Cajamarca no se ha incrementado, tal como se indica en la TABLA N° 3.7, la cual se muestra la demanda de las Grandes Cargas en los futuros de demanda considerados.

Líneas de 220 kV Chiclayo – Carhuaquero - Cerro Corona – Cajamarca Norte

De igual manera que en el año 2020, estas líneas se sobrecargan mayormente en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte y con desarrollo de las grandes CC.HH. de la zona Norte.

En el mismo escenario de oferta y demanda mostrado en la figura Fig. 4.15 (1BN), la carga porcentual en estas líneas se mantiene cercana al 200% y con más de 8000 horas de congestión, debido a la demanda en Cajamarca.

Línea de 220 kV Onocora – Tintaya

Al igual que en el año 2020, el escenario de oferta y demanda del caso 3BS es un escenario de condiciones extremas, presentándose una carga porcentual cercana a 210% y con más de 8000 horas de congestión.

Línea de 220 kV Socabaya – Moquegua

Las mayores cargas porcentuales se presentan en los escenarios con oferta mayormente térmica y con demanda optimista. Tal es así que en futuros con demanda optimista en la zona Sur, la carga porcentual alcanza el 160% y en futuros con demanda optimista en la zona Centro la carga porcentual alcanza el 180%, debido al desarrollo de generación térmica ubicada en Moquegua.

b) Energía No Servida (ENS)

(i) ENS en el año 2016

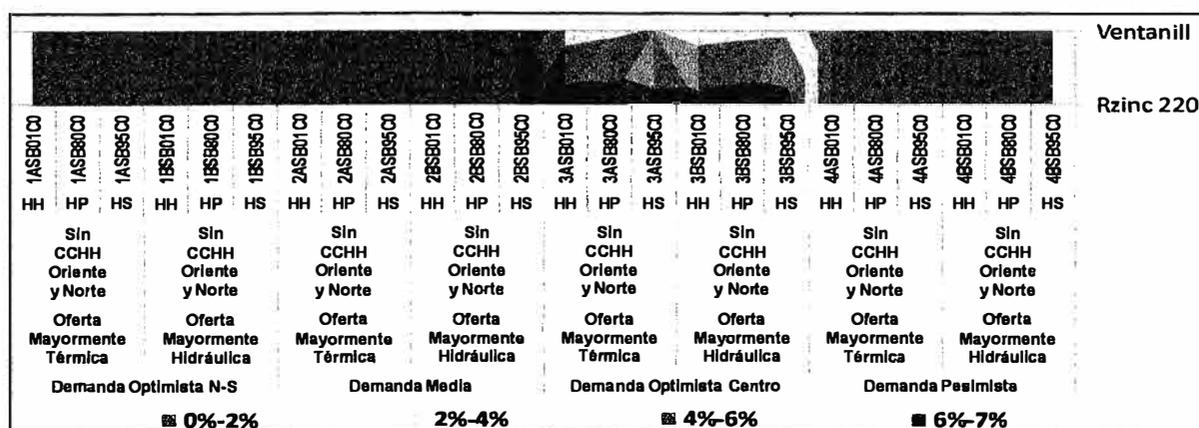


Fig. 4.20: Energía no servida en barras del SEIN para el año 2016

La figura Fig. 4.20 muestra el porcentaje de ENS, de la cual se resalta lo siguiente:

- **SS.EE. Ventanilla**

Sólo se presenta ENS en los escenarios con demanda Optimista en la zona Centro, y es del orden de 7%.

- **Refinería de Zinc**

Se presenta una situación similar a la S.E. Ventanilla, y la ENS es del orden de 4%.

(ii) **ENS en el año 2020**

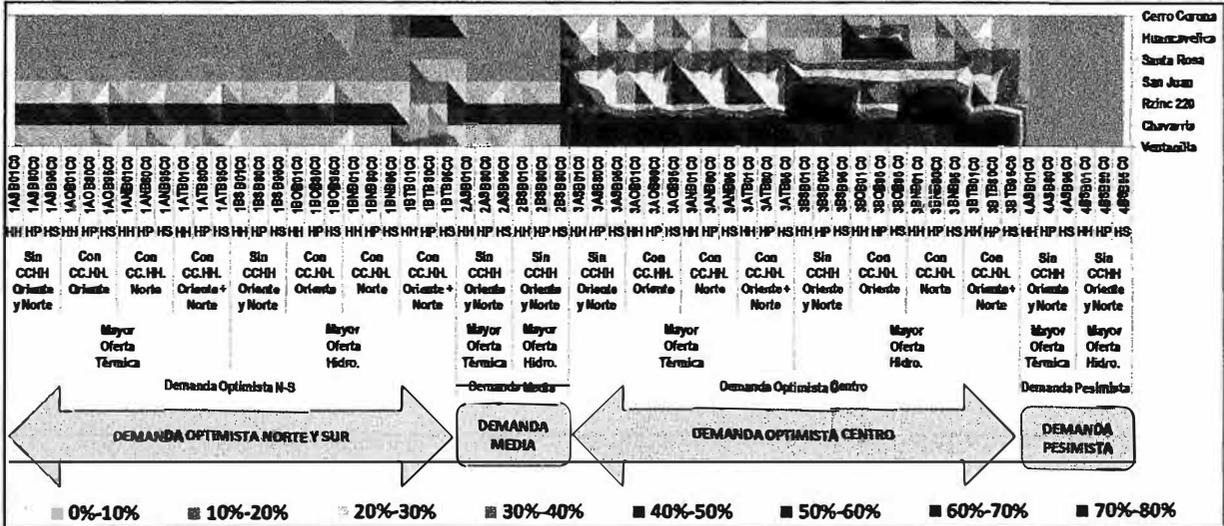


Fig. 4.21: Energía no servida en barras del SEIN para el año 2020

La figura Fig. 4.21 muestra el porcentaje de ENS en el año 2020. Cabe resaltar que respecto al año 2016 éste porcentaje se ha incrementado sustancialmente debido al crecimiento de la demanda, presentándose ahora en varias barras del SEIN.

Se aprecia que en los escenarios con demanda Pesimista no se ha presentado ENS. Asimismo, en el Anexo E se muestran los resultados más resaltantes de ENS en las barras del SEIN para el año de corte 2020, la cuales se comparan con los resultados para el año de corte 2022. A continuación se expone los principales resultados de ENS:

- **S.E. Ventanilla**

En los escenarios con demanda media (2AS y 2BS) la ENS es del orden de 6%, sin embargo en los escenarios de demanda optimista en la zona Centro, la ENS varía entre 45% y 50%, presentándose la condición extrema en los casos con desarrollo de las CC.HH. del Oriente.

S.E. Chavarria

En los escenarios con demanda media no se presenta ENS, sin embargo en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la ENS varía entre 41% y 60%, presentándose el extremo menos desfavorable en los escenarios con oferta mayormente hidráulica y sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente. La condición extrema se presenta en los escenarios de oferta con desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente.

S.E. Refinería de Zinc

En los escenarios con demanda media la ENS es del orden de 8%. A diferencia de las SS.EE. Chavarria y Ventanilla, en esta subestación se presenta la condición extrema de ENS en los escenarios con oferta mayormente hidráulica y sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente, alcanzando un valor superior a 70%.

S.E. San Juan.

En el escenario con demanda media no se presenta ENS, sin embargo en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la ENS puede variar de 20% a 40%. Presentándose la condición extrema en los escenarios sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente, de manera similar a la S.E. Refinería.

Es estos escenarios, la ENS puede alcanzar el 40% en futuros con oferta mayormente hidráulica y 30% en los futuros de oferta mayormente térmica.

S.E. Santa Rosa

No se presenta ENS en los escenarios con demanda media en la zona Centro (futuros de demanda 1 y 2), sin embargo en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro (futuros de demanda 3) la ENS varía entre 5% a 20%.

En estos escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la condición menos desfavorable de ENS se presenta en los escenarios con oferta mayormente hidráulica sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente. Asimismo, la condición extrema de ENS se presenta con desarrollo estas grandes centrales.

S.E. Huancavelica

No se presenta ENS en los escenarios con demanda media en la zona Centro (futuros de demanda 1 y 2), sin embargo en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro (futuros de demanda 3) la ENS varía entre 0% a 24%.

En los escenario con demanda optimista en la zona Centro resalta los resultados con oferta mayormente hidráulica (casos 3B), ya que en estos no se presenta ENS en los casos sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente, frente a una ENS de 24% en los casos con desarrollo de estas grandes centrales.

S.E. Cerro Corona

Sólo se presenta ENS en el escenario con demanda optimista en la zona Norte. En este escenario la ENS varía de 2% a 14% y se presenta con oferta mayormente hidráulica y con desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente y del Norte.

S.E. Cajamarca

Se presenta ENS solo en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte, la cual se encuentra entre el 2% y 10%, presentándose los mayores porcentajes de ENS en los escenarios con oferta mayormente térmica y con desarrollo de las

grandes CC.HH. del Norte.

S.E. Tacna

Se presenta ENS sólo en los escenarios con demanda optimista en la zona Sur, la cual varía de 4% a 7%. En esta barra a diferencia de las otras, la variación de la ENS entre un caso y otro es reducida, con lo cual se concluye que esta ENS se debe principalmente a la congestión del transformador.

Otros resultados de ENS que no se han mencionados se muestran en el Anexo E, los cuales en comparación con la magnitud en energía (demanda en GWH) de las barras mencionadas, son de menor magnitud.

(iii) Resultados para el año 2022

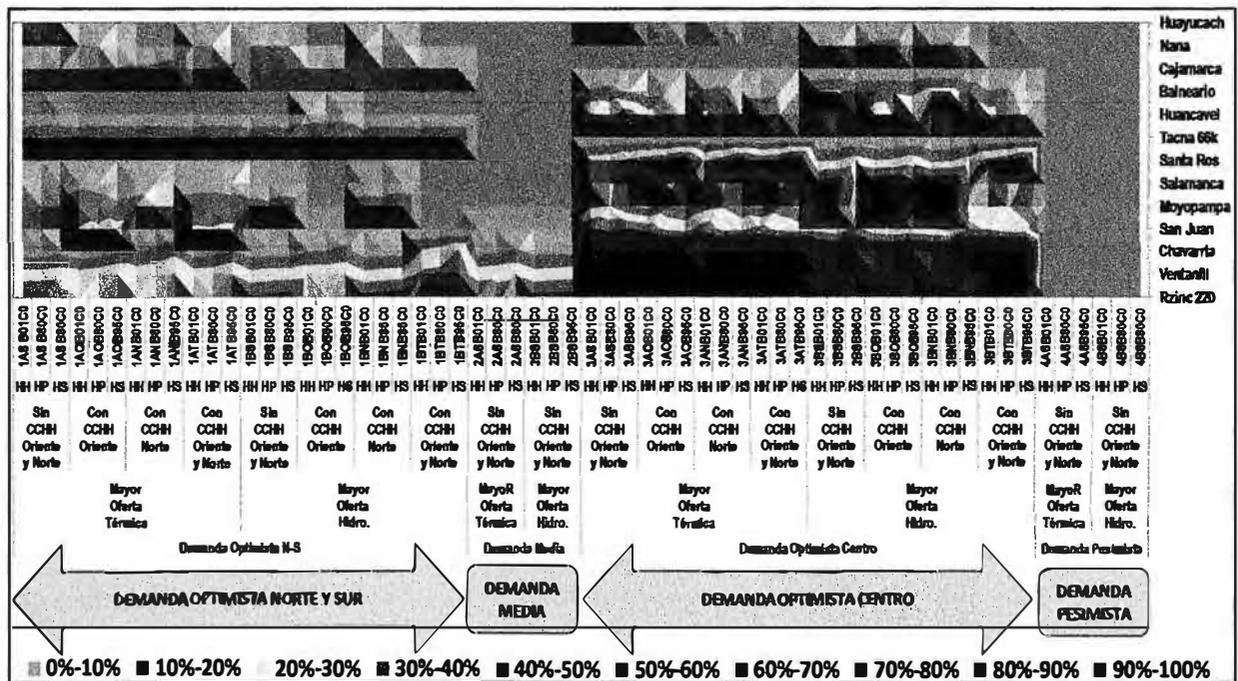


Fig. 4.22: Energía no servida en barras del SEIN año 2022

La figura Fig. 4.22 muestra los resultados de ENS para el año 2022, resaltándose:

En general aumenta la ENS en los escenarios de demanda optimista, y ya empiezan a ser notorios en los casos de demanda media.

S.E. Ventanilla

La ENS se ha incrementado sustancialmente, presentándose en los escenarios con demanda media una ENS del orden de 26%, y en todos los escenarios con demanda optimista en la zona Centro la ENS alcanza el 60%.

S.E. Chavarria

Ahora, en los escenarios con demanda media se presenta ENS del orden de 8%, en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la ENS sobrepasa el 50%, alcanzando un valor máximo de 72% en los escenarios con oferta mayormente hidráulica y con desarrollo de las CC.HH. del Oriente.

S.E. Refinería de Zinc

La ENS se ha incrementado sustancialmente, presentándose ENS de 45% incluso en el escenario con demanda media, y en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro esta puede superar el 90%.

S.E. San Juan.

Ahora se presenta ENS del orden de 2% en los escenarios de demanda media, y en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la ENS varía entre 20% a 40%, presentándose la condición extrema en los escenarios sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente.

S.E. Santa Rosa

En los escenarios con demanda media en la zona Centro, continua sin presentarse ENS, a diferencia de los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, donde la ENS varía entre 17% a 50%.

Al igual que en el año de corte 2020, en estos escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la condición de menor ENS se presenta en los escenarios con oferta mayormente hidráulica sin desarrollo de las grandes CC.HH. del Oriente, y la condición extrema de ENS se presenta con desarrollo estas grandes centrales.

S.E. Huancavelica

No se presenta ENS en los escenarios con demanda media en la zona Centro, con excepción del caso 1BO, en el cual la ENS es del orden de 5%. En los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, la ENS se encuentra entre 4% y 36%.

S.E. Tacna

Solo se presenta ENS en los escenarios con demanda optimista en la zona Sur. A comparación con los resultados en el año 2020, la ENS se ha incrementado significativamente, presentándose una variación 16% a 21%. Al igual que en el año 2020, la ENS en esta barra se debe principalmente a la congestión del transformador.

S.E. Cerro Corona

Al igual que en el año 2020 solo se presenta ENS en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte, sin embargo a diferencia del porcentaje alcanzado en el año 2020, en este año se presenta una ENS máxima de 1%.

S.E. Cajamarca

Al igual que en el año 2020 sólo se presenta ENS en los escenarios con demanda optimista en la zona Norte. Ahora esta se encuentra entre el 4% y 17%, al igual que en el año 2020, los mayores porcentajes de ENS se presentan en los escenarios con oferta mayormente térmica y con desarrollo de las grandes CC.HH. del Norte.

4.3. Comportamiento de la generación.

4.3.1. Premisas de análisis del comportamiento de la generación

El análisis del comportamiento de la generación ha considerado las siguientes premisas:

- Se analiza la generación despachada en los años de corte 2016 y 2020.
- Se analiza la generación de todos los futuros de oferta de generación que se indican en la figura Fig. 4.1.
- Se analiza sólo los escenarios con hidrología seca (serie de hidrología: 95), por considerarlos conservadores en cuanto a generación hidroeléctrica.
- Se analiza los escenarios con transmisión ideal, debido a que en estos el despacho de las centrales de generación no es afectado por la transmisión y no existe ENS.
- Se analiza la generación de fuente hidráulica y de gas natural. No se realiza el análisis de la generación eólica, solar y biomasa por ser de magnitud muy menor a las primeras.
- No se realiza el análisis de la generación en base a carbón, residual y diesel por considerarla despreciable o simplemente no se presenta en los escenarios con transmisión ideal.
- Se analiza el comportamiento de la generación que resulta del promedio mensual de los años del periodo de simulación (4 años para cada año de corte).
- En un escenario ideal de la transmisión no se presenta ENS. En ese sentido la generación es igual en magnitud a la demanda en cada nudo. La TABLA N° 4.4 muestra la magnitud de la demanda de cada futuro de demanda (nudo), así como el desagregado por zonas.

TABLA N° 4.4: Conformación por zonas y magnitud de los nudos de demanda

ZONA =>		NORTE			CENTRO			SUR			SEN
NUDO		Muy optimista (GWH)	Base (GWH)	Muy pesimista (GWH)	Muy optimista (GWH)	Base (GWH)	Muy pesimista (GWH)	Muy optimista (GWH)	Base (GWH)	Muy pesimista (GWH)	GWH
2016	1	12840				34783		16391			64015
	2		9048			34783			13275		57108
	3		9048		42616				13275		64942
	4			6537			27559			9587	43687
2020	1	20912				41893		21110			83916
	2		11910			41893			15772		69577
	3		11910		58041				15772		85726
	4			6778			28876			9782	45440

4.3.2. Generación en el año de corte 2016

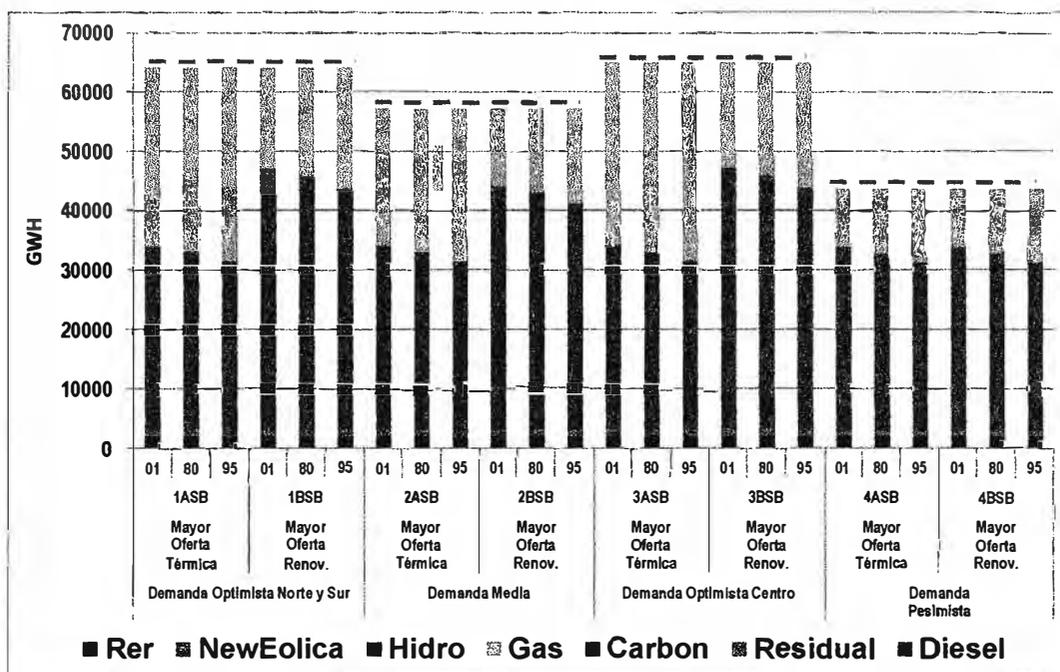


Fig. 4.23: Despacho por tipo de generación, año 2016

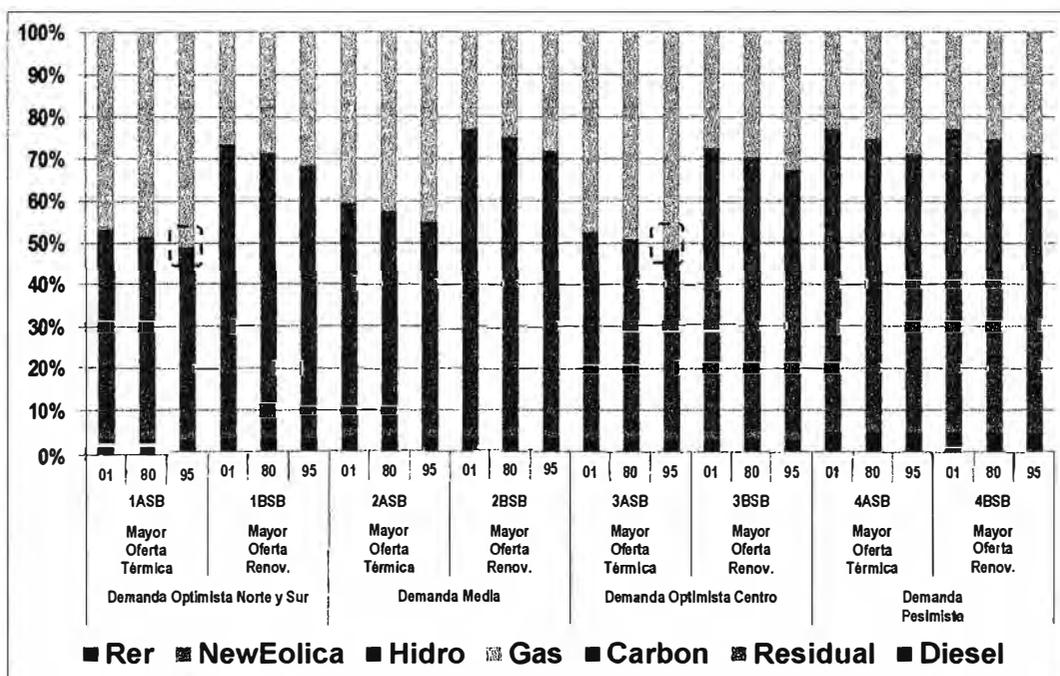


Fig. 4.24: Porcentaje de despacho por tipo de generación, año 2016

Las figuras Fig. 4.23 y Fig. 4.24 muestran el despacho de generación en magnitud y porcentualmente para el año 2016. De estos resultados se destaca lo siguiente:

La figura Fig. 4.23 muestra que los futuros de oferta planteados cubren satisfactoriamente la demanda en todos los escenarios, es decir que no se requiere el despacho de centrales a carbón o de combustibles líquidos.

La figura Fig. 4.24 muestra que en escenarios con hidrología seca (95) y con demanda optimista la generación a gas natural puede cubrir el 50% la demanda.

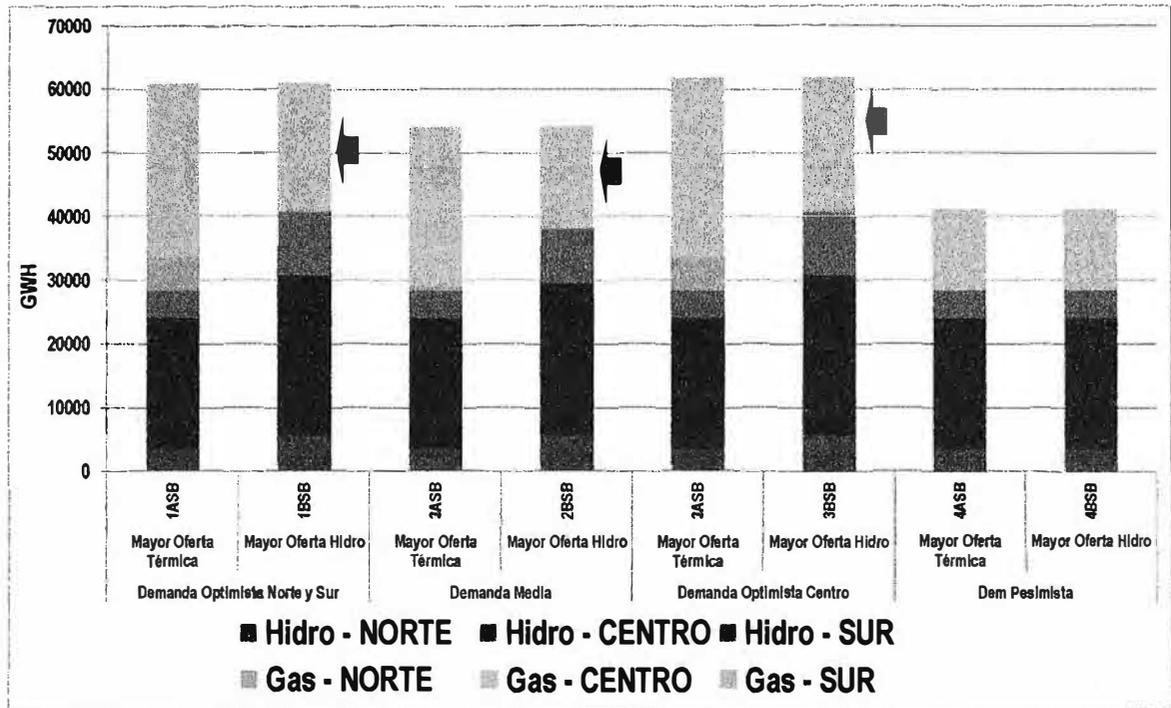


Fig. 4.25: Despacho hidroeléctrico y a gas natural por zonas

TABLA N° 4.5 Porcentaje de despacho hidroeléctrico y a gas natural por zonas

DEMANDA	OFERTA	CASO	HIDRO (GWH)			GAS NATURAL (GWH)			SEIN *
			NORTE	CENTRO	SUR	NORTE	CENTRO	SUR	
Demanda optimista Norte y Sur	Oferta mayormente térmica	1ASB	6%	32%	7%	8%	41%	2%	95%
	Oferta mayormente hidroeléctrica	1BSB	9%	39%	15%	1%	31%	0%	95%
Demanda media	Oferta mayormente térmica	2ASB	6%	36%	8%	1%	43%	1%	95%
	Oferta mayormente hidroeléctrica	2BSB	10%	42%	15%	0%	28%	0%	95%
Demanda optimista Centro	Oferta mayormente térmica	3ASB	5%	31%	7%	8%	42%	2%	95%
	Oferta mayormente hidroeléctrica	3BSB	9%	39%	15%	1%	32%	0%	95%
Demanda pesimista	Oferta mayormente térmica	4ASB	8%	47%	10%	0%	29%	0%	94%
	Oferta mayormente hidroeléctrica	4BSB	8%	47%	10%	0%	29%	0%	94%

* : Total de la generación hidroeléctrica y térmica a gas natural. No se incluye la generación RER (Eólica, Solar y Biomasa).

La figura Fig. 4.25 y la TABLA N° 4.5 muestran el despacho por zonas de generación hidroeléctrica y a gas natural, en magnitud y porcentaje, respectivamente. De estos resultados se destaca lo siguiente:

La figura Fig. 4.25 muestra que en los escenarios con demanda optimista y media, y con oferta mayormente térmica (1AS, 2AS y 3AS), la oferta térmica de la zona Centro tiene un gran aporte en la cobertura de la demanda, presentando una generación de aprox. 27000 GWH (42%) en el escenario con demanda optimista del Centro.

- La TABLA N° 4.5 muestra una participación de hasta 15% en oferta hidroeléctrica de la zona Sur en los escenarios con demanda alta y media, y con oferta mayormente hidroeléctrica (1BS, 2BS y 3BS).
- En los mismos escenarios del caso anterior se observa un 10% de participación en oferta hidroeléctrica proveniente de la zona Norte.

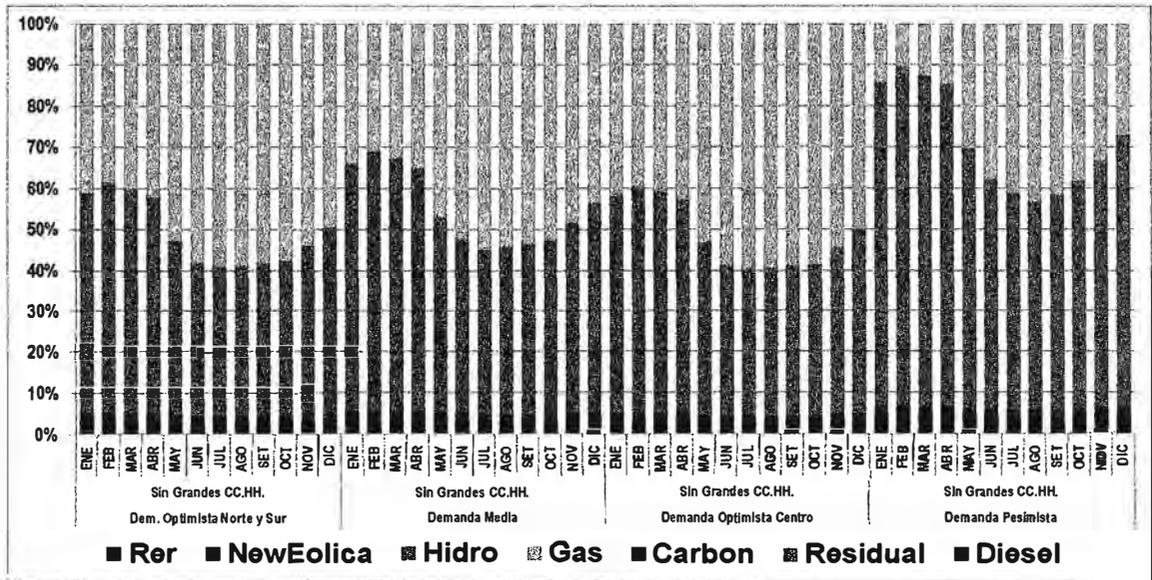


Fig. 4.26: Despacho en escenarios con oferta mayormente termoeléctrica

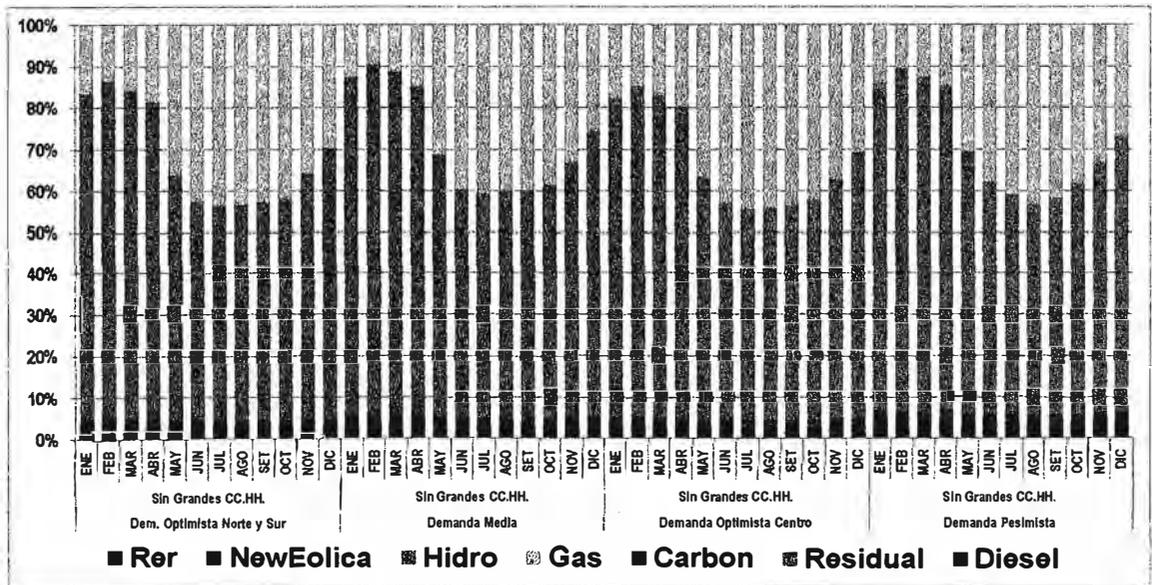


Fig. 4.27: Despacho en escenarios con oferta mayormente hidroeléctrica

Las figuras Fig. 4.26 y Fig. 4.27 muestran la evolución mensual del porcentaje de cobertura de la demanda en los escenarios con oferta mayormente térmica y con oferta mayormente hidroeléctrica, respectivamente. De estos resultados se destaca lo siguiente:

En la figura Fig. 4.26 se aprecia que en los escenarios con demanda optimista, la generación a gas natural en febrero presenta una participación de 40%, mientras que en agosto tiene una participación de 60%.

- En la figura Fig. 4.27 se aprecia una participación de la generación térmica a gas natural por debajo del 20% entre enero y abril (avenida), y una participación promedio de 40% entre junio y setiembre (estiaje).
- De las figuras Fig. 4.26 y Fig. 4.27 se observa que la generación térmica a gas natural mejora su factor de planta en los escenarios con oferta mayormente térmica.

4.3.3. Generación en el año de corte 2020

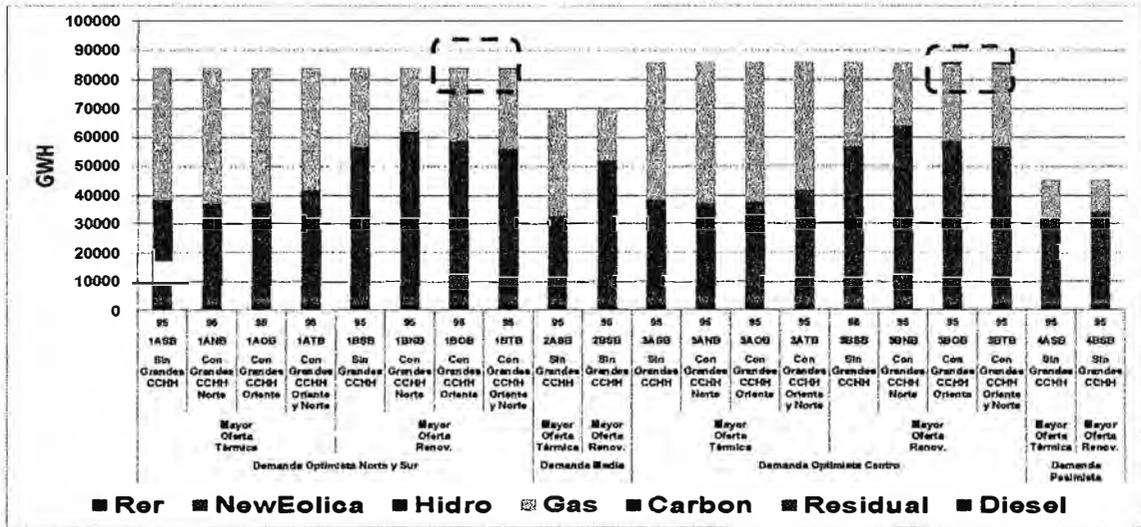


Fig. 4.28: Despacho por tipo de generación en el año 2020

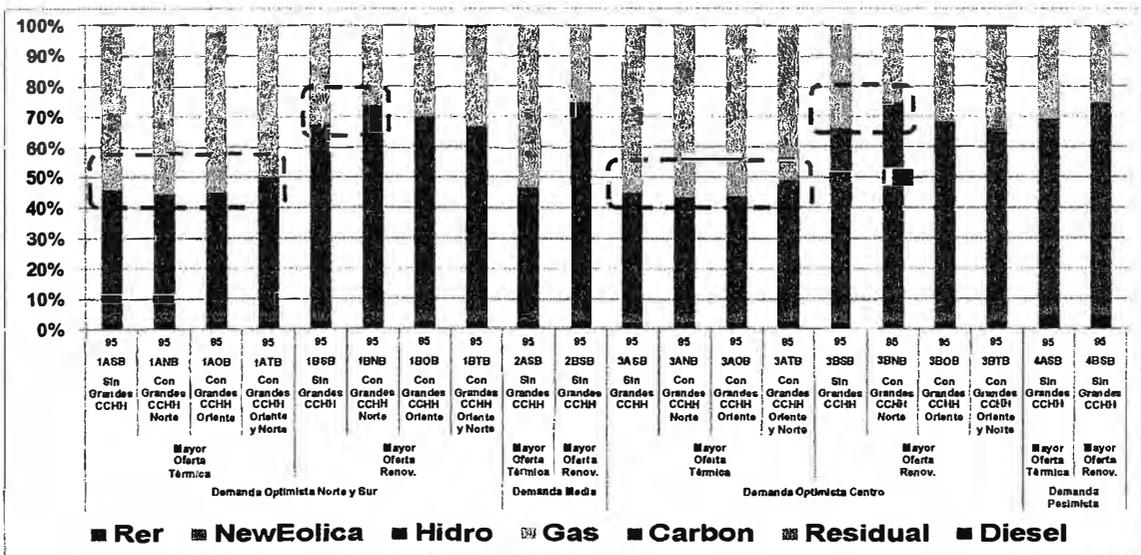


Fig. 4.29: Porcentaje de despacho por tipo de generación en el año 2020

Las figuras Fig. 4.28 y Fig. 4.29 muestran el despacho de generación en magnitud y porcentualmente en el año de corte 2020. De estos resultados se destaca lo siguiente:

- La figura Fig. 4.28 muestra que en escenarios con demanda optimista, y con oferta mayormente hidroeléctrica con desarrollo de las CC.HH. del Oriente, se presenta un despacho reducido de centrales térmicas que utilizan carbón, residual y diesel.
- La figura Fig. 4.29 muestra que en los escenarios con demanda optimista, con oferta mayormente térmica, la generación a gas natural participa en más del 50% y con oferta mayormente hidroeléctrica sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente, la

generación hidroeléctrica aporta con aproximadamente el 70%, sin producirse el despacho de generación con carbón o combustibles líquidos.

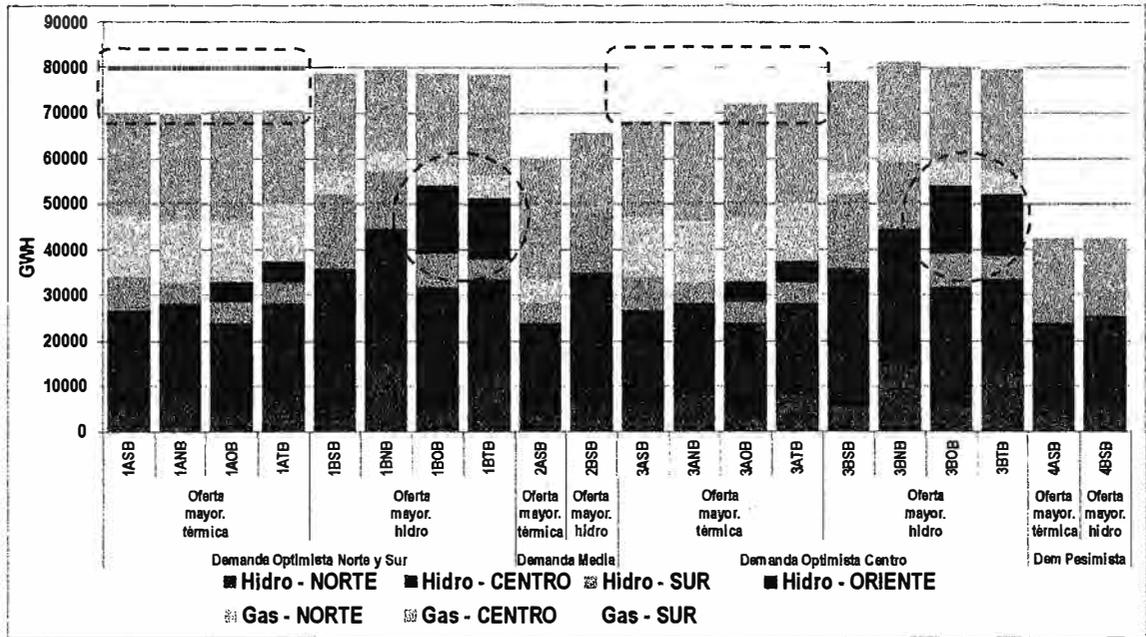


Fig. 4.30: Despacho hidroeléctrico y térmico a gas natural por zonas, año 2020.

TABLA N° 4.6: Porcentaje de despacho por zonas en el año 2020.

DEMANDA	OFERTA	CASO	HIDRO (GWH)				GAS NATURAL (GWH)			SEIN*
			NORTE	CENTRO	SUR	ORIENTE	NORTE	CENTRO	SUR	
Demanda optimista Norte y Sur	Oferta mayormente térmica	1ASB	6%	26%	8%		16%	27%	11%	95%
		1ANB	9%	24%	5%		16%	28%	11%	95%
		1AOB	4%	24%	5%	5%	16%	29%	11%	95%
		1ATB	9%	24%	5%	5%	16%	24%	11%	95%
	Oferta mayormente hidroeléctrica	1BSB	7%	36%	19%		6%	26%	1%	95%
		1BNB	18%	35%	15%		5%	21%		95%
		1BOB	6%	32%	8%	18%	5%	24%	0%	94%
Demanda Media	Oferta mayormente térmica	2ASB	5%	29%	6%		7%	38%	8%	94%
		2BSB	8%	42%	18%			26%		94%
	Demanda optimista Centro	Oferta mayormente térmica	3ASB	6%	25%	8%		15%	25%	15%
3ANB			9%	24%	5%		16%	26%	15%	95%
3AOB			4%	24%	5%	5%	16%	29%	11%	95%
3ATB			9%	24%	5%	5%	15%	25%	10%	95%
Oferta mayormente hidroeléctrica		3BSB	7%	35%	19%		5%	23%	5%	95%
		3BNB	18%	34%	17%		5%	20%		95%
		3BOB	6%	31%	8%	18%	6%	24%	0%	94%
Demanda Pesimista	Oferta mayormente térmica	4ASB	8%	45%	10%			31%		93%
		4BSB	11%	45%	12%			26%		93%

*: Total de la generación hidroeléctrica y térmica a gas natural. No se incluye la generación RER (Eólica, Solar y Biomasa).

La figura Fig. 4.30 y la TABLA N° 4.6 muestran el despacho de generación hidroeléctrica y termoeléctrica a gas natural desagregado por zonas del SEIN, en magnitud y porcentaje, respectivamente. De estos resultados se destaca lo siguiente:

- La figura Fig. 4.30 muestra que en los escenarios con demanda optimista y con oferta mayormente hidroeléctrica con desarrollo de las CC.HH. del Oriente (1BO, 1BT, 3BO y 3BT), la oferta de las CC.HH del Oriente desplaza a la de la zona Sur.

La TABLA N° 4.6 muestra que en los escenarios con demanda optimista y media, con oferta mayormente hidroeléctrica sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente (1BS, 1BN, 2BS, 3BS y 3BN) la oferta hidroeléctrica en la zona Sur puede cubrir el 19% de la demanda. Asimismo muestra que en el escenario con demanda media y con oferta mayormente térmica (caso 2AS), la generación térmica a gas natural cubre hasta el 54% de la demanda.

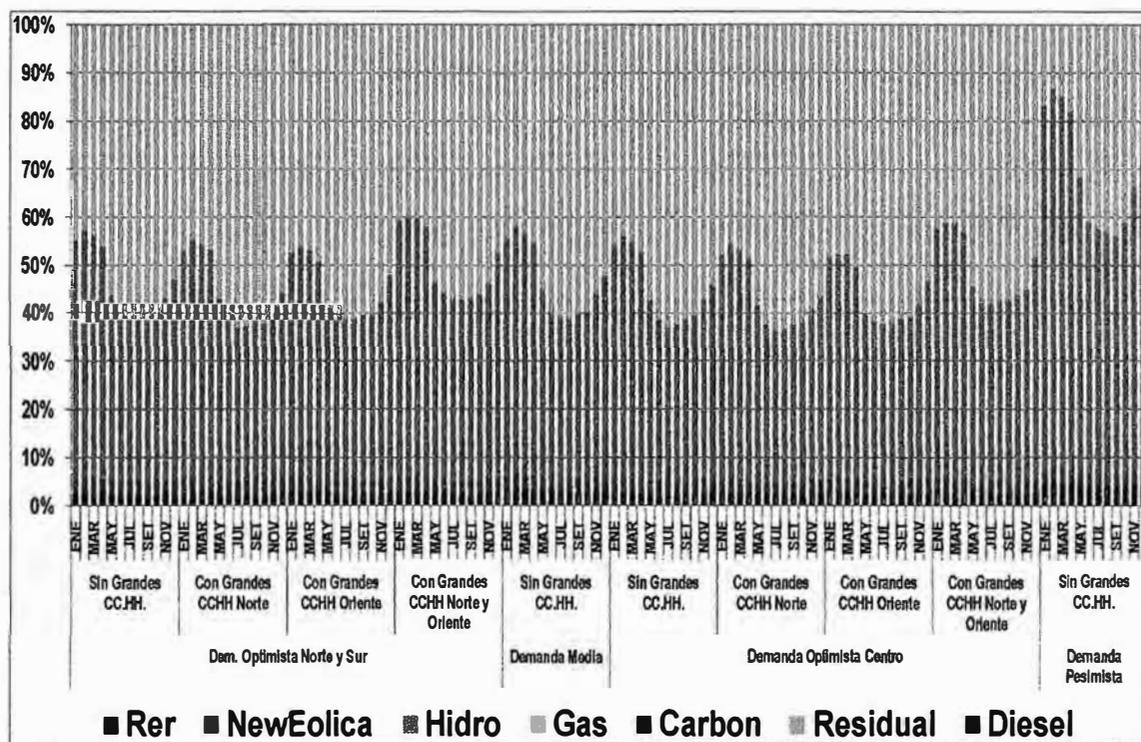


Fig. 4.31: Despacho en escenarios con oferta mayormente térmica, año 2020.

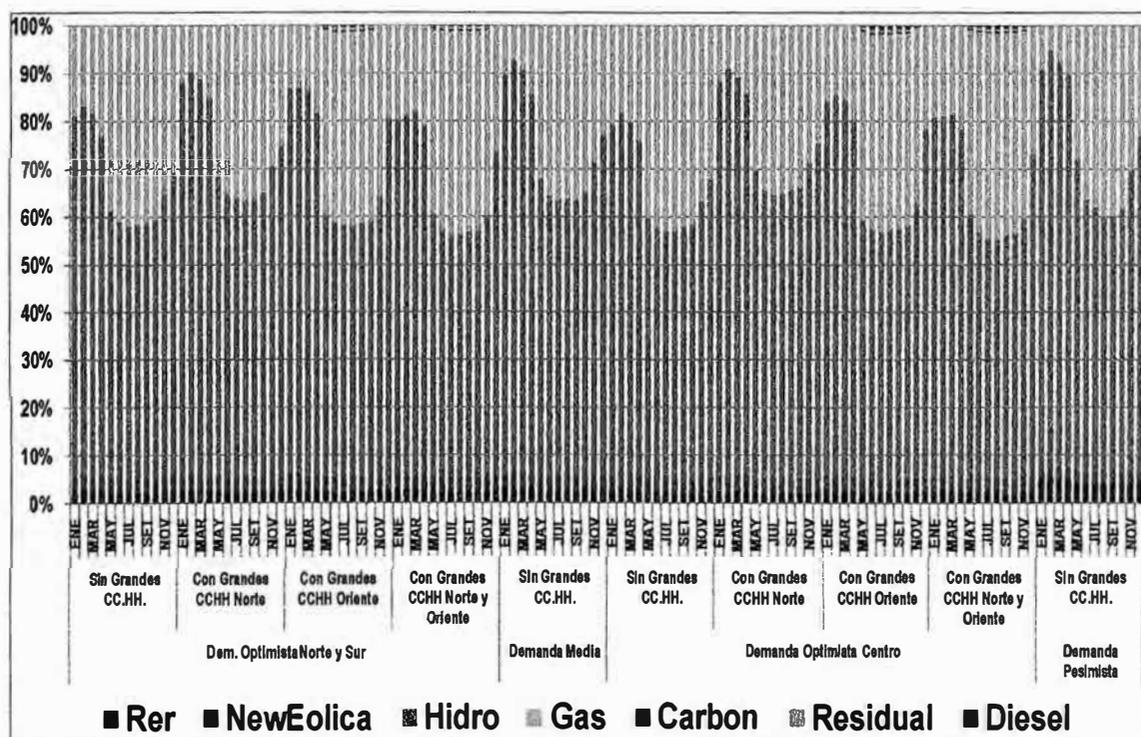


Fig. 4.32: Despacho en escenarios con oferta mayormente hidroeléctrica, año 2020.

En las figuras Fig. 4.31 y Fig. 4.32 se muestra el despacho de generación hidroeléctrica y termoeléctrica a gas natural, en los escenarios con oferta mayormente termoeléctrica y con oferta mayormente hidroeléctrica, respectivamente, destacándose lo siguiente:

En los escenarios de demanda no pesimista y con oferta mayormente térmica, el factor de planta de la generación hidroeléctrica mejora, evitando una reducción de hasta 25% en los meses de estiaje tal como se aprecia en el escenario de oferta mayormente hidroeléctrico.

En los escenarios con oferta mayormente hidroeléctrica con desarrollo de las CC.HH. del Oriente, la reducción en la generación hidroeléctrica en estiaje provoca el despacho de generación a carbón, residual y diesel.

4.4. Balance de Oferta – Demanda por zonas para un escenario específico

4.4.1. Elección de los escenarios

El Balance Oferta – Demanda realizado en esta parte a diferencia del realizado en el acápite 2.4 no considera los flujos de potencia por los enlaces entre las zonas del SEIN, con la finalidad de comparar la generación disponible en cada zona con su propia demanda. Los casos de evaluación se han seleccionado según las siguientes premisas:

a) Premisas consideradas

Se analiza los resultados de “costos operativos” en los años de corte 2016 y 2020 en los escenarios que consideran el límite en la capacidad de las líneas.

Se considera los resultados de ENS obtenidos en el acápite 4.2 y los resultados de comportamiento de la generación del acápite 4.3. Asimismo, se considera que los futuros con demanda pesimista no representan riesgo en la reserva de generación.

b) Resultados de Costos de Operación

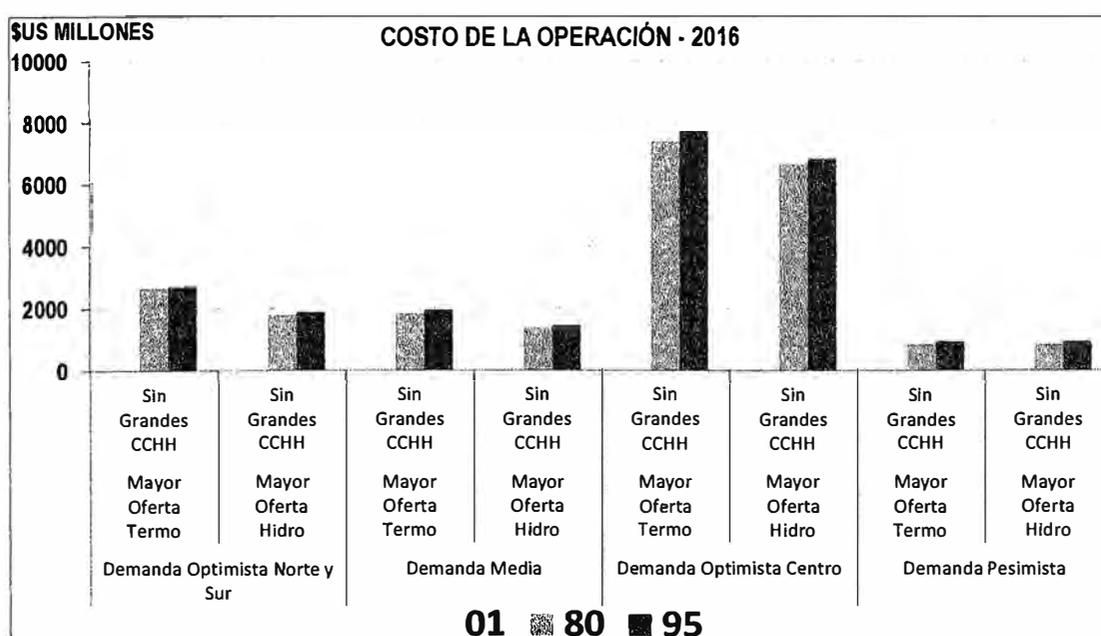


Fig. 4.33: Costos de operación en el año 2016 según futuros de hidrología.

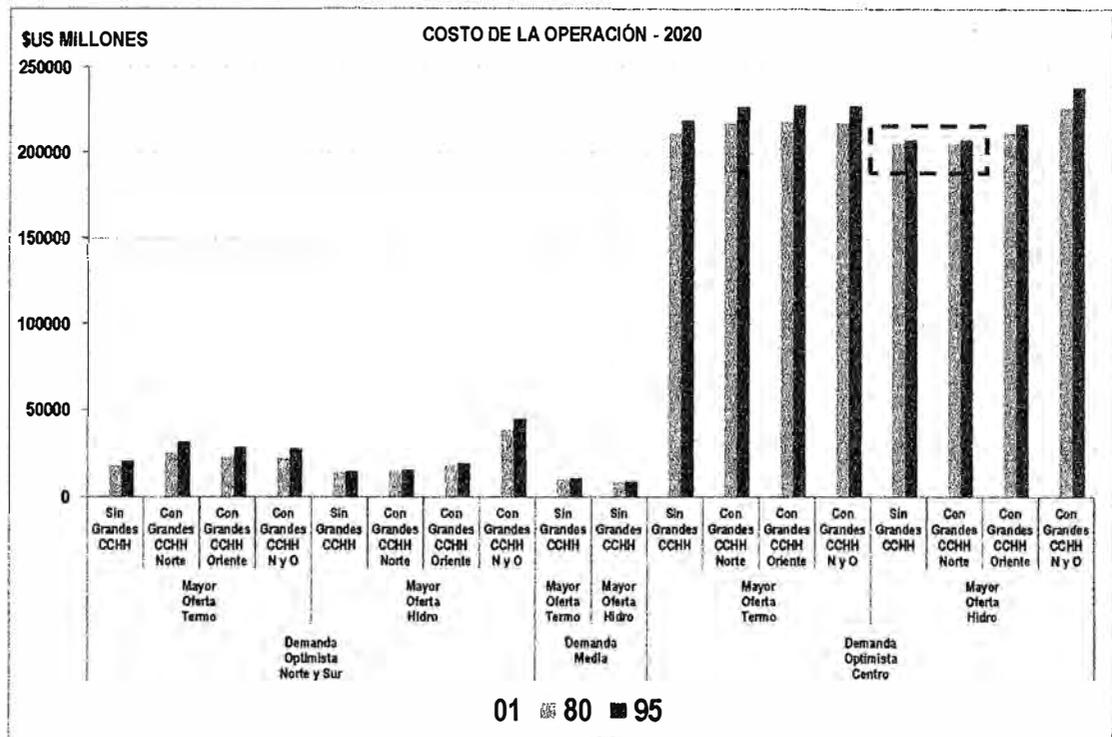


Fig. 4.34: Costos de operación en el año 2020 según futuros de hidrología.

En las figuras Fig. 4.33 y Fig. 4.34 se muestran los resultados de “costos operativos” de los casos simulados para los años de corte 2016 y 2020 respectivamente, los cuales están en función a los futuros de hidrología planteados.

c) Análisis de los Costos de Operación

- Las figuras Fig. 4.33 y Fig. 4.34 muestran que los costos de operación resultan mayores en el escenario con demanda optimista en la zona Centro, seguido por los del escenario con demanda optimista en las zonas Norte y Sur y finalmente por los del escenario con demanda media.
- Los costos de operación están asociados con la ENS (acápite 4.2), donde se ha mostrado que los mayores porcentajes de ENS se encuentran en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro. Por lo tanto se concluye que la evaluación del balance de potencia se debe realizar para un escenario con demanda optimista en la zona Centro (nudo de demanda: 3), por ser el escenario donde se presenta mayores costos de operación.
- Las figuras Fig. 4.33 y Fig. 4.34 muestran que los mayores costos de operación se presentan en los escenarios con hidrología seca. Por lo tanto se concluye que en el balance oferta – demanda, la potencia utilizada de las centrales hidroeléctricas debe corresponder con esta hidrología.
- Las figuras Fig. 4.33 y Fig. 4.34 muestran que en los escenarios con demanda optimista en la zona Centro, los menores costos de la operación se obtienen en los escenarios de mayor oferta hidroeléctrica (nudo de oferta: B).

Por lo tanto se concluye que el balance de potencia en el año 2016 se debe realizar para el caso de demanda optimista en la zona Centro y con oferta mayormente hidroeléctrica (caso 3BS).

Asimismo para el año 2020 el balance de potencia se debe realizar sobre dos casos de desarrollo de la oferta: Sin desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas y con desarrollo de grandes CC.HH. en el Norte, que corresponden a los casos 3BS y 3BN, respectivamente.

4.4.2. Balance de potencia

A continuación se presentan los resultados del balance de potencia por zonas, considerando los casos seleccionados.

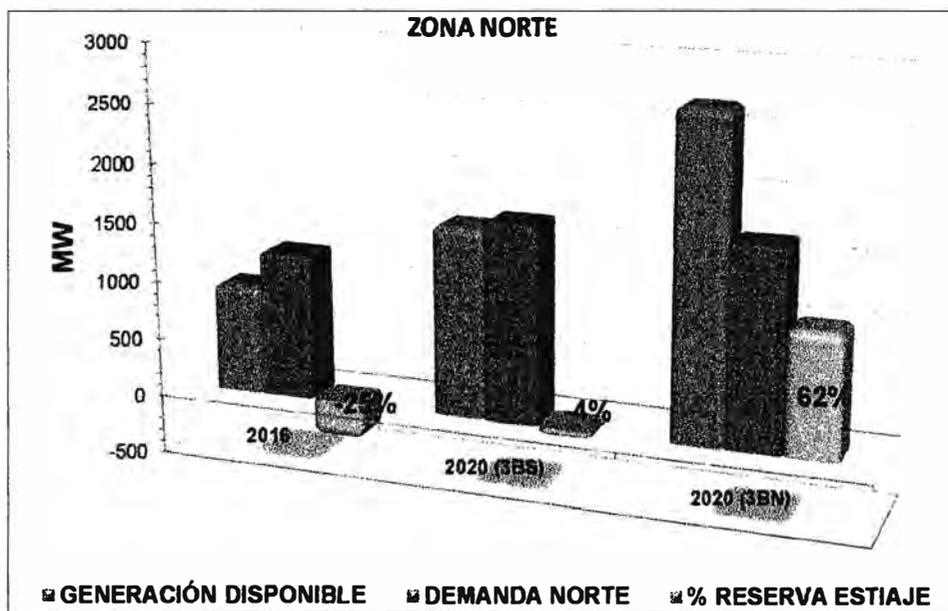


Fig. 4.35: Margen de reserva en la zona norte

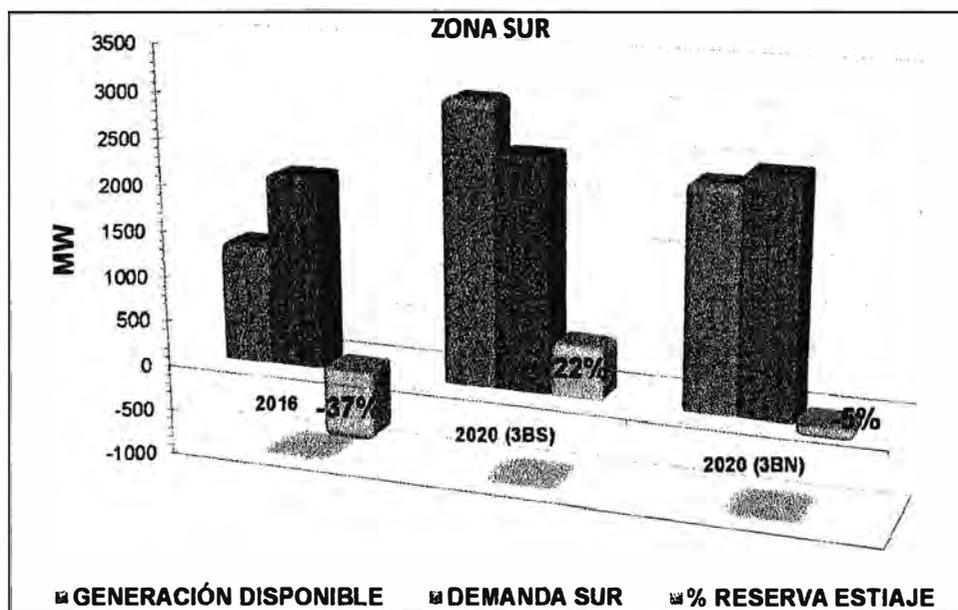


Fig. 4.36: Margen de reserva en la zona sur

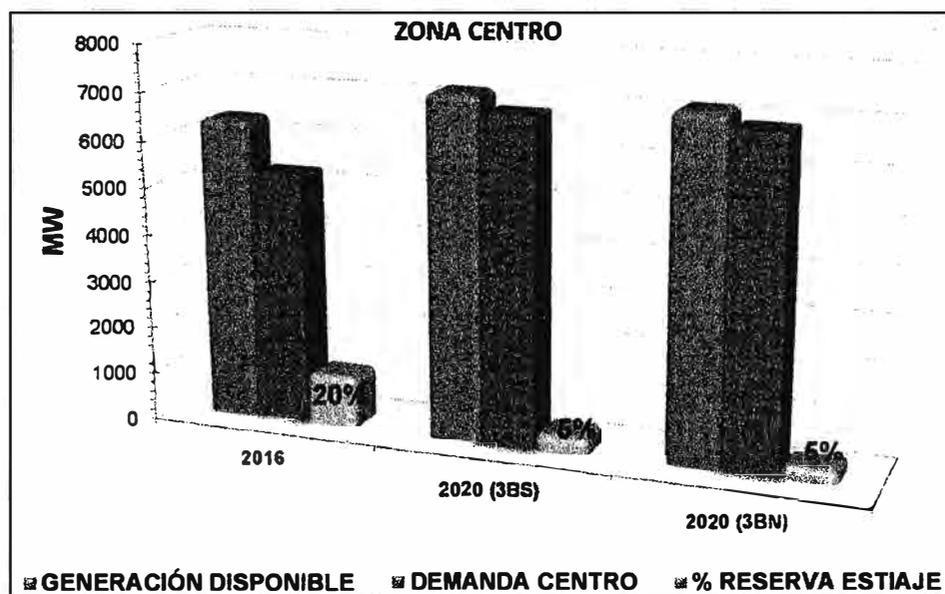


Fig. 4.37: Margen de reserva en la zona centro

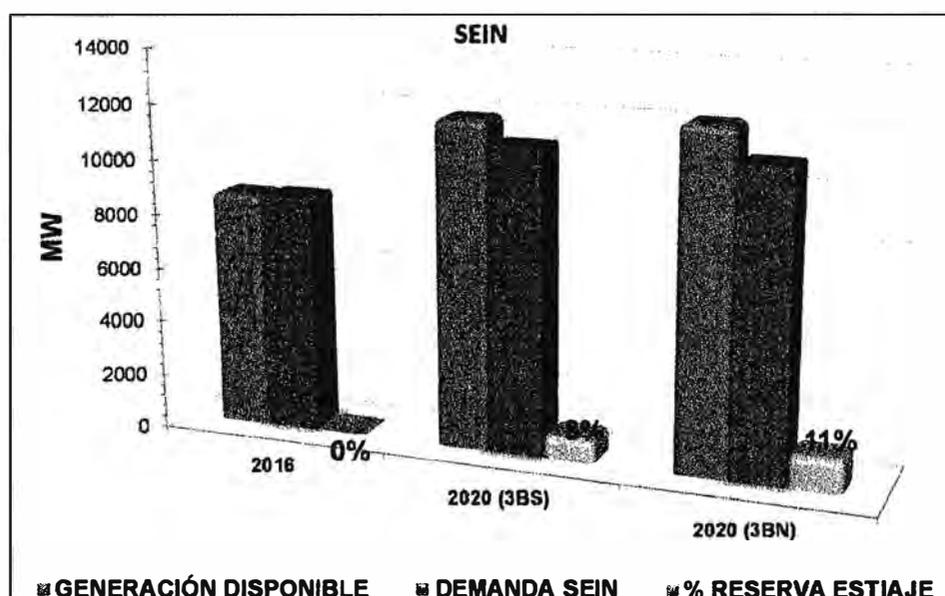


Fig. 4.38: Margen de reserva en la zona SEIN

De los resultados mostrados en las figuras Fig. 4.35 al Fig. 4.38 se puede resumir las principales conclusiones sobre el Margen de Reserva.

- En el año 2016 se observa que ante el futuro de demanda 3 (optimista en el centro y medio en las zonas norte y sur), el margen de reserva del SEIN sería nulo para el periodo de estiaje, y a nivel de las zonas norte y sur se encuentra muy por debajo del valor nulo, presentando valores de -25% y -37% respectivamente.
- Tomando como base el margen de reserva del año 2016 para mostrar cómo serían los márgenes de reserva por zonas y a nivel del SEIN en el año 2020, se puede decir que ante un futuro sin desarrollo de las grandes centrales hidroeléctricas del oriente, los márgenes de reserva en las zonas norte y sur se incrementan significativamente.

- De lo anterior, en el escenario “3BS”, la oferta de generación presente de la zona sur provocaría que el margen de reserva en esta zona se incremente de -37% a 22%, presentándose un margen de reserva -4% en la zona norte.
- Por otro lado, en el escenario “3BN”, la oferta de generación presente de la zona norte (desarrollo de las grandes centrales hidroeléctricas del norte) provocaría que el margen de reserva en esta zona se incremente de -25% a 62%, presentándose un margen de reserva -5% en la zona sur.
- Los márgenes de reserva en la zona centro se reducen significativamente del 2016 al 2020 desde 20% al 5% respectivamente. Asimismo, no se presenta diferencia porcentual en el margen de reserva de la zona centro entre los escenarios seleccionados, pues las variaciones en la oferta de generación entre estos escenarios ocurren principalmente en las zonas norte y sur.
- Para el 2020, en el escenario de desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas del norte “3BN” se aprecia que el margen de reserva a nivel de SEIN pasa el 10% en comparación con el escenario sin desarrollo de grandes centrales hidroeléctrica “3BS” que llega al 8%.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El desarrollo del presente Informe de Ingeniería ha permitido obtener las siguientes conclusiones sobre el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo del SEIN, respecto a la Información y los Procesos Básicos, los Criterios y Metodología para la elaboración de los futuros de las incertidumbres consideradas, y el Análisis Energético:

- A medida que nos alejamos en el largo plazo, la información de proyectos de demanda y de oferta de generación se hace más incierta.
Es así que en las proyecciones determinísticas de la demanda, el número de proyectos mineros considerados en el año 2022 ha sido el mismo para el año 2020, y para obtener un mayor número de opciones de oferta de generación ha sido necesario considerar los proyectos de grandes CC.HH. del Oriente.
- La información utilizada de proyectos de demanda y de oferta de generación ha resultado muy importante para elaborar las proyecciones determinísticas de la demanda y las opciones de oferta de generación, respectivamente, para el periodo de largo plazo.
- Las obras de transmisión resultantes del PPT han sido la base para completar el plan de obras de transmisión del largo plazo para el Análisis Energético, pues a partir de esta expansión se ha obtenido el sistema de transmisión para los distintos escenarios de estudio (casos de simulación).
- El Análisis Energético dará mejor información y resultados del comportamiento de la congestión en el sistema de transmisión del SEIN para el largo plazo, si se toman en cuenta todos los proyectos de transmisión comprometidos en el corto plazo.
- La definición de los futuros de demanda y de oferta de generación ha sido la parte fundamental en el Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo, los cuales dependen en gran medida de las proyecciones determinísticas de la demanda y de las opciones de oferta de generación, respectivamente
- Los futuros de hidrología han posibilitado obtener un mayor número de escenarios de estudio (casos de simulación), asimismo ha permitido obtener resultados de despacho de generación ante una hidrología promedio, seca, y húmeda.
- El criterio de reserva de generación (20% en futuros de oferta mayormente térmica

y de 30% en futuros de oferta mayormente hidráulica) utilizado para obtener los futuros de oferta, han resultado adecuados, pues en las simulaciones que no consideran los límites en la capacidad de las líneas no se ha presentado ENS.

- La formulación de los futuros de oferta de generación realizada en función a los futuros de demanda ha permitido obtener combinaciones posibles de estas incertidumbres para la elaboración de los escenarios de estudio (casos de simulación).
Sin embargo, si los futuros de oferta de generación se formularan sin tener en cuenta los futuros de demanda, obtendríamos combinaciones no posibles de estas incertidumbres, las cuales aumentarían el número de escenarios de estudio y el análisis no tendría sentido.
- El número de escenarios de estudio elaborados a partir de la combinación de los futuros de demanda, oferta de generación y de hidrología (casos de simulación) ha abarcado los futuros posibles en estas variables, con lo cual ha sido posible realizar un adecuado diagnóstico en el largo plazo del comportamiento de la congestión en el sistema de transmisión del SEIN.
- Los resultados de las simulaciones con el modelo PERSEO (potencia en las líneas de transmisión y energía no servida) y los criterios planteados para el Análisis Energético de estos resultados ha permitido diagnosticar el comportamiento de la congestión en las líneas de transmisión en los distintos escenarios de estudio
- Es posible diagnosticar en el largo plazo el comportamiento de la congestión en el sistema de transmisión si sólo consideramos incertidumbre en la demanda y oferta de generación. Por lo tanto se requiere elaborar proyecciones determinísticas de demanda y disponer de opciones de oferta de generación.
- Considerar la incertidumbre en la hidrología resulta de gran importancia sí se requiere evaluar el comportamiento de la generación en el despacho para la cobertura de la demanda, así como para la evaluación de la reserva de generación del SEIN
- Se concluye que se ha cumplido con los objetivos trazados en el presente Informe de Ingeniería.
- Se concluye que se ha cumplido con presentar los alcances trazados en el Presente Informe de Ingeniería.
- Finalmente se concluye que el Análisis Energético realizado sobre la formulación de futuros de las incertidumbres de demanda, de oferta de generación, y de hidrología, ha permitido evidenciar los problemas que podrían presentarse en el SEIN en el largo plazo.

Recomendaciones

La experiencia obtenida al realizar el presente Informe de Ingeniería ha permitido obtener las siguientes recomendaciones para elaborar estudios similares empleando esta técnica de Análisis Energético con la finalidad de obtener mejores resultados del comportamiento de la congestión en el sistema de transmisión para el diagnóstico de largo plazo:

- Representar en 5 bloques la demanda en barras del SEIN, con duración de una hora para los bloques de punta máxima y de media máxima, con la finalidad de representar de mejor manera la curva de demanda diaria del SEIN.
- Tener como criterio que la reserva de generación provenga de unidades duales de ciclo simple para la formulación de futuros de oferta.
- Considerar la reserva de generación por zonas del SEIN para la formulación de los futuros de oferta, ya que en el presente Informe de Ingeniería se ha rescatado que en el Informe de Diagnóstico se ha considerado la reserva de generación de manera total en el SEIN y no por zonas.
- Desarrollar herramientas de cómputo que permitan realizar en menor tiempo el gran número de simulaciones para el desarrollo del Análisis Energético en el diagnóstico de largo plazo

ANEXO A
Demanda de cargas Vegetativas y de Grandes Proyectos 2011 – 2022

TABLA N° 1. CASO BASE, proyección de la demanda Vegetativa

PROYECCION DE LA CARGA DE LA DEMANDA VEGETATIVA - CASO BASE								
Año	POBLACION Mio	PBI Millones de S/ de 1994	TARIFAS Cts US\$/kWh	Ventas GWh	% ΔPob.	% ΔPBI	% ΔVentas	Energía GWH (*)
2011	27248	215037	8.2317	22326	1.6%	4.4%	5.8%	25648
2012	27680	225954	8.2317	23726	1.6%	5.1%	6.3%	27256
2013	28119	238894	8.2317	25324	1.6%	5.7%	6.7%	29092
2014	28565	252299	8.2317	27029	1.6%	5.6%	6.7%	31050
2015	29018	265840	8.2317	28810	1.6%	5.4%	6.6%	33096
2016	29387	279290	8.2317	30648	1.3%	5.1%	6.4%	35208
2017	29760	292963	8.2317	32444	1.3%	4.9%	5.9%	37271
2018	30137	307811	8.2317	34338	1.3%	5.1%	5.8%	39447
2019	30443	323579	8.2317	36347	1.0%	5.1%	5.8%	41754
2020	30752	340022	8.2317	38349	1.0%	5.1%	5.5%	44054
2021	31065	356868	8.2317	40396	1.0%	5.0%	5.3%	46406
2022	31380	373864	8.2317	42490	1.0%	4.8%	5.2%	48812

(*) Incluye las pérdidas en la red

CRECIMIENTO PROMEDIO 6.0%

TABLA N° 2. Caso Muy Optimista, proyección de la demanda Vegetativa

PROYECCION DE LA CARGA DE LA DEMANDA VEGETATIVA - CASO MUY OPTIMISTA								
Año	POBLACION Mio	PBI Millones de S/ de 1994	TARIFAS Cts US\$/kWh	Ventas GWh	% ΔPob.	% ΔPBI	% ΔVentas	Energía GWH (*)
2011	27248	222259	8.2317	22787	1.6%	7.9%	8.0%	26178
2012	27680	244480	8.2317	24974	1.6%	10.0%	9.6%	28689
2013	28119	269962	8.2317	27497	1.6%	10.4%	10.1%	31588
2014	28565	300554	8.2317	30457	1.6%	11.3%	10.8%	34988
2015	29018	336709	8.2317	33896	1.6%	12.0%	11.3%	38939
2016	29387	376085	8.2317	37681	1.3%	11.7%	11.2%	43287
2017	29760	415427	8.2317	41448	1.3%	10.5%	10.0%	47615
2018	30137	458232	8.2317	45466	1.3%	10.3%	9.7%	52231
2019	30443	506717	8.2317	49919	1.0%	10.6%	9.8%	57346
2020	30752	560302	8.2317	54648	1.0%	10.6%	9.5%	62776
2021	31065	619340	8.2317	59758	1.0%	10.5%	9.4%	68649
2022	31380	683294	8.2317	65253	1.0%	10.3%	9.2%	74962

(*) Incluye las pérdidas en la red

CRECIMIENTO PROMEDIO 10.0%

TABLA N° 3. Caso Muy Pesimista, proyección de la demanda Vegetativa

PROYECCION DE LA CARGA DE LA DEMANDA VEGETATIVA - CASO MUY PESIMISTA								
Año	POBLACION Mio	PBI Millones de S/ de 1994	TARIFAS Cts US\$/kWh	Ventas GWh	% ΔPob.	% ΔPBI	% ΔVentas	Energía GWH(*)
2011	27248	204643	8.2317	21652	1.6%	-0.7%	2.6%	24874
2012	27680	202501	8.2317	22088	1.6%	-1.0%	2.0%	25374
2013	28119	199732	8.2317	22458	1.6%	-1.4%	1.7%	25799
2014	28565	197225	8.2317	22837	1.6%	-1.3%	1.7%	26235
2015	29018	195078	8.2317	23244	1.6%	-1.1%	1.8%	26703
2016	29387	193303	8.2317	23688	1.3%	-0.9%	1.9%	27212
2017	29760	191058	8.2317	24018	1.3%	-1.2%	1.4%	27591
2018	30137	189094	8.2317	24344	1.3%	-1.0%	1.4%	27966
2019	30443	187210	8.2317	24673	1.0%	-1.0%	1.4%	28344
2020	30752	185337	8.2317	24932	1.0%	-1.0%	1.0%	28641
2021	31065	183919	8.2317	25209	1.0%	-0.8%	1.1%	28959
2022	31380	181914	8.2317	25436	1.0%	-1.1%	0.9%	29220

(*) Incluye las pérdidas en la red

CRECIMIENTO PROMEDIO 1.5%

TABLA N° 4. Caso Optimista, proyección de la demanda Vegetativa

PROYECCION DE LA CARGA DE LA DEMANDA VEGETATIVA - CASO OPTIMISTA								
Año	POBLACION Mio	PBI Millones de S/ de 1994	TARIFAS Ctvs US\$/kWh	Ventas GWh	% Δ Pob.	% Δ PBI	% Δ Ventas	Energía GWH(*)
2009	26403	193155	8.2317	20064	1.4%	0.9%	2.1%	22699
2010	26822	206062	8.2317	21103	1.6%	6.7%	5.2%	24276
2011	27248	215590	8.2317	22362	1.6%	4.6%	6.0%	25689
2012	27680	228269	8.2317	23881	1.6%	5.9%	6.8%	27434
2013	28119	242264	8.2317	25566	1.6%	6.1%	7.1%	29370
2014	28565	258413	8.2317	27468	1.6%	6.7%	7.4%	31555
2015	29018	276699	8.2317	29597	1.6%	7.1%	7.8%	34000
2016	29387	295733	8.2317	31868	1.3%	6.9%	7.7%	36609
2017	29760	313931	8.2317	34044	1.3%	6.2%	6.8%	39109
2018	30137	332959	8.2317	36292	1.3%	6.1%	6.6%	41691
2019	30443	353682	8.2317	38705	1.0%	6.2%	6.7%	44464
2020	30752	375683	8.2317	41156	1.0%	6.2%	6.3%	47279
2021	31065	398969	8.2317	43719	1.0%	6.2%	6.2%	50224
2022	31380	423203	8.2317	46397	1.0%	6.1%	6.1%	53300

(*) Incluye las pérdidas en la red

CRECIMIENTO PROMEDIO 6.9%

TABLA N° 5. Caso Pesimista, proyección de la demanda Vegetativa

PROYECCION DE LA CARGA DE LA DEMANDA VEGETATIVA - CASO PESIMISTA								
Año	POBLACION Mio	PBI Millones de S/ de 1994	TARIFAS Ctvs US\$/kWh	Ventas GWh	% Δ Pob.	% Δ PBI	% Δ Ventas	Energía GWH
2011	27248	210793	8.2317	22053	1.6%	2.3%	4.5%	25334
2012	27680	218147	8.2317	23181	1.6%	3.5%	5.1%	26629
2013	28119	228092	8.2317	24534	1.6%	4.6%	5.8%	28184
2014	28565	237636	8.2317	25933	1.6%	4.2%	5.7%	29791
2015	29018	246260	8.2317	27320	1.6%	3.6%	5.4%	31385
2016	29387	253728	8.2317	28688	1.3%	3.0%	4.9%	32933
2017	29760	263550	8.2317	30106	1.3%	3.9%	5.0%	34585
2018	30137	272578	8.2317	31514	1.3%	3.4%	4.7%	36202
2019	30443	281633	8.2317	32951	1.0%	3.3%	4.6%	37853
2020	30752	291025	8.2317	34347	1.0%	3.3%	4.2%	39458
2021	31065	298448	8.2317	35603	1.0%	2.6%	3.7%	40900
2022	31380	309294	8.2317	37115	1.0%	3.6%	4.2%	42637

(*) Incluye las pérdidas en la red

CRECIMIENTO PROMEDIO 4.8%

TABLA N° 6. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Optimista.

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h	GW/h
NORTE	263	882	1575	2784	4467	4967	6548	8713	9328	10085	10265	10265
CENTRO	887	1373	2081	3382	3922	5717	5717	5866	5866	5866	5936	5936
SUR	0	532	2998	4499	6844	8721	10033	10043	10674	11615	11615	11615
SEIN	1150	2787	6654	10666	15233	19405	22297	24622	25868	27566	27816	27816

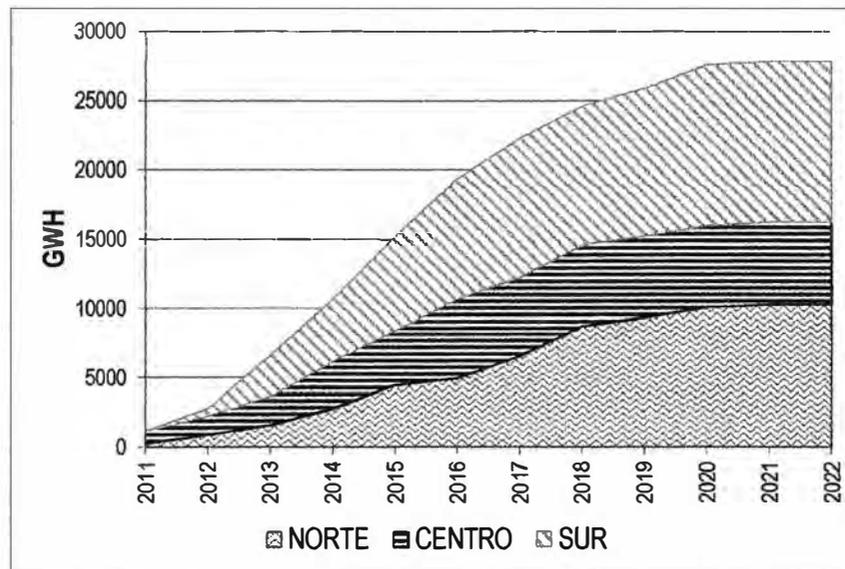


Figura N° 1. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Optimista.

TABLA N° 7. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Optimista.

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	MW											
NORTE	28	119	207	437	610	673	860	1195	1262	1375	1398	1398
CENTRO	105	179	269	435	507	749	749	766	766	766	775	775
SUR	0	75	423	591	859	1106	1309	1310	1400	1528	1528	1528
SEIN	133	373	899	1463	1976	2527	2917	3271	3428	3670	3702	3702

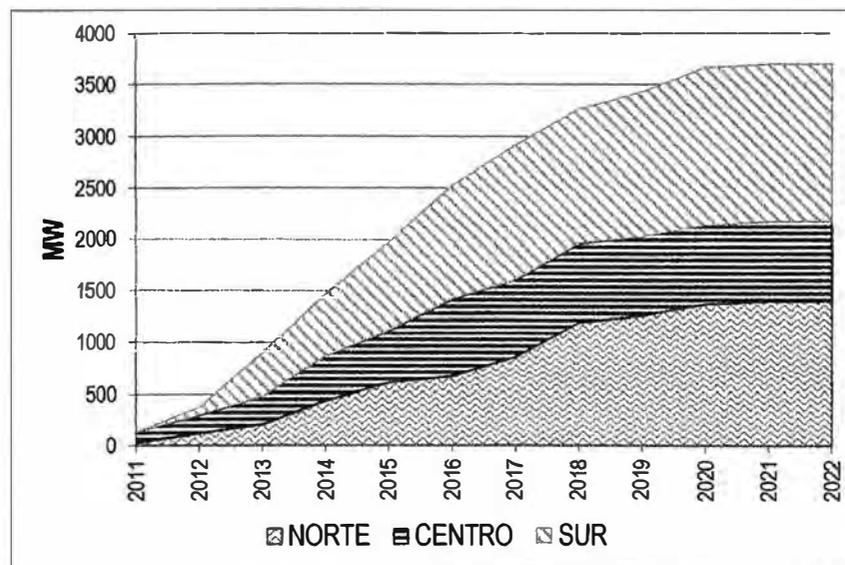


Figura N° 2. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Optimista.

TABLA N° 8. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Base (Media).

ANO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH	GWH
NORTE	126	196	719	1723	2394	2394	2394	2555	3215	3902	4078	4078
CENTRO	887	1373	2081	3382	3922	4227	4227	4376	4376	4376	4446	4446
SUR	0	532	2774	3978	5802	6339	7650	7661	7661	7971	7971	7971
SEIN	1013	2101	5574	9084	12118	12960	14272	14593	15253	16250	16495	16495

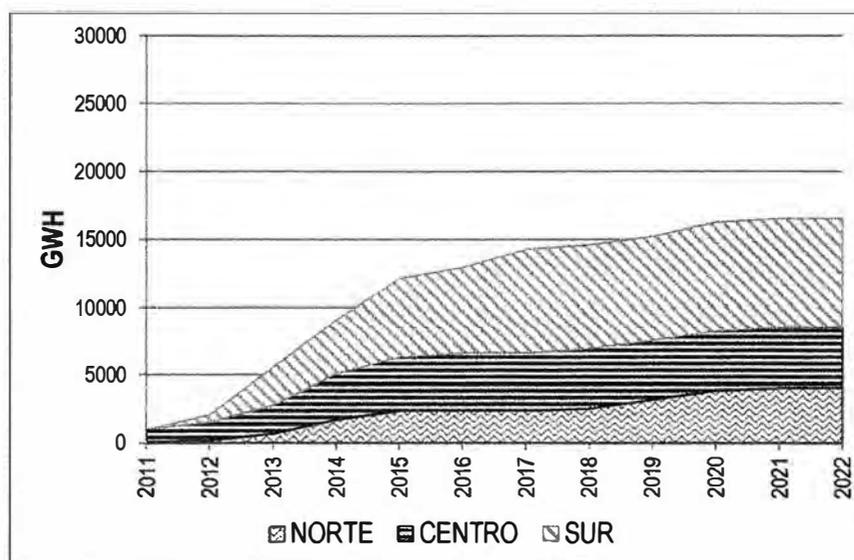


Figura N° 3. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Base (Media).

TABLA N° 9. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Base (Media).

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	MW											
NORTE	16	25	88	293	307	307	307	331	439	542	567	567
CENTRO	105	179	269	435	507	549	549	566	566	566	575	575
SUR	0	75	393	521	719	786	989	990	990	1028	1028	1028
SEIN	121	279	750	1249	1533	1641	1844	1887	1995	2137	2171	2171

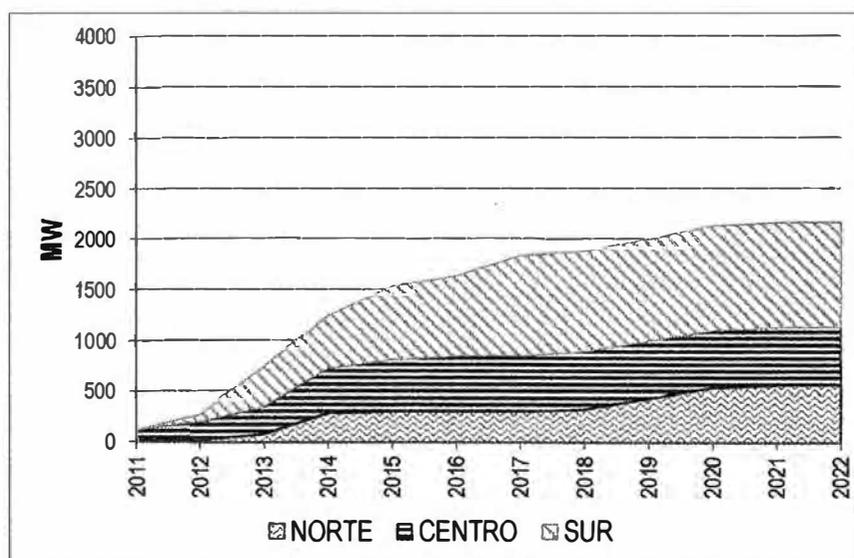


Figura N° 4. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Base (Media).

TABLA N° 10. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Pesimista.

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	GWH											
NORTE	126	196	303	303	303	1088	1088	1088	1088	1088	1088	1088
CENTRO	887	1373	1733	3034	3268	3268	3268	3417	3417	3417	3487	3487
SUR	0	532	1497	2030	3375	3375	3375	3375	3375	3375	3375	3375
SEIN	1013	2101	3533	5367	6946	7731	7731	7881	7881	7881	7951	7951

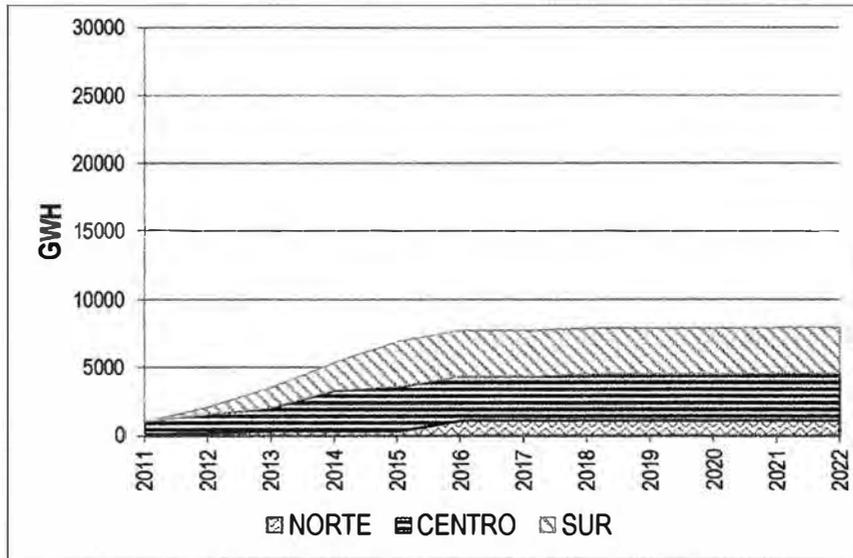


Figura N° 5. Energía de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Pesimista.

TABLA N° 11. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Pesimista.

AÑO	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
ZONA	MW											
NORTE	16	25	39	39	39	139	139	139	139	139	139	139
CENTRO	105	179	229	395	425	425	425	442	442	442	451	451
SUR	0	75	202	290	400	400	400	400	400	400	400	400
SEIN	121	279	470	724	864	964	964	981	981	981	990	990

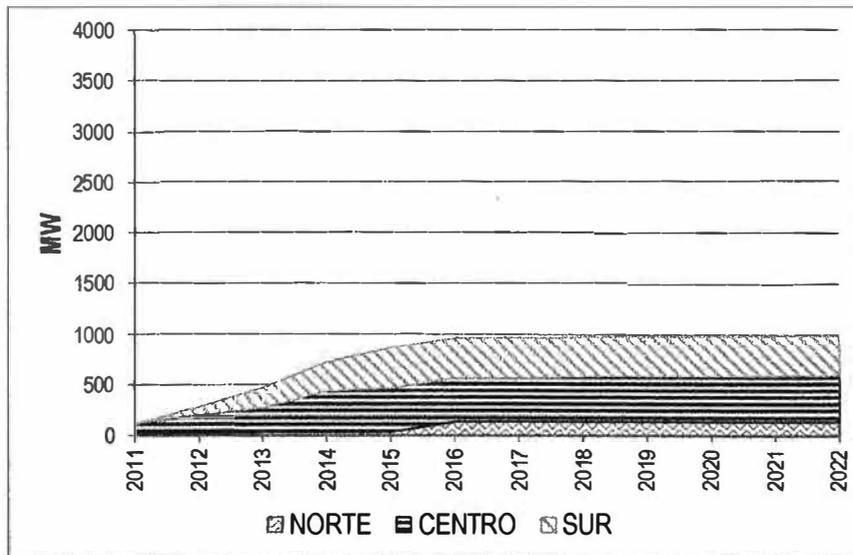


Figura N° 6. Potencia de los Grandes Proyectos por zonas del SEIN correspondiente a la proyección Muy Pesimista.

ANEXO B
Demanda del SEIN 2011 – 2022 y Expansión de la transmisión

TABLA N° 1 Proyección Base, proyección en energía en GWh.

Proyección Demanda 2011 - 2022 (CASO BASE)

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pronóstico Econométrico	22326	23726	25324	27029	28810	30648	32444	34338	36347	38349	40396	42490
	5.8%	6.3%	6.7%	6.7%	6.6%	6.4%	5.9%	5.8%	5.8%	5.5%	5.3%	5.2%
Venta del Distribuidor (MT y BT)	17490	18586	19838	21174	22569	24009	25416	26900	28473	30042	31645	33286
Pérdidas de Distribución %	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
	1432	1522	1625	1734	1848	1966	2081	2203	2332	2460	2592	2726
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18922	20108	21463	22908	24417	25975	27497	29103	30805	32502	34237	36012
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	425	451	482	514	548	583	617	653	691	730	769	808
Energía Entregada a Distribución	19347	20560	21945	23422	24965	26558	28115	29756	31496	33231	35005	36820
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	386	411	438	468	499	530	562	594	629	664	699	735
Entrada al Nivel de Distribución	19733	20971	22383	23890	25464	27089	28676	30350	32125	33895	35705	37555
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4412	4688	5004	5341	5693	6056	6411	6785	7182	7578	7982	8398
Salida del Nivel de Transmisión	24145	25659	27387	29231	31157	33145	35087	37136	39307	41473	43687	45951
Pérdidas de Transmisión %	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
	1503	1597	1705	1820	1939	2063	2184	2312	2447	2582	2719	2860
Entrada al Nivel de Transmisión	25648	27256	29092	31050	33096	35208	37271	39447	41754	44054	46406	48812
Carga Espectacle	6958	7016	7109	7047	7070	7070	7160	7158	7119	7121	7121	7121
Cargas Incorporadas	929	949	971	992	1015	1037	1061	1085	1110	1135	1161	1188
Proyectos	1013	2101	5574	9084	12118	12960	14272	14593	15253	16250	16495	16495
Proyecto Tia Maria		60	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Ampliacion Quimpac (Coquendo)	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Shougang Hierro Perú	269	601	601	601	907	1212	1212	1212	1212	1212	1212	1212
Ampliacion Antamina	333	333	333	535	535	535	535	535	535	535	535	535
Expansión de la concentradora Cuajone		180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliacion de SiderPeru												
Cemento Olorongo												
Bayovar	102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Ampliación Cemento Pacasmayo												
Ampliacion Cemento Andino		70	70	70	70	70	70	140	140	140	210	210
Toromocho	35	44	131	1230	1230	1230	1230	1309	1309	1309	1309	1309
Pachapaquí												
Minas Conga			210	900	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Chaquicocha Sur Mill								161	161	161	161	161
Yanacocha Verde										512	512	512
Antapacay		42	428	788	788	788	788	788	788	788	788	788
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				147	147	147	147	147	147	147	147	147
Marcobre (Mina Justa)	39	39	312	312	546	546	546	546	546	546	546	546
Las Bambas (Apuřimac)			185	882	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209
Constancia			670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
Magistral												
Los Chancas (Apuřimac)						505	505	505	505	815	815	815
Quechua					558	558	558	558	558	558	558	558
Galeno	24	79	157	471	942	942	942	942	942	942	942	942
La Granja										175	350	350
Quellaveco					939	971	1021	1031	1031	1031	1031	1031
Yanacocha sulfides												
Mina Chapi			221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Hierro Apuřimac							1261	1261	1261	1261	1261	1261
Cañariaco												
Michiquillay												
Rio Blanco									660	660	660	660
Hilarion			206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
Pukaqaqa (Mllpo)			348	348	348	348	348	348	348	348	348	348
Consumo propio de centrales	518	560	641	723	799	844	896	934	979	1028	1068	1104
Disminución de Pérdidas de REP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Total	35052	37869	43374	48883	54085	57108	60648	63204	66201	69575	72238	74708

TABLA N° 2 Proyección Base, proyección en potencia en MW.

Potencia en MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	25648	27256	29092	31050	33096	35208	37271	39447	41754	44054	46406	48812
Factor de carga	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%
Potencia	3870	4113	4390	4685	4994	5313	5624	5953	6301	6648	7003	7366
Cargas Especiales	842	851	862	856	857	857	871	870	866	866	866	866
Southern	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Ex-Centromin	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Cerro Verde (Socabaya)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Antamina	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Shougang Hierro Perú	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Cerro Verde	38	38	42	35	37	37	37	37	33	33	33	33
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Callalli	28	28	29	29	29	29	29	28	28	27	27	27
Ampliacion de Refineria Cajamarquilla	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
San Rafael (MINSUR)	14	14	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22
Cementos Yura	20	28	28	28	28	28	42	42	42	42	42	42
Huarón	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliacion de Aceros Arequipa	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cargas Incorporadas	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	206	211
Yura - Cachimayo	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Pucallpa	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44
Talara	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32
Tumbes	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Siguas (Arequipa)	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puerto Maldonado	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14
Bagua - Jaen	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	36	37	38	39	41	42	43	44	46	47	48	50
Proyectos	121	279	750	1249	1533	1641	1844	1887	1995	2137	2171	2171
Proyecto Tia Maria		10	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
El Brocal (Colquijirca)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ampliacion Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	128	170	170	170	170	170	170	170
Ampliacion Antamina	40	45	45	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuajone			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ampliacion de SiderPeru												
Cemento Otorongo												
Bayovar	13	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Cemento Pacasmayo												
Ampliacon Cemento Andino		11	11	11	11	11	11	18	18	18	27	27
Toromocho	10	10	25	156	156	156	156	166	166	166	166	166
Pachapaqui												
Minas Conga			25	130	144	144	144	144	144	144	144	144
Chaquicocha Sur Mill								25	25	25	25	25
Yanacocha Verde										78	78	78
Antapacay		15	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				18	18	18	18	18	18	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70
Las Bambas (Apuřimac)			40	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Constancia			90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Magistral												
Los Chancas (Apuřimac)						62	62	62	62	100	100	100
Quechua					74	74	74	74	74	74	74	74
Galeno	3	10	20	120	120	120	120	120	120	120	120	120
La Granja										25	50	50
Quellaveco					124	129	152	153	153	153	153	153
Yanacocha sulfides												
Mina Chapi			26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Hierro Apuřimac							180	180	180	180	180	180
Cañariaco												
Michiquillay												
Rio Blanco									108	108	108	108
Hilarion			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Pukaqaqa (Milpo)			40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Factor de Simultaneidad	90.5%											
Consumo promedio de energía	78	84	97	109	121	127	135	141	148	155	161	167
Distribucion de pérdidas de RER	(1)											
Total	4967	5370	6100	6858	7440	7867	8385	8763	9216	9702	10088	10471

TABLA N° 3 Proyección Muy Optimista, proyección en energía en GWh.

Proyección Demanda 2011 - 2022 (CASO MUY OPTIMISTA)

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pronóstico Econométrico	22787	24974	27497	30457	33896	37681	41448	45466	49919	54846	59758	65253
	8.0%	9.6%	10.1%	10.8%	11.3%	11.2%	10.0%	9.7%	9.8%	9.5%	9.4%	9.2%
Venta del Distribuidor MT y BT	17851	19564	21540	23859	26553	29518	32469	35617	39106	42808	46813	51118
Pérdidas de Distribución %	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
	1462	1602	1784	1954	2175	2417	2659	2917	3202	3506	3834	4186
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	19313	21166	23304	25813	28728	31936	35128	38534	42308	46314	50646	55304
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	434	475	523	579	645	717	789	865	950	1040	1137	1241
Energía Entregada a Distribución	19746	21641	23827	26393	29373	32652	35917	39399	43258	47354	51783	56546
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	394	432	476	527	587	652	717	787	864	946	1034	1129
Entrada al Nivel de Distribución	20141	22073	24303	26920	29959	33305	36634	40186	44122	48300	52818	57675
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4503	4935	5433	6018	6698	7446	8190	8984	9884	10798	11808	12894
Salida del Nivel de Transmisión	24644	27008	29737	32938	36657	40750	44824	49170	53986	59098	64626	70569
Pérdidas de Transmisión %	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
	1534	1681	1851	2050	2282	2537	2790	3061	3360	3679	4023	4393
Entrada al Nivel de Transmisión	26178	28689	31588	34988	38936	43287	47615	52231	57346	62776	68649	74962
Cargas Especiales	6958	7016	7109	7047	7070	7070	7160	7158	7119	7121	7121	7121
Cargas Incorporadas	929	949	971	992	1016	1037	1061	1085	1110	1136	1161	1188
Proyectos	1150	2787	6654	10666	15233	19405	22297	24622	25868	27566	27816	27816
Proyecto Tia María		60	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Shougang Hierro Perú	269	601	601	601	907	1212	1212	1212	1212	1212	1212	1212
Ampliacion Antamina	333	333	333	535	535	535	535	535	535	535	535	535
Expansión de la concentradora Cuaione			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliacion de SiderPeru	137	686	686	686	1081	1081	1081	1081	1081	1081	1081	1081
Bayover	102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Ampliación Cemento Pacasmayo								169	169	169	169	169
Ampliacion Cemento Andino		70	70	70	70	70	70	140	140	140	210	210
Toromocho	35	44	131	1230	1230	1230	1230	1309	1309	1309	1309	1309
Minas Conga			210	900	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Chaquicocha Sur Mill								161	161	161	161	161
Yanacocha Verde										512	512	512
Antapacay		42	428	788	788	788	788	788	788	788	788	788
Ampliación de la Fundicion de llo y refineria de cobre				147	147	147	147	147	147	147	147	147
Marcobre (Mina Justa)	39	39	312	312	546	546	546	546	546	546	546	546
Las Bambas (Apurimac)			185	882	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209
Constancia			670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
Maestral										245	245	245
Los Chancas (Apurimac)						505	505	505	505	815	815	815
Quechua					558	558	558	558	558	558	558	558
Galeno	24	79	157	471	942	942	942	942	942	942	942	942
La Granja								175	350	350	350	350
Quellaveco					939	971	1021	1031	1031	1031	1031	1031
Yanacocha sulfides								1000	1000	1000	1000	1000
Mina Chapí			221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Hierro Apurimac							1261	1261	1261	1261	1261	1261
Cañariaco				205	821	821	821	821	821	821	821	821
Michiquillay						500	2081	2081	2081	2081	2081	2081
Río Blanco								660	1100	1100	1100	1100
Hilarion			206	206	206	206	206	206	206	208	206	206
Pukacaqa (Milpo)			348	348	348	348	348	348	348	348	348	348
Chucapaca					521	521	521	521	521	521	521	521
Pampa de Pongo						1489	1489	1489	1489	1489	1489	1489
Ilaqira			223	223	223	223	223	223	223	223	223	223
Corani				298	298	298	298	298	298	298	298	298
Los Calatos						1340	1340	1340	1340	1340	1340	1340
Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C° Negro			170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Hierro Apurimac 2									631	1261	1261	1261
Tantahuatay											180	180
Consumo propio de centrales	528	592	695	805	934	1062	1172	1276	1372	1479	1571	1666
Ampliación de plantas de REP	(13)	(13)	(13)									
Total	36729	40021	47003	54488	63177	71848	79292	86359	92801	100064	106304	112739

TABLA N° 4. Proyección Muy Optimista, proyección en potencia en MW.

Potencia en MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	26178	28689	31588	34888	38939	43287	47615	52231	57346	62776	68649	74962
Factor de carga	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%
Potencia	3950	4329	4767	5280	5876	6532	7186	7882	8664	9473	10359	11312
Cargas Especiales	842	861	862	855	857	867	871	870	866	866	866	866
Southern	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Ex-Centromin	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Cerro Verde (Socabaya)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Antamina	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Shougang Hierro Perú	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Cerro Verde	38	38	42	35	37	37	37	37	33	33	33	33
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Callali	28	28	29	29	29	29	29	28	28	27	27	27
Ampliacion de Refinería Cajamarquilla	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
San Rafael (MINSUR)	14	14	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22
Cementos Yura	20	28	28	28	28	28	42	42	42	42	42	42
Huarón	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliacion de Aceros Arequipa	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cargas Incorporadas	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	206	211
Yura - Cachimayo	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Pucallpa	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44
Talara	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32
Tumbes	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Siguan (Arequip)	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puerto Maldonado	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14
Bagua - Jaen	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	36	37	38	39	41	42	43	44	46	47	48	50
Proyectos	133	373	899	1463	1976	2527	2917	3271	3428	3670	3702	3702
Proyecto Tia Maria		10	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Quimpac (Cuzco)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
El Brocal (Colquijirca)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ampliacion Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	128	170	170	170	170	170	170	170
Ampliacion Antamina	40	45	45	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuzcane			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ampliacion de SiderPeru	12	94	94	94	178	178	178	178	178	178	178	178
Bayovar	13	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Cemento Pacasmayo								28	28	28	28	28
Ampliacion Cemento Andino		11	11	11	11	11	11	18	18	18	27	27
Toromocho	10	10	25	156	156	156	156	166	166	166	166	166
Minas Conga			25	130	144	144	144	144	144	144	144	144
Chaquicocha Sur Mill								25	25	25	25	25
Yanacocha Verde										78	78	78
Antapacay		15	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				18	18	18	18	18	18	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70
Las Bambas (Apurimac)			40	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Constancia			90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Magistral										35	35	35
Los Chancas (Apurimac)						62	62	62	62	100	100	100
Quechua					74	74	74	74	74	74	74	74
Galeno	3	10	20	120	120	120	120	120	120	120	120	120
La Granja								25	50	50	50	50
Quellaveco					124	129	152	153	153	153	153	153
Yanacocha sulfides								150	150	150	150	150
Mina Chapi			26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Hierro Apurimac							180	180	180	180	180	180
Cañariaco				25	100	100	100	100	100	100	100	100
Michiquillay						63	250	250	250	250	250	250
Río Blanco								108	150	150	150	150
Hilarion			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Pukagaqa (Milpo)			40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Chucapaca					70	70	70	70	70	70	70	70
Pampa de Pongo						200	200	200	200	200	200	200
Haqira			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Corani				40	40	40	40	40	40	40	40	40
Los Calatos						180	180	180	180	180	180	180
Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C° Negro			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Hierro Apurimac 2									90	180	180	180
Tantahuatay											23	23
Factor de Similitud	90.5%											
Consumo promedio de carbón	80	89	105	122	141	160	177	193	207	223	237	251
Emision promedio de CO2 por MW	(1)											
Total	5060	5377	6620	7857	8743	9920	10958	11997	12826	13962	14915	15887

TABLA N° 5. Proyección Muy Pesimista, proyección en energía en GWH.

Proyección Demanda 2011 - 2022 (CASO MUY PESIMISTA)

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pronóstico Econométrico	21652	22088	22458	22837	23244	23688	24018	24344	24673	24932	25209	25436
	2.6%	2.0%	1.7%	1.7%	1.8%	1.9%	1.4%	1.4%	1.4%	1.0%	1.1%	0.9%
Venta del Distribuidor (MT y BT)	16962	17303	17593	17890	18209	18557	18815	19070	19328	19531	19748	19926
Pérdidas de Distribución %	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
	1389	1417	1441	1465	1491	1520	1541	1562	1583	1599	1617	1632
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18351	18720	19034	19355	19700	20076	20356	20632	20911	21130	21365	21558
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	412	420	427	434	442	451	457	463	469	474	480	484
Energía Entregada a Distribución	18763	19140	19461	19789	20142	20527	20813	21095	21381	21605	21845	22041
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	375	382	389	395	402	410	416	421	427	432	436	440
Entrada al Nivel de Distribución	19138	19523	19850	20185	20545	20937	21228	21516	21808	22036	22281	22482
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4278	4365	4438	4513	4593	4681	4746	4810	4875	4927	4981	5026
Salida del Nivel de Transmisión	23416	23887	24288	24697	25138	25618	25974	26327	26683	26963	27262	27508
Pérdidas de Transmisión %	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
	1458	1487	1512	1537	1565	1595	1617	1639	1661	1679	1697	1712
Entrada al Nivel de Transmisión	24874	25374	25799	26236	26703	27212	27691	27966	28344	28641	28969	29220
Carga Especial	6958	7016	7109	7047	7070	7070	7160	7158	7119	7121	7121	7121
Carga Incorporada	928	949	971	992	1015	1037	1061	1086	1110	1135	1161	1188
Proyectos	1013	2101	3633	6367	6946	7731	7731	7881	7881	7881	7961	7951
Proyecto Tia Maria		60	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Shougang Hierro Perú	269	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601
Ampliacion Antamina	333	333	333	535	535	535	535	535	535	535	535	535
Expansión de la concentradora Cuajone			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliacion de SiderPeru												
Cemento Olorongo												
Bayovar	102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Ampliacion Cemento Pacasmayo												
Ampliacion Cemento Andino		70	70	70	70	70	70	140	140	140	210	210
Toromocho	35	44	131	1230	1230	1230	1230	1309	1309	1309	1309	1309
Pachapaqui												
Minas Conga												
Chaquicocha Sur Mill												
Yanacocha Verde												
Antapacay		42	42	428	749	749	749	749	749	749	749	749
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refinería de cobre				147	147	147	147	147	147	147	147	147
Marcobre (Mina Justa)	39	39	312	546	546	546	546	546	546	546	546	546
Las Bambas (Apurimac)			185	185	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209
Constancia												
Magistral												
Los Chancas (Apurimac)												
Quechua												
Galeno	24	79	157	157	157	942	942	942	942	942	942	942
La Granja												
Quellaveco												
Yanacocha sulfides												
Mina Chapi												
Hierro Apurimac												
Cañariaco												
Michiquillay												
Rio Blanco												
Hilarion												
Pukacaca (Milpo)												
Consumo propio de centrales	507	532	561	595	626	646	653	661	667	672	678	682
Distribución de pérdidas de REE	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Total	34268	35859	37860	40223	42346	43683	44183	44738	45107	45458	45857	46148

TABLA N° 6. Proyección Muy Pesimista, proyección en potencia en MW.

Potencia en MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	24874	25374	25799	26235	26703	27212	27591	27968	28344	28641	28959	29220
Factor de carga	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%
Potencia	3763	3829	3893	3969	4029	4106	4163	4220	4277	4322	4370	4409
Cargas Especiales	842	861	862	856	867	867	871	870	866	866	866	866
Southern	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Ex-Centromin	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Cerro Verde (Socabaya)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Antamina	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Shougang Hierro Perú	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Cerro Verde	38	38	42	35	37	37	37	37	33	33	33	33
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Callellí	28	28	29	29	29	29	29	28	28	27	27	27
Ampliación de Refinería Cajamarquilla	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
San Rafael (MINSUR)	14	14	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22
Cementos Yura	20	28	28	28	28	28	42	42	42	42	42	42
Huarón	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación de Aceros Arequipa	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cargas Incorporadas	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	206	211
Yura - Cachimayo	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Pucallpa	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44
Talara	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32
Tumbes	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa)	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puerto Maldonado	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14
Bagua - Jaen	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	36	37	38	39	41	42	43	44	46	47	48	50
Proyectos	121	279	470	724	864	964	964	981	981	981	990	990
Proyecto Tia María		10	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliación Quimpac (Oquendo)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
El Brocal (Colquijirca)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ampliación Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
Ampliación Antamina	40	45	45	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuajone			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ampliación de SiderPeru												
Cemento Otorongo												
Bayovar	13	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Cemento Pacasmayo												
Ampliación Cemento Andino		11	11	11	11	11	11	18	18	18	27	27
Toromocho	10	10	25	156	156	156	156	166	166	166	166	166
Pachapaqui												
Minas Conga												
Chaquelcocha Sur Mill												
Yanacocha Verde												
Antapacay		15	15	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre				18	18	18	18	18	18	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70
Las Bambas (Apuímac)			40	40	150	150	150	150	150	150	150	150
Constancia												
Magistral												
Los Chancas (Apuímac)												
Quechua												
Galeno	3	10	20	20	20	120	120	120	120	120	120	120
La Granja												
Quellaveco												
Yanacocha sulfidos												
Mina Chapi												
Hierro Apurímac												
Cañariaco												
Michiquillay												
Río Blanco												
Hilarion												
Pukacaca (Milpo)												
Factor de Simultaneidad	90.5%											
Consumo promedio Centrales	78	80	85	90	94	97	99	100	101	101	102	103
Distribución de potencia PARAP	(1)											
Total	4848	5062	5337	5639	5842	6017	6092	6169	6227	6276	6337	6381

TABLA N° 7. Proyección Optimista, proyección en energía en GWh.

Proyección Demanda 2011 - 2022 (CASO OPTIMISTA)

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pronóstico Econométrico	22362	23681	25566	27468	29597	31868	34044	36292	38705	41156	43719	46397
	6.0%	6.8%	7.1%	7.4%	7.8%	7.7%	6.8%	6.6%	6.7%	6.3%	6.2%	6.1%
Venta del Distribuidor (MT y BT)	17518	18708	20028	21518	23185	24965	26669	28430	30321	32241	34249	36346
Pérdidas de Distribución (%)	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
	1435	1532	1640	1762	1899	2044	2184	2328	2483	2640	2805	2976
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18952	20240	21668	23280	25084	27009	28853	30758	32804	34881	37053	39323
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	425	454	486	523	563	606	648	690	736	783	832	883
Energía Entregada a Distribución	19378	20694	22154	23802	25647	27615	29501	31449	33540	35664	37885	40205
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor (%)	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	387	413	443	475	512	552	589	628	670	712	757	803
Entrada al Nivel de Distribución	19765	21107	22597	24278	26159	28167	30090	32077	34210	36376	38642	41008
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4419	4719	5052	5428	5848	6297	6727	7171	7648	8132	8639	9168
Salida del Nivel de Transmisión	24183	25826	27649	29708	32008	34484	36817	39248	41858	44509	47281	50176
Pérdidas de Transmisión (%)	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
	1505	1608	1721	1849	1992	2145	2292	2443	2606	2771	2943	3123
Entrada al Nivel de Transmisión	25689	27434	29370	31655	34000	36609	39109	41691	44464	47279	50224	53300
Cargas Especiales	6958	7016	7109	7047	7070	7070	7160	7158	7119	7121	7121	7121
Cargas Incorporadas	929	949	971	992	1016	1037	1061	1085	1110	1135	1161	1188
Proyectos	1160	2787	6654	10666	15233	19405	22297	24622	26868	27566	27816	27816
Proyecto Tía María		60	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Ampliación Quimpac (Oquendo)	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliación Shougang Hierro Perú	269	601	601	601	907	1212	1212	1212	1212	1212	1212	1212
Ampliación Antamina	333	333	333	333	535	535	535	535	535	535	535	535
Expansión de la concentradora Cuajone			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliación de SiderPeru	137	686	686	686	1081	1081	1081	1081	1081	1081	1081	1081
Bayovar	102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Ampliación Cemento Pacasmayo								169	169	169	169	169
Ampliación Cemento Andino		70	70	70	70	70	70	140	140	140	210	210
Toromocho	35	44	131	1230	1230	1230	1230	1309	1309	1309	1309	1309
Minas Conga			210	900	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Chaquicocha Sur Mill								161	161	161	161	161
Yanacocha Verde										512	512	512
Antapacay		42	428	788	788	788	788	788	788	788	788	788
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre				147	147	147	147	147	147	147	147	147
Marcobre (Mina Justa)	39	39	312	312	546	546	546	546	546	546	546	546
Las Bambas (Apuirímac)			185	882	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209
Constancia			670	670	670	670	670	670	670	670	670	670
Magistral										245	245	245
Los Chancas (Apuirímac)						505	505	505	505	815	815	815
Quechua					558	558	558	558	558	558	558	558
Galeno	24	79	157	471	942	942	942	942	942	942	942	942
La Granja								175	350	350	350	350
Quellaveco					939	971	1021	1031	1031	1031	1031	1031
Yanacocha sulfides								1000	1000	1000	1000	1000
Mina Chapí			221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Hierro Apurímac							1261	1261	1261	1261	1261	1261
Cañariaco				205	821	821	821	821	821	821	821	821
Michiquillay						500	2081	2081	2081	2081	2081	2081
Río Blanco								660	1100	1100	1100	1100
Hilarion			206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
Pukaqaga (Milpo)			348	348	348	348	348	348	348	348	348	348
Chucapaca					521	521	521	521	521	521	521	521
Pampa de Pongo						1489	1489	1489	1489	1489	1489	1489
Haqlra			223	223	223	223	223	223	223	223	223	223
Corani				298	298	298	298	298	298	298	298	298
Los Calatos						1340	1340	1340	1340	1340	1340	1340
Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C° Negro			170	170	170	170	170	170	170	170	170	170
Hierro Apurímac 2									631	1261	1261	1261
Tantahuatay											180	180
Consumo propio de centrales	521	573	662	754	860	962	1044	1118	1178	1247	1295	1341
Disminución de pérdidas de RPP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Total	35233	38746	44751	51001	58164	65070	70659	75652	79725	84334	87603	90763

TABLA N° 8. Proyección Optimista, proyección en potencia en MW.

Potencia en MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	25689	27434	29370	31555	34000	36609	39109	41691	44464	47279	50224	53300
Factor de carga	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%
Potencia	3876	4140	4432	4762	5131	5524	5901	6281	6710	7134	7579	8043
Cargas Especiales	842	851	862	855	857	867	871	870	866	866	868	868
Southern	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Ex-Centromin	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Cerro Verde (Socabaya)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Antamina	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
Shougang Hierro Perú	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Cerro Verde	38	38	42	35	37	37	37	37	33	33	33	33
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Callali	28	28	29	29	29	29	29	28	28	27	27	27
Ampliación de Refinería Cajamarquilla	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
San Rafael (MINSUR)	14	14	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22
Cementos Yura	20	28	28	28	28	28	42	42	42	42	42	42
Huarón	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación de Aceros Arequipa	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cargas Incorporadas	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	206	211
Yura - Cachimayo	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Pucallpa	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44
Talara	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32
Tumbes	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
Cofre, Camana, Joya, Santa Rita y Siguan (Arequipa)	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11
Tambobamba, Huancaraní, Paucartambo(Cusco)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puerto Maldonado	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14
Bagua - Jaen	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	36	37	38	39	41	42	43	44	46	47	48	50
Proyectos	133	373	899	1463	1976	2627	2917	3271	3428	3670	3702	3702
Proyecto Tia María		10	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliación Quimpac (Oquendo)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
El Brocal (Colquijirca)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ampliación Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	128	170	170	170	170	170	170	170
Ampliación Antamina	40	45	45	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuacone			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ampliación de SiderPeru	12	94	94	94	178	178	178	178	178	178	178	178
Bayover	13	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Cemento Pacasmayo								28	28	28	28	28
Ampliación Cemento Andino		11	11	11	11	11	11	18	18	18	18	18
Toromocho	10	10	25	156	156	156	156	166	166	168	166	166
Minas Conza			25	130	144	144	144	144	144	144	144	144
Chaquicocha Sur Mill								25	25	25	25	25
Yanacocha Verde										78	78	78
Antapacay		15	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Ampliación de la Fundición de Ilo y refinería de cobre				18	18	18	18	18	18	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70
Las Bambas (Aurimac)			40	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Constancia			90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Magistral										35	35	35
Los Chancas (Aurimac)						62	62	62	62	100	100	100
Quechua					74	74	74	74	74	74	74	74
Galeno	3	10	20	120	120	120	120	120	120	120	120	120
La Granja								25	50	50	50	50
Quellaveco					124	129	152	153	153	153	153	153
Yanacocha sulfides								150	150	150	150	150
Mina Chapi			26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Hierro Aurimac							180	180	180	180	180	180
Cafariaco				25	100	100	100	100	100	100	100	100
Michiquillay						63	250	250	250	250	250	250
Río Blanco								108	150	150	150	150
Hilarion			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Pukagaqa (Milpo)			40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Chucapaca					70	70	70	70	70	70	70	70
Pampa de Pongo						200	200	200	200	200	200	200
Haqira			30	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Corani				40	40	40	40	40	40	40	40	40
Los Calatos						180	180	180	180	180	180	180
Yanacocha - Carachugo y Desarrollo C° Negro			25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Hierro Aurimac 2									90	180	180	180
Tantahuatay											23	23
Factor de Similitud	90.5%											
Consumo promedio Central	79	86	100	114	130	145	158	169	178	188	195	202
Distintos para el caso de REF	(1)											
Total	4965	5485	6280	7131	7967	8897	9656	10592	10952	11608	12093	12569

TABLA N° 9. Proyección Pesimista, proyección en energía en GWh.

Proyección Demanda 2011 - 2022 (CASO PESIMISTA)

Energía en GWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pronóstico Econométrico	22053	23181	24534	25933	27320	28668	30106	31514	32951	34347	35603	37115
	4.5%	5.1%	5.8%	5.7%	5.4%	4.9%	5.0%	4.7%	4.6%	4.2%	3.7%	4.2%
Venta del Distribuidor MT y BT	17275	18159	19219	20315	21402	22458	23594	24687	25813	26907	27891	29075
Pérdidas de Distribución	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%
	1415	1487	1574	1664	1753	1839	1931	2022	2114	2203	2284	2381
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	18690	19646	20793	21979	23155	24297	25516	26709	27927	29110	30175	31456
Venta Factorada Distribuidor (MAT, AT y MT)	420	441	467	493	520	545	573	600	627	653	677	706
Energía Entregada a Distribución	19110	20087	21260	22472	23674	24842	26088	27308	28554	29764	30852	32162
Pérdidas Transformación y Entrega a Distribución	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	2%
	382	401	425	449	473	496	521	545	570	595	616	642
Entrada al Nivel de Distribución	19491	20488	21685	22921	24147	25338	26609	27854	29124	30358	31468	32805
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	4358	4580	4848	5124	5398	5665	5949	6227	6511	6787	7035	7334
Salida del Nivel de Transmisión	23849	25069	26532	28045	29546	31003	32558	34081	35635	37145	38504	40139
Pérdidas de Transmisión	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%	5.9%
	1485	1560	1652	1746	1839	1930	2027	2121	2218	2312	2397	2499
Entrada al Nivel de Transmisión	26334	26629	28184	29791	31386	32933	34696	36202	37863	39458	40900	42637
Capacidad	6958	7016	7109	7047	7070	7070	7160	7158	7119	7121	7121	7121
Costos Incrementales	929	949	971	992	1016	1037	1061	1085	1110	1136	1161	1188
Proyectos	1013	2101	4518	7022	9387	10277	10277	10587	10587	11274	11519	11519
Proyecto Tia Maria		60	660	660	660	660	660	660	660	660	660	660
Ampliacion Quimpac (Cuzco)	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211	211
El Brocal (Colquijirca)		75	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Shougang Hierro Perú	269	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601	601
Ampliacion Antamina	333	333	333	535	535	535	535	535	535	535	535	535
Expansión de la concentradora Cuzajone			180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
Ampliación de la concentradora Toquepala		430	430	430	430	430	430	430	430	430	430	430
Ampliacion de SiderPeru												
Cemento Otorongo												
Bavovar	102	117	146	146	146	146	146	146	146	146	146	146
Ampliación Cemento Pacasmayo												
Ampliacion Cemento Andino		70	70	70	70	70	70	140	140	140	210	210
Toromocho	35	44	131	1230	1230	1230	1230	1309	1309	1309	1309	1309
Pachapaqui												
Minas Conga			210	210	210	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Chaquicocha Sur Mill								161	161	161	161	161
Yanacocha Verde										512	512	512
Antapacav		42	42	428	749	749	749	749	749	749	749	749
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre				147	147	147	147	147	147	147	147	147
Marcobre (Mina Justa)	39	39	312	312	546	546	546	546	546	546	546	546
Las Bambas (Apuiramac)			185	185	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209	1209
Constancia				670	670	670	670	670	670	670	670	670
Magistral												
Los Chancas (Apuiramac)												
Quechua												
Galeno	24	79	157	157	942	942	942	942	942	942	942	942
La Granja										175	350	350
Quellaveco												
Yanacocha sulfides												
Mina Chapi			221	221	221	221	221	221	221	221	221	221
Hierro Apurimac												
Cañariaco												
Michiquillay												
Rio Blanco												
Hilarion			206	206	206	206	206	206	206	206	206	206
Pukacaca (Milpo)			348	348	348	348	348	348	348	348	348	348
Consumo propio de centrales	513	550	612	673	733	770	796	825	850	885	911	937
Disminución de pérdidas de REP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Total	34733	37233	41380	45518	49575	52073	53885	55845	57506	59859	61589	63388

TABLA N° 10. Proyección Pesimista, proyección en potencia en MW.

Potencia en MW	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	25334	26629	28184	29791	31385	32933	34585	36202	37853	39458	40900	42637
Factor de carga	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%	75.7%
Potencia	3823	4018	4263	4496	4736	4970	5219	5463	5712	5954	6172	6434
Cargas Específicas	842	861	862	855	857	857	871	870	866	866	868	866
Southern	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207	207
Ex-Centromin	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Cerro Verde (Socabaya)	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125	125
Antamina	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Yanacocha (Incluye Gold Mill)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
ShougangHieroPerú	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62	62
Cerro Verde	38	38	42	35	37	37	37	37	33	33	33	33
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36
Callali	28	28	29	29	29	29	29	28	28	27	27	27
Ampliacion de Refinería Cajamarquilla	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
San Rafael (MINSUR)	14	14	21	21	21	21	22	22	22	22	22	22
Cementos Yura	20	28	28	28	28	28	42	42	42	42	42	42
Huarón	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
Cerro Corona (Gold Fields - La Cima)	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliacion de Aceros Arequipa	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Cargas Incorporadas	164	168	172	176	180	184	188	193	197	202	208	211
Yura - Cachimayo	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Pucallpa	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	43	44
Talara	25	26	26	27	27	28	29	29	30	31	31	32
Tumbes	24	25	25	26	26	27	27	28	28	29	29	30
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y Sigvas (Arequipa)	9	9	9	10	10	10	10	10	11	11	11	11
Tambobamba, Huancarani, Paucartambo(Cusco)	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Puerto Maldonado	8	9	9	10	10	11	11	12	12	13	14	14
Bagua - Jaen	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	36	37	38	39	41	42	43	44	46	47	48	50
Proyectos	121	279	586	929	1169	1288	1288	1329	1329	1433	1467	1467
Proyecto Tia Maria		10	75	75	75	75	75	75	75	75	75	75
Ampliacion Quimpac (Oquendo)	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
El Brocal (Colquijirca)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Ampliacion Shougang Hierro Perú	40	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86
Ampliacion Antamina	40	45	45	80	80	80	80	80	80	80	80	80
Expansión de la concentradora Cuejone			22	22	22	22	22	22	22	22	22	22
Ampliación de la concentradora Toquepala		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Ampliacion de SiderPeru												
Cemento Otorongo												
Bayovar	13	15	19	19	19	19	19	19	19	19	19	19
Ampliación Cemento Pacasmayo												
Ampliacion Cemento Andino		11	11	11	11	11	11	18	18	18	27	27
Toromocho	10	10	25	156	156	156	156	166	166	166	166	166
Pachapaqui												
Minas Conga			25	25	25	144	144	144	144	144	144	144
Chaquicocha Sur Mill							25	25	25	25	25	25
Yanacocha Verde									78	78	78	78
Antapacay		15	15	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Ampliación de la Fundicion de Ilo y refinería de cobre				18	18	18	18	18	18	18	18	18
Marcobre (Mina Justa)	5	5	40	40	70	70	70	70	70	70	70	70
Las Bambas (Apuimac)			40	40	150	150	150	150	150	150	150	150
Constancia				90	90	90	90	90	90	90	90	90
Magistral												
Los Chancas (Apuimac)												
Quechua												
Galeno	3	10	20	20	120	120	120	120	120	120	120	120
La Granja									25	50	50	50
Quellaveco												
Yanacocha sulfides												
Mina Chapi			26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Hierro Apurimac												
Cañariaco												
Michiquillay												
Rio Blanco												
Hilarion			24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Pukaraña (Milpo)			40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
Factor de Simultaneidad	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%	90.5%
Capacidad de Transmisión	77	83	92	102	111	116	120	125	128	134	137	141
Reserva de Capacidad de Transmisión	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Total	4519	5274	5808	6369	6842	7193	7462	7752	8004	8350	8606	8876

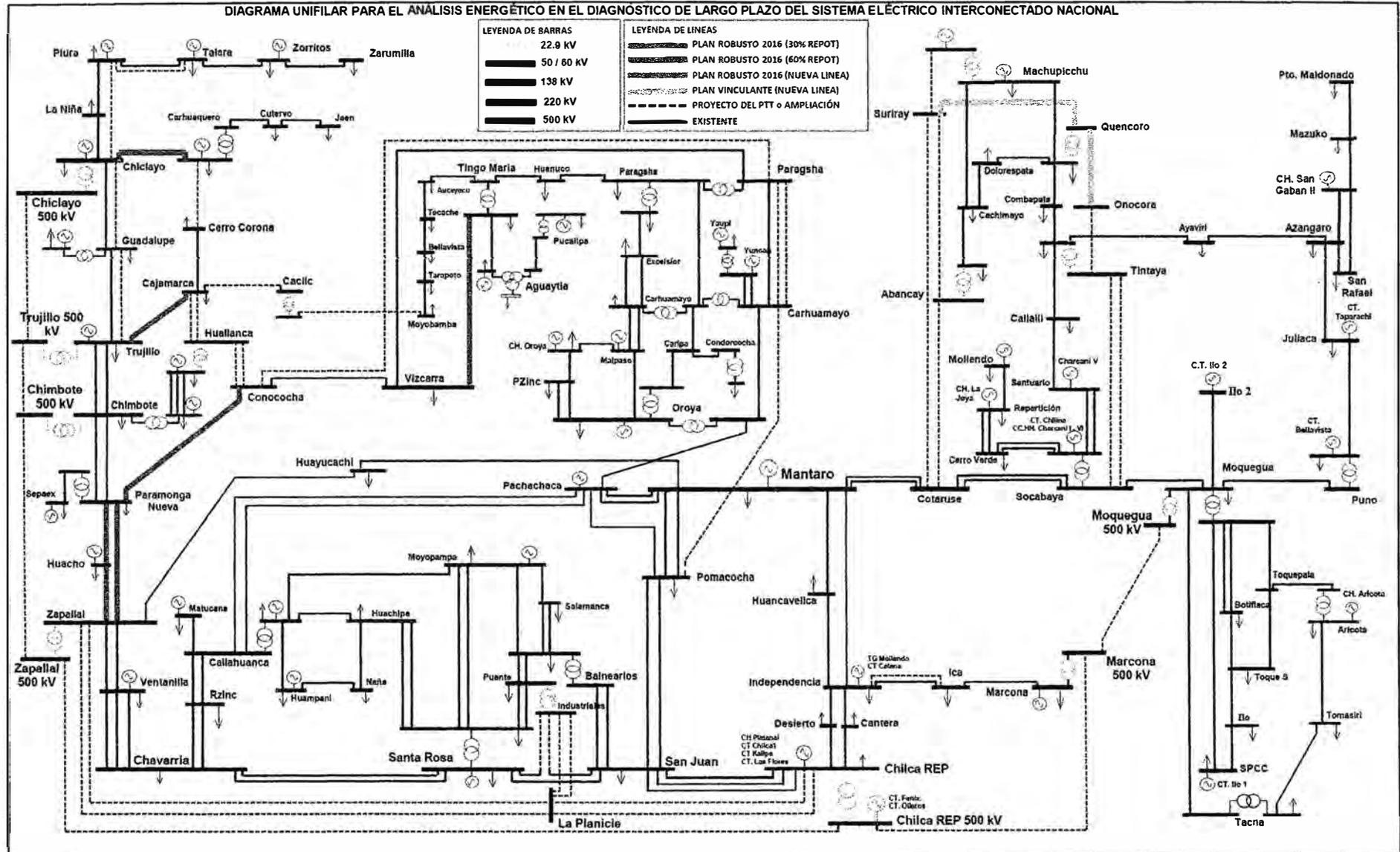


Figura N° 1. Expansión del sistema de transmisión del SEIN para el año 2016 considerando los proyectos del Plan Robusto del año 2016.

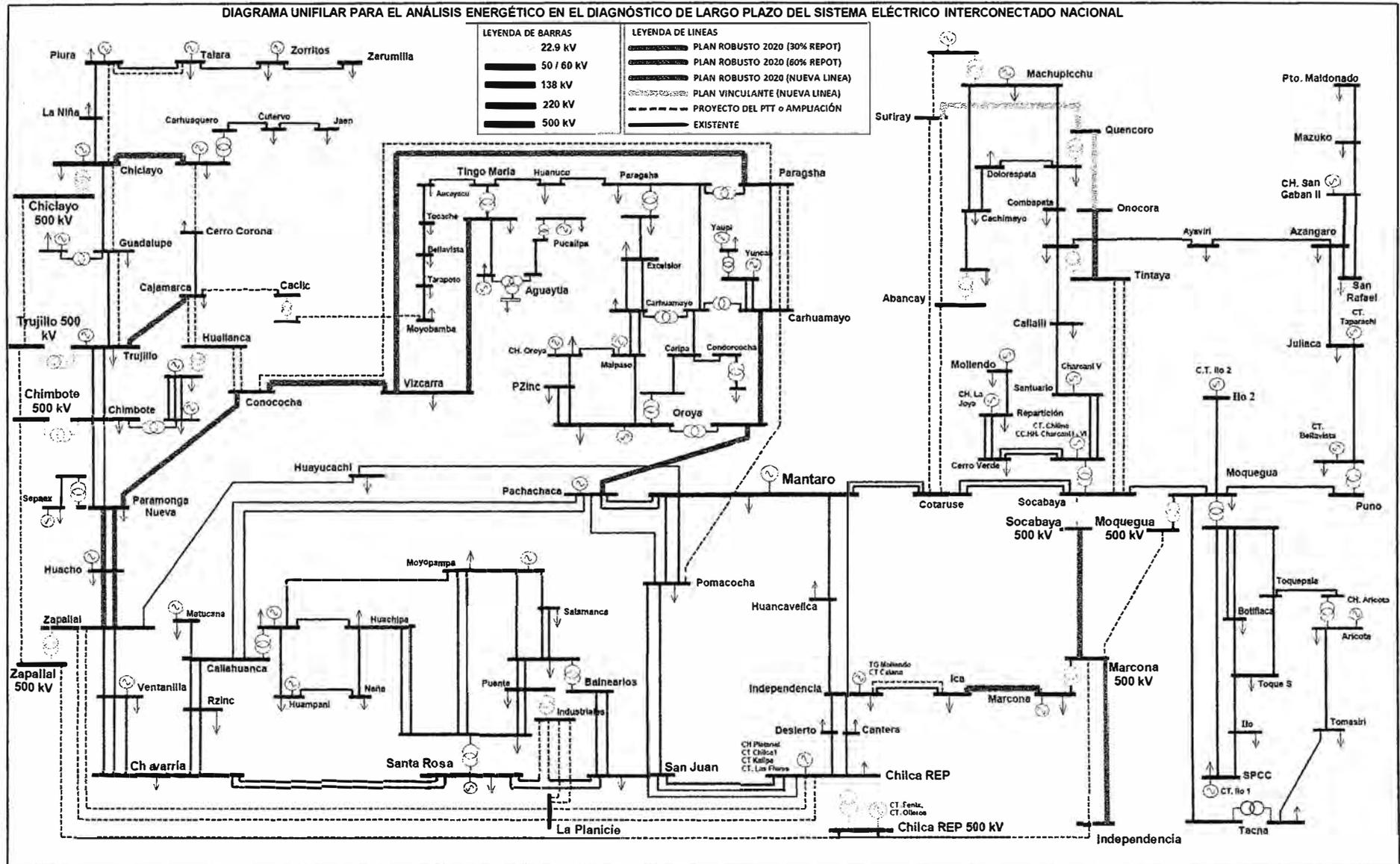


Figura N° 1. Expansión del sistema de transmisión para los años 2020 y 2022 considerando los proyectos del Plan Robusto del año 2020.

ANEXO C
Futuros de Demanda y Oferta de Generación

TABLA N° 3. Composición de los futuros de oferta en el año de corte 2020 para el nudo de demanda 3 y sin desarrollo de las CC.HH. del Oriente y Norte.

#	NOMBRE	ZONA	Cap. Act. P (MW)	Cap. Exp. P (MW)	Drovedas		Demanda (MW)		Participación		Proyección DEMANDA 3					
					Térmica	Hidro	1542	382	Máximo	Mínimo	Nudos Demanda 3		Nudo Oferta A		Nudo Oferta B	
											12272		15507		20%	
					Es-Des. =>	Es-Des. =>	Térmica	Hidro	Térmica	Hidro	Térmica	Hidro	Térmica	Hidro	Térmica	Hidro
1	Interconexión del SEB de CC.HH. Casapalca - DESERTO ANDINO	CENTRO	12	12	0	1	4.976	0cc	3.473	4.976	0cc	3.473	4.976	0cc	3.473	
2	CH. Rosador - AGRO INDUSTRIAS MALA	CENTRO	3	3	0	1										
3	C.T. Tarpole - Incorporación al SEM	NORTE	12	12	1	0										
4	C.T. Sábalo - Incorporación al SEM	NORTE	3	3	1	0										
5	C.T. Moyabamba - Incorporación al SEM	NORTE	2	2	1	0										
6	C.T. de Generación Adicional de Meléndez	SUR	0	0	1	0										
7	C.T. de Generación de Energía en Tarma	CENTRO	0	0	1	0										
8	CH. Pucallpa - ELÉCTRICA SANTA ROSA	CENTRO	1	1	0	1										
9	Central Icaña Huaycoloro - PETRAMAS	CENTRO	3	3	1	0										
10	CH. Nueva Esperanza - HIDROCANAL 1E	CENTRO	3	3	0	1										
11	CH. Pasi - AGUAS Y ENERGÍA PERÚ	NORTE	9	9	0	1										
12	CH. Machiguasha 1-Ebajo - ECEMBA	SUR	102	102	0	1										
13	CH. Huacachaca 1 - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	CENTRO	5	5	0	1										
14	Central Elaca Tulana - ENERGÍA EDUCA	NORTE	14	14	0	1										
15	Central Elaca Casapalca - ENERJIA EDUCA	NORTE	35	35	0	1										
16	C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA	CENTRO	263	263	1	0										
17	CH. Huacachaca 1 - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ	CENTRO	5	5	0	1										
18	CH. Sábalo - Consejo "Energías Ingenieros Consultores"	CENTRO	4	4	0	1										
19	Central Elaca Maricao - CONSORCIO OCEAN PERU/PERU ENERGÍA RENOVABLE	CENTRO	17	17	0	1										
20	CH. Huacachaca 1 - ELECTRO YAMAPAPA	CENTRO	5	5	0	1										
21	Central Solar Pucallpa - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 2015	SUR	6	6	0	1										
22	Central Solar Icaña - GRUPO Y SOLAR GLOBAL	SUR	4	4	0	1										
23	Central Solar Huancayo - GRUPO Y SOLAR GLOBAL	SUR	4	4	0	1										
24	Central Solar Tarma - CONSORCIO TACNA SOLAR 2015	SUR	5	5	0	1										
25	CH. Chacayo - SENERBA	CENTRO	16	16	0	1										
26	CH. H. Angel I - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	SUR	15	15	0	1										
27	CH. H. Angel II - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	SUR	15	15	0	1										
28	CH. H. Angel III - GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	SUR	15	15	0	1										
29	CH. Los Pucallpa - EMPRESA ELÉCTRICA ISCO DOBLE	NORTE	10	10	0	1										
30	C.T. Nueva Esperanza - Gas Natural - EMPRESA ELÉCTRICA NUEVA ESPERANZA	NORTE	135	136	1	0										
31	C.T. Guatambaca - (1 TCa - 30 MW) - Gas Natural	SUR	200	200	1	0										
32	CH. Huancayo - EMPRESA DE GENERACIÓN HUANCAYA	CENTRO	91	91	0	1										
33	C.T. Santa Esperanza de los Caballeros - (1) - TARMACHILCA	CENTRO	198	198	1	0										
34	C.T. PENA - (1) Y (2) - FERRIN POMER HUBO	CENTRO	340	340	1	0										
35	C.T. PENA - CICLO COMBINADO	CENTRO	194	194	1	0										
36	CH. CHILCA - TV CICLO COMBINADO - ENERSUR	CENTRO	262	262	1	0										
37	C.T. TURBO GAS DUAL (2 Gas Natural) - NORTE (Tarma) - EEMPA	NORTE	200	200			5.976		3.473	5.176		3.473		3.473		
38	C.T. TURBO GAS DUAL (2 Gas Natural) - SUR (P.) - ENERSUR	SUR	400	400			5.976		3.473	5.976		3.473		3.473		
39	C.T. TURBO GAS DUAL (2) - CHIMBOTE	NORTE	200	200			5.976		3.473	5.976		3.473		3.473		
40	C.T. SANTO DOMINGO DE LOS OLIVEROS - TV CICLO COMBINADO - TERNICHILCA	CENTRO	99	99			5.976		3.473	5.976		3.473		3.473		
41	CH. Santa Teresa - LUZ DEL SUR	SUR	91	91			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
42	C.T. EL FAÑO - (1) - SROUGESA (P.)	CENTRO	189	189			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
43	CH. Ombreña - ENERSUR	NORTE	112	112			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
44	CH. Chaves - (1) POMEY	CENTRO	168	168			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
45	CH. La Virgen	CENTRO	64	64			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
46	C.T. EL FAÑO - CICLO COMBINADO	CENTRO	85	85			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
47	CH. Chagra - EMPRESA DE GENERACIÓN DE HUALLAGA	CENTRO	400	400			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
48	CH. Cero del Agua - KALLPA GENERACION	CENTRO	402	402			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
49	CH. SAN GABRIEL	SUR	150	150			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
50	CH. SANTA ROSA	NORTE	255	255			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
51	CH. PUCALLPA	SUR	130	130			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
52	CH. TAREJARA	SUR	50	50			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
53	CH. INABARRI	ORIENTE	1100	1100			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
54	CH. TAMBO 43	ORIENTE	843	843			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
55	CH. MANOQUE 1	ORIENTE	304	304			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
56	CH. PACI PIZAFANCO	ORIENTE	1000	1000			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
57	CH. TAMBO 46	ORIENTE	290	290			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
58	CH. VERAZURU (CUMBA II)	NORTE	825	825			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
59	CH. CHAMON (CH DEL NORTE)	NORTE	600	600			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
60	CH. SAN GABRIEL	SUR	82	82			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
61	CH. BELLA HERMOOSA	CENTRO	180	180			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
62	CH. Santa María (Cerro de Pisco)	SUR	750	750			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
63	CH. SAN GABRIEL	SUR	188	188			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
64	CH. CLOREMBABA	CENTRO	195	195			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
65	CH. CHILCO	CENTRO	36	36			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
66	CH. PELAGATOS PLATA	NORTE	25	25			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
67	CH. TAMBO 1	SUR	54	54			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
68	CH. Conas	CENTRO	20	20			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
69	CH. OLMOS 1	NORTE	50	50			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
70	CH. CAJO	CENTRO	103	103			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
71	CH. MARAYON	NORTE	86	86			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
72	CH. MOLLEDO 2 (Pisco)	SUR	180	180			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
73	CH. MOLLEDO 1 (Lima)	SUR	144	144			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
74	CH. LLUTA	SUR	270	270			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
75	CH. LLULLA	SUR	240	240			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
76	CH. CHAVES II	CENTRO	121	121			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
77	CH. RETAMAL	SUR	189	189			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
78	CH. ARICOTA II	SUR	19	19			6.133		3.943	6.133		3.943		3.943		
79	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (1)	NORTE	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
80	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (2)	SUR	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
81	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (3)	NORTE	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
82	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (4)	NORTE	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
83	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (5)	SUR	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
84	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (6)	SUR	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
85	C.T. CO Trujillo a San (2 TG + 1 TV) (7)	SUR	520	520			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
86	EDU. Arequipa 1	Norte	18	18			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
87	EDU. Arequipa 2	Norte	20	20			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
88	EDU. Arequipa 3	Norte	130	130			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
89	EDU. Arequipa 4	Norte	39	39			6.950		4.064	6.950		4.064		4.064		
90	EDU. Arequipa 5	Norte														

TABLA N° 5. Potencia de los futuros de oferta de generación en los años de corte 2016, 2020 y 2022.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)			Inyeccion (Hidro) (MW)		%	%
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Oriente	Norte	Reserva	C.Termicas
2016	1AS	1832	4963	2339	9134	4838	6653	11490			26%	58%
2016	1BS	1832	4963	2339	9134	7076	6133	13209			45%	46%
2016	2AS	1291	4963	1894	8149	4828	6133	10961			35%	56%
2016	2BS	1291	4963	1894	8149	6345	6133	12478			53%	49%
2016	3AS	1291	6081	1894	9266	4839	6653	11492			24%	58%
2016	3BS	1291	6081	1894	9266	7077	6133	13210			43%	46%
2016	4AS	933	3932	1368	6233	4797	6133	10930			75%	56%
2016	4BS	933	3932	1368	6233	4797	6133	10930			75%	56%
2020	1AS	2984	5978	3012	11974	5855	8733	14587			22%	60%
2020	1BS	2984	5978	3012	11974	8506	6653	15159			27%	44%
2020	1AO	2984	5978	3012	11974	6108	8733	14840	1100		24%	59%
2020	1BO	2984	5978	3012	11974	9941	6653	16594	3336.5		39%	40%
2020	1AN	2984	5978	3012	11974	5833	8733	14565		825	22%	60%
2020	1BN	2984	5978	3012	11974	9362	6653	16015		1425	34%	42%
2020	1AT	2984	5978	3012	11974	6933	8733	15665	1100	825	31%	56%
2020	1BT	2984	5978	3012	11974	9479	6653	16132	3046.5	1425	35%	41%
2020	2AS	1700	5978	2251	9928	4941	7173	12114			22%	59%
2020	2BS	1700	5978	2251	9928	7871	6133	14003			41%	44%
2020	3AS	1700	8282	2251	12232	5854	9253	15107			24%	61%
2020	3BS	1700	8282	2251	12232	8505	7173	15678			28%	46%
2020	3AO	1700	8282	2251	12232	6107	8733	14840	1100		21%	59%
2020	3BO	1700	8282	2251	12232	9941	6653	16593	3336.5		36%	40%
2020	3AN	1700	8282	2251	12232	5832	9253	15085		825	23%	61%
2020	3BN	1700	8282	2251	12232	9601	6653	16254		1425	33%	41%
2020	3AT	1700	8282	2251	12232	6932	8733	15665	1100	825	28%	56%
2020	3BT	1700	8282	2251	12232	9629	6653	16281	3046.5	1425	33%	41%
2020	4AS	967	4120	1396	6483	4836	6133	10969			69%	56%
2020	4BS	967	4120	1396	6483	5241	6133	11374			75%	54%
2022	1AS	3271	6520	3170	12960	6605	9253	15857			22%	58%
2022	1BS	3271	6520	3170	12960	8506	7693	16199			25%	47%
2022	1AO	3271	6520	3170	12960	6513	9253	15765	1100		22%	59%
2022	1BO	3271	6520	3170	12960	10129	6653	16782	3336.5		29%	40%
2022	1AN	3271	6520	3170	12960	6238	9253	15490		825	20%	60%
2022	1BN	3271	6520	3170	12960	9931	6653	16584		1425	28%	40%
2022	1AT	3271	6520	3170	12960	6933	9253	16185	1100	825	25%	57%
2022	1BT	3271	6520	3170	12960	10174	6653	16827	3336.5	1425	30%	40%
2022	2AS	1828	6520	2313	10660	5346	7693	13039			22%	59%
2022	2BS	1828	6520	2313	10660	8420	6133	14553			37%	42%
2022	3AS	1828	9646	2313	13787	6604	9773	16377			19%	60%
2022	3BS	1828	9646	2313	13787	8505	8733	17238			25%	51%
2022	3AO	1828	9646	2313	13787	6692	9773	16465	1100		19%	59%
2022	3BO	1828	9646	2313	13787	10699	7173	17872	3336.5		30%	40%
2022	3AN	1828	9646	2313	13787	6679	9773	16452		825	19%	59%
2022	3BN	1828	9646	2313	13787	9930	7173	17103		1425	24%	42%
2022	3AT	1828	9646	2313	13787	6932	9773	16705	1100	825	21%	59%
2022	3BT	1828	9646	2313	13787	10616	7173	17788	3336.5	1425	29%	40%
2022	4AS	981	4199	1405	6585	4836	6133	10969			67%	56%
2022	4BS	981	4199	1405	6585	5241	6133	11374			73%	54%

ANEXO D
Capacidad de líneas de transmisión

TABLA N° 1. Límite en la capacidad de las líneas de la zona Norte

ZONA	CODIGO	LÍNEA	CAPACIDAD (MW)
NORTE	LNE-001	Piura 220kV-Talara 220kV	149.0
	LNE-003	Carhuaquero 220kV-Chiclayo 220	182.9
	LNE-004	Guadalupe 220kV-Chiclayo 220kV	176.4
	LNE-005	Guadalupe 220kV-Trujillo 220kV	176.4
	LNE-008	Chimbote 220kV-Paramonga Nueva	176.4
	LNE-06A	STARITA SEC-Chimbote 220kV	149.0
	LNE-06B	Trujillo 220kV-STARITA SEC	193.6
	LNE-07A	STARITA SEC-Chimbote 220kV	149.0
	LNE-07B	Trujillo 220kV-STARITA_SEC	193.6
	LNE-082	Huallanca 138Kv-Chimbote 138Kv	155.3
	LNE-083	Huallanca 138Kv-Chimbote 138Kv	155.3
	LNE-084	Huallanca 138Kv-Chimbote 138Kv	155.3
	LNE-091	Zorritos 220kV-Talara 220kV	149.0
	LNE-093	Zarumilla 220kV-Zorritos 220kV	100.0
	LNE-098	Cutervo 138kV-Carchuaquero 138	48.0
	LNE-099	Jaen 138kV-Cutervo 138kV	48.0
	LNE-106	La Nina 220 kV-Piura 220kV	176.4
	LNE-107	Chiclayo 220kV-La Nina 220 kV	176.4
	LNE-108	Piura 220kV-Talara 220kV	176.4
	LNE-110	Chiclayo 220kV-Piura 220kV	176.4
	LNE-111	Guadalupe 220kV-Chiclayo 220kV	176.4
	LNE-112	Guadalupe 220kV-Trujillo 220kV	176.4
	LNE-115	Caclic 220 kV-Cajamarca 220kV	149.0
	LNX-002	Chimbote 220kV-Paramonga Nueva	177.0
	LNX-020	Cerro Corona 220kV-Carhuaquero	147.0
	LNX-021	Cajamarca 220kV-Cerro Corona 2	176.4
	LNX-022	Cajamarca 220kV-Trujillo 220kV	238.3
	LNX-023	Huallanca 220kV-Cajamarca 220	235.2
	LNX-024	Huallanca 220kV-Cajamarca 220	235.2
	LNX-040	CHIMBOTE500-Zapallal 500kV	686.0
	LNX-041	TRUJILLO500-CHIMBOTE500	686.0
	LNX-044	Chiclayo 500kV-TRUJILLO500	686.0
	PPT-012	STARITA-STARITA_SEC	250.0
	PPT-013	STARITA-STARITA_SEC	250.0
PPT-035	VERACRUZ-Chiclayo 500kV	9999.0	
PPT-062	Chiclayo 220kV-OLMOS	9999.0	
TNE-013	Chimbote 138Kv-Chimbote 220kV	235.2	
TNE-014	Guadalupe 60kV-Guadalupe 220kV	9999.0	
TNE-019	Huallanca 138Kv-Huallanca 220	98.0	
TNE-026	Carchuaquero 138kV-Carhuaquero	35.0	
TNE-029	Chimbote 220kV-CHIMBOTE500	750.0	
TNE-030	Trujillo 220kV-TRUJILLO500	750.0	
TNE-033	Chiclayo 220kV-Chiclayo 500kV	750.0	
TNE-034	Caclic 138 kV-Caclic 220 kV	100.0	

TABLA N° 2. Límite en la capacidad de las líneas la sub-zona Norte medio

ZONA	CODIGO	LÍNEA	CAPACIDAD (MW)
NORTEMEDIO	LNC-001	SEPAEX 138kV-SEPANU 138kV	84.6
	LNE-009	Huacho 220kV-Paramonga Nueva 2	282.2
	LNE-010	Huacho 220kV-Zapallal 220kV	282.2
	LNX-01A	Paramonga Nueva 220kV-Huacho 2	283.1
	LNX-01B	Huacho 220kV SEC-Zapallal 220k	283.1
	LNX-033	Paramonga Nueva 220kV-Conococh	298.7
	PPT-103	Huacho 220kV SEC-Huacho 220kV	283.1
	TNC-001	SEPANU 138kV-Paramonga Nueva 2	65.0

TABLA N° 3. Límite en la capacidad de las líneas de la zona Centro (1ra parte)

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
CENTRO	LNE-043	Oroya 220kV-Pachachaca 220kV	245.0
	LNE-044	Tingo Maria 220kV-Aguaytia 220	186.7
	LNE-045	Vizcarra 220kV-Tingo Maria 220	242.7
	LNE-064	T. Maria 138kV-Huanuco 138kV	44.1
	LNE-065	Huanuco 138kV-Paragsha 138kV	44.1
	LNE-066	Paragsha 138kV-Carhuamayo138kV	114.5
	LNE-067	Caripa 138kV-Carhuamayo138kV	114.7
	LNE-068	Oroya 138kV-Caripa 138kV	114.7
	LNE-070	Carhuamayo 220kV-Yuncan 220kv	252.9
	LNE-071	Carhuamayo 220kV-Yuncan 220kv	252.9
	LNE-072	Excelsior 50kV-Paragsha 50kV	41.5
	LNE-073	Carhuamayo50kV-Excelsior 50kV	17.0
	LNE-074	Carhuamayo50kV-Excelsior 50kV	17.0
	LNE-075	Malpaso 50kV-Carhuamayo50kV	19.8
	LNE-076	Malpaso 50kV-Carhuamayo50kV	19.8
	LNE-077	Oroya 50kV-Malpaso 50kV	31.1
	LNE-078	Malpaso 50kV-Oroya CH 50kV	31.1
	LNE-079	Pzinc 50kV-Oroya CH 50kV	35.0
	LNE-080	Pzinc 50kV-Oroya 50kV	39.0
	LNE-081	Pzinc 50kV-Oroya 50kV	39.0
	LNE-088	Carhuamayo 220kV-Oroya 220kV	290.4
	LNE-089	Paragsha 220kV-Carhuamayo 220k	181.5
	LNE-090	Vizcarra 220kV-Paragsha 220kV	235.9
	LNE-092	Condorcocha 138kV-Caripa 138kV	114.6
	LNE-094	Pucallpa 138kV-Aguaytia 138kV	95.6
	LNE-100	Yaupi 138kV-Yuncan 138kV	175.0
	LNE-101	Aucayacu 138kV-T. Maria 138kV	45.0
	LNE-102	Tocache 138kV-Aucayacu 138kV	43.0

TABLA N° 4. Límite en la capacidad de las líneas de la zona Centro (2da parte)

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
CENTRO	LNE-103	Bellavista 138kV-Tocache 138kV	43.0
	LNE-104	Tarapoto 138kV-Bellavista 138k	115.0
	LNE-105	Moyobamba 138kV-Tarapoto 138kV	115.0
	LNE-109	Carhuamayo 220kV-Pomacocha 220	176.4
	LNE-116	Moyobamba 138kV-Caclic 138 kV	44.9
	LNE-119	Oroya 220kV-Pomacocha 220kV	176.4
	LNE-120	Carhuamayo 220kV-Oroya 220kV	176.4
	LNE-122	Carhuamayo 220kV-Pachachaca 22	176.4
	LNX-025	Conococha 220kV-Huallanca 22	176.4
	LNX-026	Conococha 220kV-Huallanca 22	176.4
	LNX-027	Conococha 220kV-Paragsha 220k	176.4
	LNX-028	Carhuamayo 220kV-Paragsha 220k	147.0
	LNX-029	Carhuamayo 220kV-Paragsha 220k	147.0
	LNX-032	Conococha 220kV-Vizcarra 220k	242.7
	PPT-037	Paragsha 220kV-CHAGLLA	9999.0
	PPT-039	Tingo Maria 220kV-B.HORIZONTE	9999.0
	TNE-005	T. Maria 138kV-Tingo Maria 220	98.0
	TNE-006	Oroya 50kV-Oroya 220kV	98.0
	TNE-007	Oroya 50kV-Oroya 138kV	58.8
	TNE-008	Carhuamayo50kV-Carhuamayo138kV	29.4
	TNE-009	Paragsha 50kV-Paragsha 138kV	86.2
	TNE-012	Yuncan 138kV-Yuncan 220kv	141.1
	TNE-015	Condorcocha 44kV-Condorcocha 1	9999.0
	TNE-016	Aguaytia (neutro)-Aguaytia 220	58.8
	TNE-017	Paragsha 138kV-Paragsha 220kV	117.6
	TNE-018	Pucallpa 60kV-Pucallpa 138kV	53.9
	TNE-020	Carhuamayo138kV-Carhuamayo 220	98.0
	TNE-027	Aguaytia (neutro)-Aguaytia 138	58.8
	TNE-028	Aguaytia (neutro)-Aguaytia 22.	20.0

TABLA N° 5. Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Chilca

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
CHILCA	LNX-003	Chilca REP 220kV-San Juan 220	359.7
	LNX-005	Cantera 220kV-Chilca REP 220k	176.4
	LNX-008	Chilca REP 220kV-San Juan 220	350.2
	LNX-009	Chilca REP 220kV-San Juan 220	350.2
	LNX-013	Desierto 220kV-Chilca REP 220	149.4
	PPT-053	Chilca REP 220kV-CHURO	9999.0
	TNE-022	Chilca REP 220kV-Chilca REP	588.0

TABLA N° 6. Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Lima (1ra parte)

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
LIMA	LNE-011	Zapallal 220kV-Ventanilla 220k	149.2
	LNE-012	Chavarria 220kV-Ventanilla 220	185.2
	LNE-013	Chavarria 220kV-Ventanilla 220	185.2
	LNE-014	Chavarria 220kV-Ventanilla 220	185.2
	LNE-015	Santa Rosa 220kV-Chavarria 220	176.4
	LNE-016	Santa Rosa 220kV-Chavarria 220	176.4
	LNE-017	San Juan 220kV-Santa Rosa 220k	228.5
	LNE-018	San Juan 220kV-Santa Rosa 220k	223.9
	LNE-019	Balnearios 220kV-San Juan 220k	9999.0
	LNE-020	Balnearios 220kV-San Juan 220k	9999.0
	LNE-025	San Juan 220kV-Pomacocha 220kV	152.4
	LNE-026	San Juan 220kV-Pomacocha 220kV	152.4
	LNE-027	Pomacocha 220kV-Pachachaca 220	245.0
	LNE-028	Callahuanca 220kV-Pachachaca 2	152.4
	LNE-029	Callahuanca 220kV-Pachachaca 2	152.4
	LNE-030	Callahuanca 220kV-Matucana 220	224.0
	LNE-031	Rzinc 220kV-Callahuanca 220kV	333.1
	LNE-032	Chavarria 220kV-Rzinc 220kV	333.1
	LNE-033	Chavarria 220kV-Callahuanca 22	333.1
	LNE-034	Pomacocha 220kV-Mantaro 220kV	149.0
	LNE-035	Pomacocha 220kV-Mantaro 220kV	149.0
	LNE-037	Huancavelica 220kV-Mantaro 220	149.0
	LNE-039	Pachachaca 220kV-Mantaro 220kV	149.0
	LNE-040	Pachachaca 220kV-Mantaro 220kV	149.0
	LNE-041	Huayucachi 220kV-Mantaro 220kV	158.2
	LNE-042	Zapallal 220kV-Huayucachi 220k	149.0
	LNE-048	Huampani 60kV-Callahuanca60kV	9999.0
	LNE-049	Nana-Huampani 60kV	9999.0
	LNE-050	Huachipa 60kV-Nana	9999.0
	LNE-051	Huachipa 60kV-Callahuanca60kV	9999.0
	LNE-052	Santa Rosa 60kV-Huachipa 60kV	9999.0
	LNE-053	Santa Rosa 60kV-Huachipa 60kV	9999.0
	LNE-054	Puente 60kV-Santa Rosa 60kV	9999.0
	LNE-055	Puente 60kV-Santa Rosa 60kV	9999.0
	LNE-056	Balneario 60kV-Puente 60kV	9999.0
	LNE-057	Balneario 60kV-Puente 60kV	9999.0
	LNE-058	Salamanca 60kV-Balneario 60kV	9999.0
	LNE-059	Moyopampa 60kV-Balneario 60kV	9999.0
	LNE-060	Moyopampa 60kV-Salamanca 60kV	9999.0
	LNE-061	Moyopampa 60kV-Callahuanca60kV	9999.0
	LNE-062	Santa Rosa 60kV-Moyopampa 60kV	9999.0
	LNE-063	Santa Rosa 60kV-Moyopampa 60kV	9999.0
	LNE-087	Zapallal 220kV-Ventanilla 220k	149.2
	LNE-095	Salamanca 60kV-Balneario 60kV	9999.0

TABLA N° 7. Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Lima (2ra parte)

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
LIMA	LNE-113	HUANZA-Huayucachi 220kV	149.0
	LNE-114	Zapallal 220kV-HUANZA	149.0
	LNE-117	Huachipa 60kV-Puente 60kV	9999.0
	LNE-121	Pachachaca 220kV-Pomacocha 220	176.4
	LNX-017	Industriales 220kV-Santa Rosa	223.9
	LNX-019	San Juan 220kV-Industriales 22	223.9
	LNX-034	Zapallal 500kV-Chilca REP 500	1372.0
	LNX-035	La Planicie 220kV-Chilca REP	350.0
	LNX-036	La Planicie 220kV-Chilca REP	350.0
	LNX-037	Zapallal 220kV-La Planicie 220	343.0
	LNX-038	Zapallal 220kV-La Planicie 220	343.0
	LNX-039	Industriales 220kV-La Planicie	686.0
	PPT-054	Mantaro 500kV-Santa Maria 500 KV	9999.0
	PPT-064	Zapallal 500kV-Col Centro 500	1400.0
	PPT-065	Zapallal 500kV-Col Centro 500	1400.0
	PPT-066	Zapallal 500kV-Col Centro 500	1400.0
	TNE-002	Callahuanca60kV-Callahuanca 22	9999.0
	TNE-003	Santa Rosa 60kV-Santa Rosa 220	9999.0
	TNE-004	Balneario 60kV-Balnearios 220k	9999.0
	TNE-023	Zapallal 220kV-Zapallal 500kV	1176.0
	TNE-024	Mantaro 220kV-Mantaro 500kV	9999.0
	TNX-003	Puente 60kV-Industriales 220kV	9999.0

TABLA N° 8. Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Sur medio

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
SURMEDIO	LNE-024	Marcona 220kV-Ica 220kV	229.3
	LNE-036	Independencia 220kV-Mantaro 22	149.0
	LNE-038	Independencia 220kV-Huancaveli	149.0
	LNE-125	MARCONA500-Independencia 500kV	735.0
	LNE-23A	Ica 220kV-Independencia 220kV	176.4
	LNE-23B	Ica 220kV-Independencia 220kV	176.4
	LNX-007	Independencia 220kV-Cantera 22	176.4
	LNX-015	Independencia 220kV-Desierto 2	149.4
	LNX-42A	Independencia 500kV-Chilca REP	735.0
	LNX-42B	MARCONA500-Independencia 500kV	735.0
	PPT-072	Independencia 500kV-Chilca REP	1000.0
	PPT-56A	Independencia 500kV-Col Sur 50	1400.0
	PPT-56B	Independencia 500kV-Col Sur 50	1400.0
	TNE-031	Marcona 220kV-MARCONA500	750.0

TABLA N° 9. Límite en la capacidad de las líneas de la zona Sur

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
SUR	LNX-043	MONTALVO500-MARCONA500	735.0
	LNX-046	MONTALVO500-Caraveli 500kV	9999.0
	LSE-018	C. Ilo 138kV-Toquepala 138kV	58.8
	LSE-019	SPCC138kV-C. Ilo 138kV	58.8
	LSE-020	Aricota 138kV-Toquepala Etesur	68.6
	LSE-021	Tomasiri 66kV-Aricota 66kV	24.5
	LSE-022	Tacna 66kV-Tomasiri 66kV	24.5
	LSE-023	SPCC138kV-Moquegua 138kV	127.4
	LSE-024	Toquepala 138kV-Toquepala Etes	88.8
	LSE-026	Moquegua 220kV-Socabaya 220kV	293.5
	LSE-027	Toquepala Etesur 138kV-Moquegu	66.2
	LSE-029	Toquepala 138kV-Moquegua 138kV	97.9
	LSE-030	Botiflaca 138kV-Toquepala 138k	58.8
	LSE-033	Ilo2 220kV-Moquegua 220kV	784.2
	LSE-037	Moquegua 220kV-Puno 220kV	146.8
	LSE-038	Tacna 220kV-Moquegua 220kV	146.8
	LSE-28A	Botiflaca 138kV-Moquegua 138kV	192.1
	LSE-28B	Botiflaca 138kV-Moquegua 138kV	156.7
	TNE-032	Moquegua 220kV-MONTALVO500	750.0
	TSE-001	Aricota 66kV-Aricota 138kV	29.4
	TSE-002	Moquegua 138kV-Moquegua 220kV	588.0
	TSE-005	Tacna 66kV-Tacna 220kV	49.0

TABLA N° 10 Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Sur Oeste

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
SUROESTE	LNE-085	Cotaruse 220kV-Mantaro 220kV	247.5
	LNE-086	Cotaruse 220kV-Mantaro 220kV	247.5
	LNE-096	Socabaya 220kV-Cotaruse 220kV	247.5
	LNE-097	Socabaya 220kV-Cotaruse 220kV	247.5
	LNE-126	Socabaya 500kV-MARCONA500	735.0
	LNX-045	Caraveli 500kV-Mantaro 500kV	9999.0
	LSE-001	Cerro Verde 138kV-Socabaya 13	46.6
	LSE-002	Cerro Verde 138kV-Socabaya 13	46.6
	LSE-004	Santuario 138kV-Socabaya 138kV	66.2
	LSE-005	Santuario 138kV-Socabaya 138kV	66.2
	LSE-007	Callali 138kV-Santuario 138kV	107.8
	LSE-031	Reparticion 138kV-Cerro Verde	88.2
	LSE-032	Molendo 138kV-Reparticion 138	88.2
	LSE-036	Socabaya 138kV-Santuario 138kV	127.7
	LSE-044	Socabaya 220kV-TINTAYA220	392.0
	LSE-047	Cotaruse 220kV-Abancay 220 kV	245.0
	LSE-048	Cotaruse 220kV-Suriray 220 kV	245.0
	PPT-107	Socabaya 500kV-MONTALVO500	1400.0
	PPT-108	Socabaya 220kV-Socabaya 500kV	1200.0
	TSE-003	Socabaya 138kV-Socabaya 220kV	294.0

TABLA N° 11. Límite en la capacidad de las líneas de la sub-zona Sur Este

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
SURESTE	LSE-008	Tintaya 138kV-Callali 138kV	107.8
	LSE-009	Combapata 138kV-Tintaya 138kV	88.2
	LSE-010	Quencoro 138kV-Combapata 138kV	88.2
	LSE-011	Dolorespata 138kV-Quencoro 138	70.6
	LSE-012	Cachimayo 138kV-Dolorespata 13	91.4
	LSE-013	Abancay 138kV-Cachimayo 138kV	88.2
	LSE-014	Ayaviri 138kV-Tintaya 138kV	88.2
	LSE-015	Azangaro 138kV-Ayaviri 138kV	88.2
	LSE-016	Juliaca 138kV-Azangaro 138kV	88.2
	LSE-034	Quencoro 138kV-Machupicchu 138	73.5
	LSE-035	Cachimayo 138kV-Machupicchu 13	91.4
	LSE-039	San Gaban 138kV-Azangaro 138kV	150.0
	LSE-040	San Rafael 138kV-Azangaro 138k	150.0
	LSE-041	San Gaban 138kV-San Rafael 138	150.0
	LSE-042	Mazuco 138kV-San Gaban 138kV	95.0
	LSE-043	Puerto Maldonado 138kV-Mazuco	74.0
	LSE-045	Suriray 220 kV-Machupicchu 220	245.0
	LSE-046	Abancay 220 kV-Suriray 220 kV	245.0
	LSE-049	Quencoro 220kV-Suriray 220 kV	176.4
	LSE-050	Onocora 220 kV-Quencoro 220kV	176.4
	LSE-051	TINTAYA220-Onocora 220 kV	229.3
	LSE-17B	Puno 138kV-Juliaca 138kV	78.4
	PPT-040	Machupicchu 220kV-RETAMAL	9999.0
	PPT-096	AZANGARO220-Puno 220kV	9999.0
	PPT-097	AZANGARO220-TINTAYA220	9999.0
	TNE-021	Machupicchu 138kV-Machupicchu	360.0
	TSE-004	Puno 138kV-Puno 220kV	117.6
	TSE-030	Tintaya 138kV-TINTAYA220	125.0
	TSE-031	Abancay 138kV-Abancay 220 kV	100.0
	TSE-032	Quencoro 138kV-Quencoro 220kV	100.0

TABLA N° 12. Límite en la capacidad de las líneas de la zona Oriente.

ZONA	CODIGO	LINEA	CAPACIDAD (MW)
ORIENTE	PPT-044	PAQUITZAPANG-Col Centro 500 kV	2200.0
	PPT-045	PAQUITZAPANG-Col Centro 500 kV	2200.0
	PPT-047	TAMBO40-PAQUITZAPANG	2200.0
	PPT-049	TAMBO60-TAMBO40	2200.0
	PPT-050	MAINIQUE1-Col Sur 500 kV	1400.0
	PPT-051	INAMBARI-Col Sur 500 kV	1400.0
	PPT-068	Col Sur 500 kV-Col Centro 500	1400.0
	PPT-073	Col Sur 500 kV-Col Centro 500	1400.0
	PPT-074	INAMBARI-Col Sur 500 kV	1400.0
	PPT-43A	INAMBARI-BR 500	1400.0
	PPT-43B	INAMBARI-BR 500	1400.0

ANEXO E
Energía No Servida (ENS) en los años 2020 Y 2022

TABLA N° 1. Porcentaje de ENS en los años 2020 y 2022 en la zona Centro.

ENS ZONA CENTRO CASO	FUTUROS				NOMBRE BARRA											
	DEM.	OFERTA		HIDRO	Ventanilla		Chavarría		Rzinc		San Juan		Santa Rosa		Huancavelica	
		TIPO	DES.		2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022
1ASB01C0	1	A	S	01	5%	24%	0%	5%	9%	44%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1ASB80C0	1	A	S	80	6%	24%	0%	5%	9%	46%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1ASB95C0	1	A	S	95	7%	26%	0%	8%	7%	33%	0%	3%	0%	0%	0%	1%
1ANB01C0	1	A	N	01	7%	26%	0%	9%	7%	29%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
1ANB80C0	1	A	N	80	8%	27%	0%	12%	8%	29%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
1ANB95C0	1	A	N	95	11%	30%	1%	17%	6%	21%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
1AOB01C0	1	A	O	01	7%	24%	0%	3%	6%	30%	1%	20%	0%	0%	0%	0%
1AOB80C0	1	A	O	80	8%	26%	0%	5%	7%	29%	0%	22%	0%	0%	0%	0%
1AOB95C0	1	A	O	95	11%	30%	0%	9%	5%	21%	1%	25%	0%	0%	0%	0%
1ATB01C0	1	A	T	01	7%	24%	0%	4%	6%	27%	1%	21%	0%	0%	0%	0%
1ATB80C0	1	A	T	80	8%	25%	0%	7%	7%	28%	0%	20%	0%	0%	0%	0%
1ATB95C0	1	A	T	95	11%	30%	0%	11%	5%	20%	1%	22%	0%	0%	0%	0%
1BSB01C0	1	B	S	01	6%	23%	0%	5%	7%	41%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1BSB80C0	1	B	S	80	6%	24%	0%	6%	8%	42%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1BSB95C0	1	B	S	95	6%	25%	0%	6%	8%	44%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1BNB01C0	1	B	N	01	5%	22%	0%	5%	8%	43%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1BNB80C0	1	B	N	80	5%	24%	0%	6%	9%	45%	0%	3%	0%	0%	0%	0%
1BNB95C0	1	B	N	95	6%	25%	0%	5%	9%	46%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
1BOB01C0	1	B	O	01	7%	26%	0%	9%	6%	26%	0%	2%	0%	0%	0%	5%
1BOB80C0	1	B	O	80	7%	27%	0%	10%	7%	28%	0%	1%	0%	0%	0%	4%
1BOB95C0	1	B	O	95	8%	28%	0%	12%	5%	22%	0%	1%	0%	0%	1%	6%
1BTB01C0	1	B	T	01	13%	32%	3%	21%	1%	6%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
1BTB80C0	1	B	T	80	15%	33%	4%	24%	1%	8%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
1BTB95C0	1	B	T	95	18%	34%	5%	31%	1%	7%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
2ASB01C0	2	A	S	01	6%	26%	0%	7%	9%	39%	0%	2%	0%	0%	0%	0%
2ASB80C0	2	A	S	80	6%	27%	0%	8%	10%	35%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
2ASB95C0	2	A	S	95	8%	28%	0%	11%	7%	21%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
2BSB01C0	2	B	S	01	6%	23%	0%	7%	7%	43%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
2BSB80C0	2	B	S	80	6%	25%	0%	7%	8%	44%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
2BSB95C0	2	B	S	95	6%	25%	0%	7%	8%	45%	0%	1%	0%	0%	0%	0%
3ASB01C0	3	A	S	01	47%	60%	47%	63%	27%	46%	30%	42%	9%	25%	5%	31%
3ASB80C0	3	A	S	80	48%	60%	47%	64%	35%	45%	27%	37%	12%	26%	3%	27%
3ASB95C0	3	A	S	95	48%	60%	51%	66%	24%	32%	22%	40%	16%	32%	1%	36%
3ANB01C0	3	A	N	01	47%	60%	49%	64%	22%	44%	25%	36%	12%	29%	3%	22%
3ANB80C0	3	A	N	80	48%	60%	51%	66%	27%	44%	23%	27%	15%	35%	1%	11%
3ANB95C0	3	A	N	95	49%	60%	55%	70%	18%	30%	18%	28%	19%	43%	1%	10%
3AOB01C0	3	A	O	01	47%	60%	50%	66%	20%	33%	24%	37%	13%	36%	3%	24%
3AOB80C0	3	A	O	80	48%	60%	51%	67%	26%	40%	22%	28%	15%	39%	1%	13%
3AOB95C0	3	A	O	95	49%	60%	56%	71%	17%	26%	17%	26%	19%	47%	1%	8%
3ATB01C0	3	A	T	01	47%	60%	50%	67%	19%	35%	24%	34%	13%	37%	3%	18%
3ATB80C0	3	A	T	80	48%	60%	51%	68%	25%	41%	22%	27%	15%	40%	1%	10%
3ATB95C0	3	A	T	95	49%	60%	56%	72%	17%	25%	18%	25%	19%	49%	1%	4%
3BSB01C0	3	B	S	01	45%	60%	43%	57%	59%	91%	36%	27%	5%	18%	0%	9%
3BSB80C0	3	B	S	80	46%	60%	41%	58%	73%	91%	37%	22%	5%	19%	0%	6%
3BSB95C0	3	B	S	95	47%	60%	43%	61%	60%	67%	34%	33%	7%	24%	0%	12%
3BNB01C0	3	B	N	01	46%	60%	44%	56%	50%	95%	33%	20%	7%	17%	1%	10%
3BNB80C0	3	B	N	80	46%	60%	43%	57%	63%	94%	33%	17%	7%	18%	0%	7%
3BNB95C0	3	B	N	95	47%	60%	44%	60%	57%	75%	32%	31%	8%	24%	3%	16%
3BOB01C0	3	B	O	01	48%	60%	47%	56%	20%	95%	32%	23%	7%	20%	23%	22%
3BOB80C0	3	B	O	80	48%	60%	47%	57%	26%	95%	30%	21%	9%	21%	18%	20%
3BOB95C0	3	B	O	95	49%	60%	49%	61%	19%	67%	29%	23%	11%	25%	24%	30%
3BTB01C0	3	B	T	01	48%	60%	52%	65%	13%	41%	22%	30%	14%	32%	5%	25%
3BTB80C0	3	B	T	80	48%	60%	54%	67%	21%	43%	21%	24%	16%	37%	2%	14%
3BTB95C0	3	B	T	95	49%	60%	60%	71%	12%	27%	18%	24%	20%	46%	1%	9%

TABLA N° 2. Porcentaje de ENS en los años 2020 y 2022 en la zona Norte.

ENS	FUTUROS				NOMBRE BARRA												
	ZONA NORTE	DEM.	OFERTA		HIDRO	Cajamarca		Carhuauquero		Cerro Corona		Chimbote		Cutervo		Jaen	
			TIPO	DES.		2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022
1ASB01C0	1	A	S	01	2.6%	6.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ASB80C0	1	A	S	80	2.8%	5.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ASB95C0	1	A	S	95	4.1%	7.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ANB01C0	1	A	N	01	5.6%	11.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	4.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ANB80C0	1	A	N	80	7.0%	12.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	2.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ANB95C0	1	A	N	95	9.5%	18.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	4.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1AOB01C0	1	A	O	01	4.2%	6.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1AOB80C0	1	A	O	80	5.4%	7.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1AOB95C0	1	A	O	95	7.3%	10.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ATB01C0	1	A	T	01	4.2%	7.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.0%	0.0%	2.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ATB80C0	1	A	T	80	5.4%	7.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.7%	0.0%	0.0%	1.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1ATB95C0	1	A	T	95	7.3%	11.4%	0.0%	0.0%	0.0%	1.4%	0.0%	0.0%	2.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BSB01C0	1	B	S	01	1.7%	3.8%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BSB80C0	1	B	S	80	1.5%	3.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BSB95C0	1	B	S	95	1.9%	4.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BNB01C0	1	B	N	01	1.9%	4.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.9%	0.0%	0.0%	0.2%	0.0%	1.1%	0.0%	1.0%
1BNB80C0	1	B	N	80	1.8%	3.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%
1BNB95C0	1	B	N	95	2.4%	4.6%	0.0%	0.1%	0.0%	0.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.6%	0.0%	2.3%
1BOB01C0	1	B	O	01	2.4%	4.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	1.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BOB80C0	1	B	O	80	2.6%	4.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
1BOB95C0	1	B	O	95	3.1%	4.8%	0.2%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.6%	1.2%	0.0%	1.6%	0.0%
1BTB01C0	1	B	T	01	4.9%	6.1%	0.4%	0.8%	2.3%	0.0%	0.0%	0.0%	3.1%	0.9%	3.2%	2.1%	5.9%
1BTB80C0	1	B	T	80	4.8%	6.0%	3.4%	0.5%	9.5%	0.8%	0.0%	0.0%	1.7%	2.6%	1.4%	8.3%	4.3%
1BTB95C0	1	B	T	95	5.8%	6.9%	3.4%	0.9%	13.7%	0.0%	0.0%	0.0%	2.5%	3.5%	1.8%	9.1%	6.9%

TABLA N° 3. Porcentaje de ENS en los años 2020 y 2022 en la zona Sur.

ENS	FUTUROS				NOMBRE BARRA														
	ZONA SUR	DEM.	OFERTA		HIDRO	C. Ilo 138		Cotaruse		Jullaca		Onocora		Puno		Quencoro		Tacna 66	
			TIPO	DES.		2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022	2020	2022
1ASB01C0	1	A	S	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	16%	
1ASB80C0	1	A	S	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	21%	
1ASB95C0	1	A	S	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	20%	
1ANB01C0	1	A	N	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	18%	
1ANB80C0	1	A	N	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	21%	
1ANB95C0	1	A	N	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	20%	
1AOB01C0	1	A	O	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	18%	
1AOB80C0	1	A	O	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	7%	21%	
1AOB95C0	1	A	O	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	20%	
1ATB01C0	1	A	T	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	6%	6%	18%	
1ATB80C0	1	A	T	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	3%	7%	21%	
1ATB95C0	1	A	T	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	2%	0%	2%	6%	20%	
1BSB01C0	1	B	S	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	16%	
1BSB80C0	1	B	S	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	19%	
1BSB95C0	1	B	S	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	4%	18%	
1BNB01C0	1	B	N	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	16%	
1BNB80C0	1	B	N	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	19%	
1BNB95C0	1	B	N	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	18%	
1BOB01C0	1	B	O	01	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	18%	
1BOB80C0	1	B	O	80	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	6%	19%	
1BOB95C0	1	B	O	95	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	18%	
1BTB01C0	1	B	T	01	1%	1%	4%	0%	0%	1%	3%	0%	0%	0%	6%	0%	5%	16%	
1BTB80C0	1	B	T	80	1%	1%	3%	0%	0%	1%	3%	0%	0%	0%	5%	0%	6%	19%	
1BTB95C0	1	B	T	95	1%	0%	3%	0%	0%	1%	3%	0%	0%	0%	4%	0%	5%	18%	

BIBLIOGRAFIA

- [1]: Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN, periodo 2013 – 2022. Elaborado por el COES, y publicado en su portal web en febrero de 2011.
- [2]: Propuesta Definitiva del Estudio del Primer Plan de Transmisión, periodo 2011 – 2020, elaborado por el COES y publicado en su portal web en enero de 2011.
- [3]: Cartera estimada de principales proyectos de inversión en minería, elaborada por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), diciembre 2010.
- [4]: Cartilla Informativa “El Acuerdo Energético Perú – Brasil”, elaborado por Derecho, Ambiente y Recursos Naturales “DAR”, marzo 2011.
- [5]: Resolución Ministerial N° 129-2009 MEM/DM “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión” de marzo 2009.
- [6]: Ley 28832: “Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”.
- [7]: Reglamento de Transmisión.
- [8]: Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM, de fecha 23 de noviembre del 2006, en el cual se aprueba el Plan Transitorio de Transmisión para el periodo 2007 – 2008.
- [9]: Artículo N° 2 del Decreto Legislativo N° 1002.
- [10]: Manual de Usuario del modelo PERSEO publicado en el portal web de OSINERGMIN.
- [11]: Lista de concesiones temporales y definitivas del MINEM (Setiembre 2010)
- [12]: Lista de concesiones temporales y definitivas del MINEM (Agosto 2011).