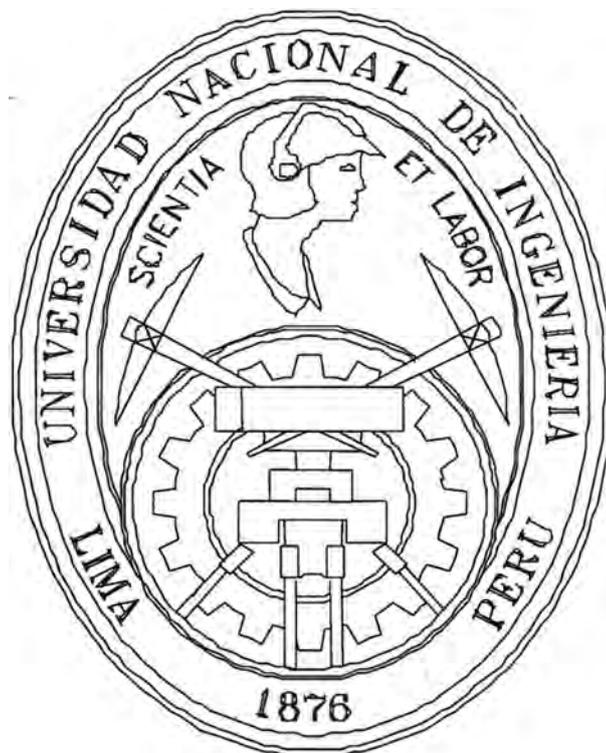


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
NACIONAL MEDIANTE UNIDADES DE CICLO SIMPLE A GAS NATURAL**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:
RICARDO ARTURO AGUILAR QUIROZ**

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA - PERU
2008**

**EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO
NACIONAL MEDIANTE UNIDADES DE CICLO SIMPLE A GAS NATURAL**

Dedicatoria:
A mis padres, por su infinita
paciencia y su eterno amor.

SUMARIO

El presente trabajo tiene por finalidad analizar la viabilidad técnica y económica de ampliar la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) haciendo uso de unidades en ciclo simple a gas natural cuyo suministro de combustible sea proporcionado por los recursos energéticos del yacimiento de Camisea. Además, se prevé definir el volúmen de gas natural necesario para cubrir el consumo de dichas unidades y estimar sus emisiones de dióxido de carbono.

Estos objetivos están alineados con el impulso que le viene dando el gobierno a la exploración de nuevos lotes hidrocarburíferos a través de Perupetro y los altos costos de inversión necesarios para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos en ciclo combinado.

Para lograr dichos objetivos, el presente trabajo consta de 4 capítulos. En el primero de ellos se precisan los criterios de planeamiento eléctrico necesarios para definir el escenario de análisis y las pautas comerciales para que las centrales propuestas sean viables económicamente. Luego se procede a definir el monto de inversión requerido para instalar cada unidad y sus principales características operativas. En el segundo capítulo se proyecta la oferta y la demanda del SEIN de acuerdo a la información reunida por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERMIN) para el Proceso Tarifario de Mayo de 2008. En el tercer capítulo se desarrolla el análisis operativo del SEIN a fin de proyectar sus costos marginales, la producción energética y los ingresos por potencia y energía de las plantas de expansión. Finalmente, en el cuarto capítulo se analiza la viabilidad de cada proyecto, se proyectan las necesidades de suministro y las emisiones de agentes contaminantes de cada planta.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
CRITERIOS DE PLANEAMIENTO ELÉCTRICO, PAUTAS COMERCIALES Y DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN	4
1.1 Criterios de Planeamiento Eléctrico	4
1.1.1 Proyección de Demanda	5
1.1.2 Proyección de la Oferta	6
1.1.3 Proyección de Mantenimientos	7
1.1.4 Proyección de Precios de Combustibles	8
1.2 Pautas Comerciales	9
1.2.1 Decisiones del Inversionista	9
1.2.2 Capacidad	10
1.2.3 Consumo Específico	11
1.2.4 Edad	13
1.3 Definición de Alternativas de Expansión	14
1.3.1 Factores de Corrección	14
1.3.2 Montos de Inversión	15
1.3.3 Costo Variable no Combustible	16
CAPÍTULO II	
PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA ELÉCTRICA	18
2.1 Proyección de la Demanda Eléctrica del SEIN	18
2.1.1 Antecedentes	18
2.1.2 Metodología de Proyección de la Demanda	19
2.1.3 Cálculo de la Primera Componente: Modelo Econométrico de Corrección de Errores	19
2.1.4 Cálculo de la Segunda Componente: Proyección de la Demanda Eléctrica de las Cargas Especiales e Incorporadas y de los Nuevos Proyectos	21

2.1.5	Pérdidas de Transmisión, Transformación y Distribución	24
2.1.6	Demanda Agregada de Energía Eléctrica	24
2.1.7	Distribución de la Demanda del SEIN	24
2.2	Parque de Generación Existente	27
2.3	Proyección de Precios de Combustibles	28
2.3.1	Importancia el Precio de los Combustible en la determinación de los Costos Marginales	28
2.3.2	Cálculo de Precios de Gas Natural	29
2.3.3	Cálculo de Precios de Combustibles Líquidos y Carbón	30
2.4	Proyección de Mantenimientos	31
2.4.1	Mantenimiento de Centrales Termoeléctricas	31
2.4.2	Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas	33
2.5	Plan de Expansión de Generación	34
CAPÍTULO III		
PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES, PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E INGRESOS		41
3.1	Proyección de Costos Marginales y Producción de Energía	41
3.2	Proyección de Ingresos por Energía	46
3.3	Proyección de Ingresos por Potencia	47
3.4	Egresos por Operación y Mantenimiento y Contribuciones	52
CAPÍTULO IV		
VIABILIDAD DE LAS UNIDADES DE EXPANSIÓN		53
4.1	Viabilidad de las Unidades de Expansión	53
4.1.1	Valor Presente Neto	53
4.1.2	Tasa Interna de Retorno	54
4.2	Consumo de Gas Natural	56
4.3	Proyección de Agentes Contaminantes	57
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		62
ANEXOS		64
Anexo A: Principales Características del Modelo WASP		65
Anexo B: Principales Características del Modelo SDDP		66
Anexo C: Factores de Corrección		67
Anexo D: Costos de Inversión		68
Anexo E: Costos de Combustibles		69
Anexo F: Expansión detallada del SEIN		70

Anexo G: Flujos de Caja Económicos	71
Anexo H: Diagrama Unifilar del SEIN en Enero de 2009	84
Anexo I: Diagrama Unifilar del SEIN en Diciembre de 2016	85
BIBLIOGRAFÍA	86

INTRODUCCIÓN

El gas natural es una fuente de energía sumamente ventajosa pues es un combustible de bajo costo que resulta menos contaminante que otros carburantes. Dicha ventaja económica es aún más evidente en el Perú pues el contrato de Explotación entre Perupetro y el Consorcio Camisea establece un precio base para la generación eléctrica fijado en 1.53 US\$/MMBTU, con reajustes anuales no mayores al 5%. Tomando en cuenta que la unidad de gas natural se viene cotizando internacionalmente a 10 US\$/MMBTU, resulta claro que las empresas generadoras seguirán apostando por unidades a gas natural frente a unidades que operen con combustibles líquidos cuyos precios si son cotizados a tarifas internacionales.

Desde el punto de vista medioambiental, el gas natural es un combustible cuyos índices de contaminación son inferiores a los factores de emisión de los combustibles líquidos y el carbón. Así, mientras el petróleo residual produce 77 toneladas de CO₂ por Terajoule consumido y el carbón produce casi 93 toneladas, el gas natural sólo produce 55 toneladas.

En este contexto el gobierno, a través de Perupetro, viene desarrollando una política de fomento a las inversiones en el campo de la exploración petrolera la cual ampliará nuestro volumen de reservas, permitiendo incrementar el parque de generación eléctrica a gas natural. A ello debe añadirse que la alternativa de generación eléctrica a ciclo simple resulta la mejor opción pues la tecnología es conocida, la instalación es rápida y se cuenta con personal capacitado para su operación y mantenimiento.

Además, los incentivos propuestos por el Estado a fin de promover proyectos con energías renovables seguirán sin persuadir a los inversionistas mientras la tarifa eléctrica no se incremente y permita recuperar los montos invertidos durante los largos períodos de maduración que se suelen requerir para desarrollar este tipo de proyectos.

Ante ello, resulta evidente la necesidad de evaluar la viabilidad técnica y económica de ampliar la capacidad de generación eléctrica del SEIN en base a centrales de ciclo simple a gas natural, de modo que se identifiquen las alternativas de inversión y

comercialización en la actividad de generación y se aprovechen las oportunidades de negocio que ofrece el mercado eléctrico.

Objetivo:

El objetivo del presente trabajo es analizar la viabilidad de ampliar la capacidad de generación del Sistema Interconectado Nacional (SEIN) haciendo uso de unidades de ciclo simple a gas natural. El suministro de combustible sea proporcionado por los recursos energéticos del yacimiento de Camisea.

Objetivos Específicos:

- Determinar alternativas de expansión de la capacidad de generación del SEIN mediante unidades de ciclo simple a gas natural para el período 2009 – 2016.
- Determinar la viabilidad económica de las unidades de propuestas.
- Determinar el consumo de gas natural de las unidades propuestas.
- Determinar las emisiones contaminantes producidas por las unidades propuestas.

Alcances y Limitaciones del Estudio

El trabajo pretende identificar las oportunidades de negocio originadas por la necesidad de cubrir el incremento de la demanda eléctrica en los próximos años y las necesidades de suministro de gas natural necesarias para sostener su producción.

Respecto a las limitaciones del estudio, debe señalarse que no se planea analizar la ampliación de la red de transmisión y que su plan de obras sólo considera el Plan de Inversiones del Ministerio de Energía y Minas y los últimos estudios desarrollados por el Ministerio y Red de Energía del Perú (REP). En aquellos casos en los que no se contó con información que pudiera sustentar nuevas obras de ampliación, se supuso una red de transmisión constituida por un sistema económicamente adaptado.

Contenido del Estudio

El estudio fue desarrollado en 4 capítulos:

En el primer capítulo se precisan los criterios de planeamiento eléctrico necesarios para definir la demanda, los costos operativos y la oferta del escenario de análisis. Además se señalan los conceptos operativos que incidirán en los resultados comerciales de modo que las centrales propuestas sean viables económicamente. En seguida se define el monto de inversión requerido para instalar cada unidad en base a cotizaciones internacionales.

En el segundo capítulo se proyecta la oferta y la demanda del SEIN de acuerdo a la información reunida por el COES y el OSINERGMIN para el Proceso Tarifario de Mayo de 2008.

En el tercer capítulo se desarrolla el análisis operativo del SEIN a fin de proyectar sus costos marginales y la producción energética en el período 2009-2016. Asimismo se proyectan los ingresos por potencia y energía de las plantas de expansión en base al marco regulatorio vigente.

Finalmente, en el cuarto capítulo, se analiza la viabilidad de cada planta de expansión a través del valor presente neto y la tasa interna de retorno de cada proyecto, se proyectan las necesidades de suministro y las emisiones de agentes contaminantes de cada planta.

Metodología de investigación

El estudio ha sido desarrollado mediante la estrategia de investigación exploratoria, la cual nos brinda resultados y nos permite proceder a su comprobación, basados en los principales aspectos de un problema inicialmente desconocido.

Reconocimiento a Instituciones:

La información utilizada durante el desarrollo del presente estudio proviene principalmente del COES, cuyos especialistas amablemente brindaron los datos solicitados y de la página web del OSINERGMIN, que debe publicar la información correspondiente a los procesos de fijación tarifaria según las normas de transparencia del Estado peruano.

CAPÍTULO I

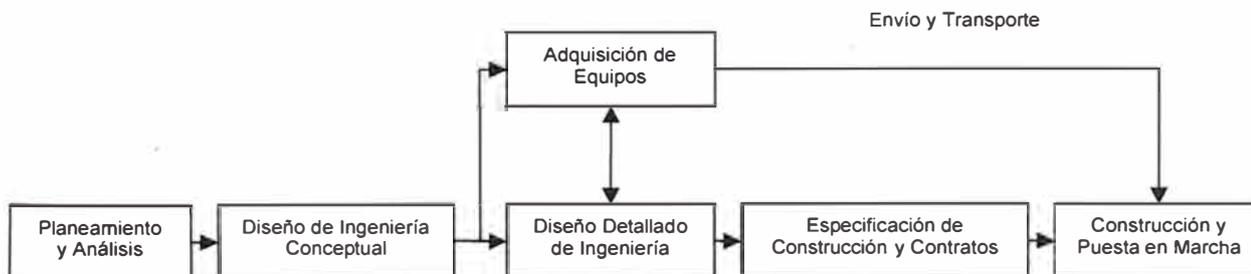
CRITERIOS DE PLANEAMIENTO ELÉCTRICO, PAUTAS COMERCIALES Y DEFINICIÓN DE ALTERNATIVAS DE EXPANSIÓN

1.1 Criterios de Planeamiento Eléctrico

El crecimiento sostenido que viene mostrando la economía peruana en los últimos años ha originado un aumento notable en el consumo de energía eléctrica, lo cual ha motivado a que varias empresas amplíen su capacidad de generación y otras ingresen al mercado como nuevos agentes. En este contexto se vienen instalando dos nuevas unidades de generación en la costa sur de Lima, las cuales utilizarán gas natural de Camisea como materia prima para la producción de energía, mientras que en Lima, las principales centrales termoeléctricas ya han adecuado sus unidades al uso de dicho carburante.

El proceso de implementación de cada unidad de generación debe seguir ciertos criterios generales que le permitan un avance ordenado [1]. Sin embargo, deben considerarse las peculiaridades de cada proyecto las cuales puede variar de acuerdo a sus requisitos financieros, ambientales y de ingeniería. El siguiente esquema resume el proceso de planificación, diseño, construcción y puesta en marcha de una nueva instalación.

Figura 1.1: Proceso de Planificación y Diseño de una Central Eléctrica.



Cada bloque representa una etapa obligatoria en el proceso de implementación de una nueva central eléctrica. No obstante, el presente estudio sólo pretende involucrarse con la primera etapa de dicho proceso, denominada Planeamiento y Análisis, la cual está orientada a la identificación de posibles proyectos de generación. Durante esta etapa, se evalúa la viabilidad del proyecto y se define un perfil general de la nueva instalación mediante la determinación de las principales características operativas de las unidades.

La siguiente etapa es el diseño de ingeniería conceptual. Esta fase abarca una amplia variedad de actividades y su proceso involucra la definición y evaluación de las condiciones y limitaciones básicas de la nueva central eléctrica. Se inicia como parte del planeamiento y de las actividades de análisis del proyecto y requiere las autorizaciones de funcionamiento para realizar evaluaciones con mayor detalle. Luego, en la etapa de diseño detallado de ingeniería, se establecen los requisitos técnicos de todos los componentes de la nueva central. Se dimensionan los equipos, se definen las restricciones de confiabilidad, los requisitos de funcionamiento, los códigos y estándares orientados hacia un montaje adecuado, el cumplimiento de la normatividad vigente y una puesta en marcha en condiciones óptimas. Mientras se concluye el diseño técnico de los sistemas y equipos constitutivos de la planta, las adquisiciones se llevan a cabo siguiendo los requisitos técnicos y comerciales según los objetivos planteados en la primera etapa del proceso. En tanto, la compañía que ejecuta las obras debe buscar el cumplimiento efectivo de los cronogramas de obra, lo cual se constituye en un paso esencial para lograr una adecuada implementación del proyecto de modo que sea posible cumplir con los plazos establecidos para la puesta en marcha.

1.1.1 Proyección de Demanda

Durante el desarrollo de cualquier estudio de mercado, los analistas le dan una importancia capital a la evaluación de la oferta y la demanda del producto o servicio ofrecido. Los sistemas eléctricos no son una excepción.

Los especialistas definen la demanda eléctrica como la cantidad de energía que los consumidores están dispuestos a consumir en un determinado período. En tal sentido, la proyección de la demanda eléctrica dentro de la etapa de Planeamiento y Análisis sirve para determinar el consumo futuro de energía eléctrica con la mejor información actual. Para ello, la proyección puede realizarse en base a un esquema agregado de demandas en caso se trate de la planificación de un sistema de generación o basándose en la distribución geográfica en caso se realice un estudio de planificación de transmisión. Existen algunos métodos alternativos para la previsión adecuada de demandas

eléctricas, sin embargo las proyecciones para estudios de planeamiento estratégico requieren modelos con un máximo poder explicativo. El objetivo es conseguir proyecciones de consumo de energía eléctrica (MWh) y de demanda máxima (MW) a mediano y largo plazo con la mayor calidad posible. Asimismo, en estudios como el presente, las fluctuaciones aleatorias a corto plazo no necesitan ser tratadas con mucho detalle debido a que es más importante identificar en forma apropiada las principales relaciones a largo plazo.

Así pues, los entendidos clasifican los métodos para pronosticar las necesidades de energía eléctrica en tres categorías: análisis de tendencia de series temporales, análisis de días típicos y pronóstico econométrico. En términos generales, el análisis de tendencia de series temporales utiliza el análisis de regresión de las demanda histórica de energía para predecir tendencias futuras. Este análisis se realiza de forma sencilla y requiere un mínimo de información. No obstante, se presupone la ausencia de cambios en las relaciones históricas entre los factores que afectan el uso de la energía. En segundo lugar, los modelos de análisis de días típicos utilizan patrones muy precisos de consumo y de uso de energía eléctrica en el caso de los usuarios industriales, comerciales o residenciales. Se evalúan las características de la demanda eléctrica a partir de mediciones reales y luego los diagramas de carga se promedian con la finalidad de obtener curvas de carga total por horas-día las cuales describan patrones históricos en base a condiciones socioeconómicas y climatológicas. Finalmente, los modelos econométricos de previsión de demanda emplean datos de series cronológicas y regresiones para calcular las relaciones entre las ventas de energía al consumidor, condiciones climatológicas así como factores económicos y demográficos. Estos factores comprenden variables tales como la población, empleo, ingreso per capita y las tarifas de electricidad. Los modelos econométricos reflejan relaciones de acuerdo a lo observado en el tiempo, característica que los vuelve apropiados para realizar previsiones. Las especificaciones de dichas relaciones se basan en la teoría económica y en pruebas experimentales. Dado que el COES y el OSINERGMIN han utilizado este último método en sus estudios más recientes, se decidió aplicar esta metodología en las proyecciones del presente trabajo.

1.1.2 Proyección de la Oferta

La evaluación de la oferta futura de energía eléctrica presenta grandes incertidumbres. Por un lado, el crecimiento de la demanda eléctrica sin que exista una adecuada oferta impulsa el aumento de los costos marginales y por ende, el aumento de las tarifas de generación que los consumidores deben pagar por sus consumos de

energía. Por el otro, el recelo de las compañías de hacer públicos sus proyectos debido a la conveniencia de situarse en escenarios de tarifas elevadas y por temor a Irconectado no sólo debe incluir a los proyectos comprometidos, sino que su selección debe implicar la búsqueda de la combinación más económica entre oferta y demanda, relacionándolas

mediante los costos de producción del sistema. Dichos costos de producción deben incluir costos de inversión, costos adicionales de la inversión de capital, costos de instalación así como costos fijos de operación y mantenimiento.

El pronóstico de inversiones futuras en generación se presenta entonces como un problema teórico que debe reflejar adecuadamente las relaciones entre oferta y demanda de energía pero que puede no reflejar lo que sucederá realmente en un sistema eléctrico. No obstante, dado que la finalidad del presente ejercicio es proponer proyectos que no sólo sean viables en términos técnicos sino que fundamentalmente lo sean en términos económicos, la proyección de la oferta se realizó de manera que se buscó satisfacer la demanda de energía a través de unidades económicamente viables.

1.1.3 Proyección de Mantenimientos

El problema de optimizar un programa de mantenimientos es muy importante dentro del proceso de elaboración de un escenario de proyección pues determina la indisponibilidad de las unidades durante un lapso del período de evaluación. Dichos programas deben respetar restricciones tales como la duración del mantenimiento de la unidad y su continuidad.

La determinación de los programas de mantenimientos de las unidades térmicas está basada en la metodología usada por el COES en los procesos de Fijación Tarifaria cuando los períodos de análisis eran de 4 años. Dicha metodología determinaba un programa de mantenimiento óptimo con los mejores datos vigentes, denominado "second best", el cual sigue una lógica que es utilizada incluso, en la determinación de programas de mantenimientos reales. El método consiste en evaluar los mantenimientos mayores comprometidos en el corto plazo, es decir aquellos que han sido programados por el COES en el Programa de Mantenimiento Anual. Tomando en cuenta solamente dichos mantenimientos se realiza una corrida del Modelo de simulación, sin considerar ningún otro mantenimiento durante el período de evaluación. Con ello se tendría un despacho optimizado ideal de todas y cada una de las unidades y centrales del sistema si estas no necesitasen mantenimiento. Con dicho despacho se debe planificar el mantenimiento

para el mediano y el largo plazo en base a las Horas Equivalentes de Operación (HEO) de cada unidad.

Las HEO's son un contador que permite cuantificar la operación de la máquina prima de régimen térmico, en función de variables operativas que reflejan el tiempo horario de operación y eventos tales como arranques y salidas intempestivas. Los mantenimientos de las unidades térmicas están habitualmente definidos por la acumulación de las HEO's.

Con el despacho ideal de cada una de las unidades térmicas de generación "eficientes", se planifica el mantenimiento mayor de cada una de ellas para el mediano y largo plazo, considerando la variación de las variables que disparan el mantenimiento de las unidades (y las HEO's) a partir del despacho obtenido.

Respecto a las unidades hidráulicas, en el mediano plazo se considera que sus mantenimientos se realizan durante los períodos de escasez del recurso hídrico. Dado que las centrales hidroeléctricas suelen contar con varias unidades de generación, la indisponibilidad de una de ellas durante el período de estiaje puede pasar desapercibida debido a que los caudales no son suficientes para abastecer a plena carga a todas las unidades de la central. En consecuencia, durante la elaboración del escenario de estudio no se ha previsto proyectar los mantenimientos de las unidades hidráulicas pues además se necesitaría contar con datos propios de cada central.

1.1.4 Precios de Combustibles

En países en los que el mercado eléctrico se encuentra en régimen de competencia, los costos combustibles de las centrales termoeléctricas suelen ser importantes debido a que determinan el precio de la energía eléctrica. En el sistema peruano, compuesto por centrales térmicas e hidráulicas, el costo de la energía está determinado por la unidad que produce la unidad adicional de energía de costo más elevado, la cual resulta ser usualmente una unidad térmica.

El costo variable total de una unidad de generación termoeléctrica está constituido por la adición del costo variable combustible y del costo variable no combustible de la unidad. El costo variable combustible es aquel que relaciona la producción de energía con el consumo real de combustible, valiéndose para ello del consumo específico de combustible de la unidad de generación. El costo variable no combustible es aquel que está relacionado al mantenimiento de las unidades de generación y a aquellos elementos no carburantes que son usados durante el proceso de combustión. En este escenario, el precio de combustible tiene gran importancia debido a que una de las variables del costo variable combustible es el precio de los carburantes. Como se mencionó anteriormente,

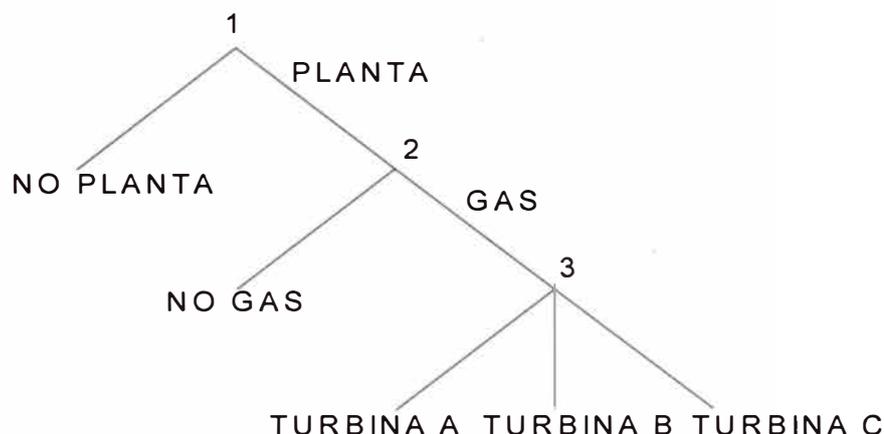
el precio de los hidrocarburos líquidos utilizados en la producción de electricidad está relacionado con los precios internacionales del crudo. Además, el Costo Marginal del SEIN está determinado por la unidad de generación que se encuentre produciendo energía a costo más elevado. Dado que las unidades de generación que utilizan fuerza hidráulica y gas natural poseen un costo de operación menor al de las unidades térmicas a petróleo residual y petróleo diesel, puede suponerse que en los momentos de máxima demanda, esas últimas podrían fijar el costo marginal. En consecuencia resulta importante proyectar los precios internacionales del crudo y relacionarlos con los precios locales para obtener una aproximación de los costos operativos de las unidades que utilicen petróleo residual y petróleo diesel. Asimismo, los precios de gas natural no sólo se encuentran relacionados con las cotizaciones internacionales del petróleo sino que además dependen de índices inflacionarios a través de fórmulas de reajuste establecidas en los contratos firmados entre las empresas generadoras y el consorcio suministrador del gas de Camisea.

1.2 Pautas Comerciales

1.2.1 Decisiones del Inversionista

Una empresa de generación eléctrica que planea ampliar su capacidad de generación debe analizar varios factores para determinar la conveniencia del nuevo emprendimiento. La figura 1.2 muestra un esquema de las decisiones que deberá tomar un eventual inversionista a fin de implementar una nueva central de generación.

Figura 1.2: Árbol de Decisiones del Inversionista



Como se aprecia en la figura, en primer término la compañía debe decidirse a evaluar la instalación de nuevas unidades. La decisión parte del compromiso de ampliar la capacidad si el resultado de los estudios de factibilidad resulta satisfactorio. Para ello,

el inversionista debe escoger un entorno que le permita garantizar la viabilidad de su proyecto, tales como sistemas eléctricos en los que se produzcan incrementos importantes de demanda. Al tomar la decisión de ampliar la capacidad y por ende dar inicio a los estudios de factibilidad, la compañía inicia la primera etapa de implementación de una central, definida anteriormente como etapa de planeamiento y análisis. Entre otras cosas, durante este período la empresa deberá decidir el tipo de combustible que utilizará la nueva central para producir energía. El tipo de combustible determina las horas de operación en función a los costos totales de operación debido a que el costo variable de las unidades termoeléctricas es directamente proporcional al costo de combustible y a la eficiencia de las unidades.

No obstante, la decisión no será sencilla pues la determinación del nuevo combustible dependerá de los resultados de la evaluación de los precios de los candidatos, los sistemas de transporte y distribución de dichas opciones y las fuentes alternativas de suministro. Dichos factores deben analizarse de menor a mayor nivel según la etapa de desarrollo de las instalaciones, de manera tal que al iniciarse la operación comercial de la planta, el suministro de combustible se encuentre asegurado por el mayor tiempo posible. Tal necesidad es consecuencia de la importancia que tienen los contratos de suministro en la operación de la nueva planta. En general, dichos acuerdos se realizan luego de una evaluación exhaustiva de los sistemas de abastecimiento y de las cláusulas del nuevo contrato. Sin embargo, en nuestro caso, las vastas reservas y el marco regulatorio del proyecto Camisea permiten asegurar que dicho yacimiento sería la mejor opción de suministro de combustible para nuevas centrales termoeléctricas.

Luego, una vez determinado el combustible que usará la nueva usina, el proyectista deberá presentarle a la compañía una serie de alternativas para implementar la expansión de la capacidad, las cuales deberán resultar viables en el entorno en el que se desarrollará el proyecto. Para ello el analista debe evaluar cuidadosamente las características que incidirán en el futuro desenvolvimiento de la nueva unidad: Capacidad, Consumo Específico y Edad.

1.2.2 Capacidad

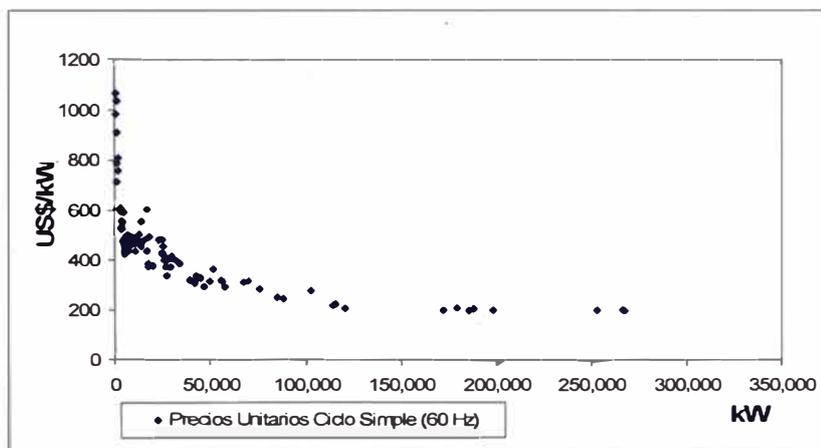
De acuerdo a la literatura consultada [2], resulta más probable que las compañías que trabajan en regímenes regulatorios en los que el servicio de electricidad está en manos de una sola empresa en monopolio, empleen turbinas de menor tamaño que aquellas empresas que desarrollan sus actividades en entornos de competencia.

La razón es simple, en los regímenes monopólicos, las empresas encargadas del suministro eléctrico son generalmente empresas públicas que priorizan la confiabilidad y la calidad del servicio frente a los costos de inversión. Contar con dos unidades de generación resulta más confiable que disponer de una sola unidad con la misma potencia instalada.

Sin embargo la causa principal por la que los inversionistas que operan en entornos competitivos no priorizan la confiabilidad son los costos unitarios de inversión. Efectivamente, las unidades de menor tamaño poseen costos unitarios mayores a los de las unidades de mayor capacidad, según puede comprobarse en la figura siguiente publicada en la revista Gas Turbine World 2006 Handbook (GTWH 2006) [3] y actualizada considerando la inflación.

Basados en el criterio económico, en un régimen regulatorio de competencia, una empresa debería optar por implementar una expansión basada en unidades que ostenten la mayor capacidad posible. Además, la regulación vigente en nuestro país no reconoce pago alguno por mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía mediante la implementación de un mayor número de unidades para la misma capacidad instalada.

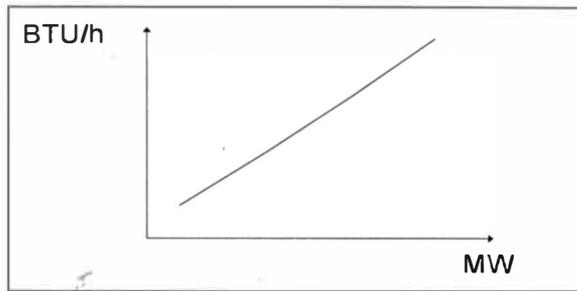
Figura 1.3 Precios Unitarios de Turbinas a Gas en función de la Capacidad



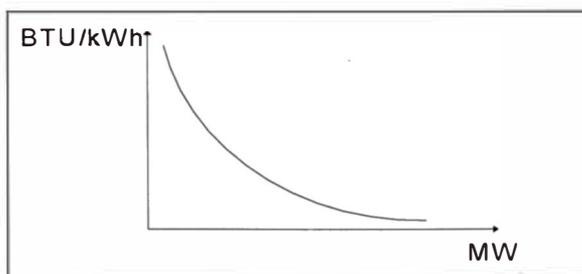
En base a estos argumentos se resolvió que las unidades de expansión tendrían los mismos niveles de capacidad que las unidades que vienen siendo instaladas en el SEIN y que por ende reflejan las necesidades del mercado, incurriendo de este modo en un menor costo por kW.

1.2.3 Consumo Específico

El consumo específico está relacionado con la cantidad de calor consumido por la unidad de generación para la producción de electricidad de acuerdo a diferentes niveles de potencia generada.

Figura 1.4: Consumo de calor en BTU/h por MW

El consumo de calor se expresa en unidades de cantidad de calor que pueden ser BTU (unidad térmica británica) por hora de trabajo. Como se muestra en la figura anterior, la curva de consumo de calor es una curva cóncava en general creciente a medida que la potencia aumenta. Aunque dicha figura se muestra continua, en la práctica posee discontinuidades debido principalmente a la acción de las válvulas y las diferentes etapas de las turbinas. El punto máximo puede corresponder o no a la potencia nominal de la máquina. Los valores del consumo específico de calor para diferentes valores de potencia entregada se pueden obtener directamente de la curva de consumo de calor, dividiendo el valor de entrada por el correspondiente valor de salida en cada punto. La curva que se obtiene es como aquella mostrada en la figura 1.5. A diferencia de la curva de calor la de consumo específico de calor es cóncava decreciente con la potencia y es una medida de la eficiencia térmica de la turbina, referida a la cantidad de combustible necesaria para generar una determinada cantidad de potencia eléctrica.

Figura 1.5: Consumo específico de calor en BTU/kWh por MW

En este punto se hace necesario precisar que el Punto de Rocío de una combustión es la temperatura a la cual deben descender los productos de dicho proceso para obtener agua líquida. En otras palabras, en una misma mezcla combustible podemos encontrar poderes caloríficos distintos según sea el estado de humedad de los productos. Es posible hacer referencia entonces a un poder calorífico inferior (LHV), en el que la totalidad del agua producida por la combustión permanece en estado vapor y a un poder calorífico superior (HHV), en el que la totalidad del agua queda en estado líquido.

Cuantitativamente, la diferencia entre ambas magnitudes es de aproximadamente 6% en combustibles líquidos y de 11% en gas natural. La importancia de estos conceptos radica en que si bien el desempeño de una unidad a gas es calculado en base al poder calorífico inferior (LHV) del combustible utilizado, las compras de combustible se realizan en base al poder calorífico superior (HHV).

Desde el punto de vista económico, el consumo específico es una de las variables que determina el costo variable combustible de una unidad termoelectrónica y la eficiencia de la máquina. Por ello, tanto las empresas que operan en entornos monopólicos como aquellas que trabajan en regímenes competitivos prefieren turbinas con menores consumos específicos, aunque para las últimas su implementación puede significar un mayor despacho de energía. En consecuencia, para un productor de energía en un régimen competitivo, un menor consumo específico está relacionado no solamente con menores costos de operación sino que también sirve como una garantía contra riesgos asociados a la variabilidad de los precios de combustibles y la competencia en el orden del despacho. Por esta misma razón, dado que las empresas monopólicas están mucho menos expuestas a estos riesgos, están menos dispuestas a pagar más por protegerse contra ellos.

Por ello, es recomendable la implementación de una unidad de generación que cuente con el menor consumo específico posible. A fin de cuentas, ello le permitiría al inversionista enfrentarse a los riesgos propios de la competencia con mayores garantías. No obstante, el proyectista no debe olvidar que las unidades más eficientes son generalmente prototipos asociados a mayores riesgos y menor disponibilidad de repuestos y personal especializado en su operación y mantenimiento.

1.2.4 Edad

Se tiene conocimiento que las nuevas turbinas disponibles en el mercado incluyen nuevas tecnologías que brindan beneficios tales como mayor eficiencia y potencias nominales cercanas a las necesidades del mercado, sin embargo, estas ventajas se ven disminuidas frente a la confiabilidad y soporte técnico de las unidades más antiguas pero ampliamente probadas. Dado que la industria eléctrica hace énfasis en la confiabilidad, los catálogos informativos de las unidades a gas suelen informar acerca del número de horas de operación asociadas con el modelo de la máquina. Por ello, a pesar que las máquinas más actuales suelen tener mejores especificaciones, las compañías pueden mostrarse vacilantes al momento de adoptar una nueva tecnología hasta que el modelo este convenientemente probado. Debido a que las compañías de servicios públicos se encuentran operando en mercados monopólicos y los productores independientes en

mercados mayoristas altamente competitivos, esto podría sugerir que los productores independientes podrían adoptar las nuevas tecnologías con más entusiasmo que las entidades monopólicas, debido a las mejores especificaciones de las nuevas unidades.

Por esta razón, el eventual inversionista debería considerar la instalación de unidades de reciente desarrollo de modo que pueda enfrentarse a los riesgos propios de nuestro competitivo mercado en las mejores condiciones.

1.3 Definición de Alternativas de Expansión

De acuerdo a las pautas definidas en la sección anterior, la unidad de expansión no sólo debe poseer el mínimo costo de inversión, sino que debe contar con la mayor eficiencia posible y una capacidad que oscile entre los 170 y 200 MW. Siguiendo dichos criterios, el siguiente cuadro muestra los parámetros de la unidad elegida:

Tabla 1.1: Características Operativas de la Unidad Seleccionada

Potencia (ISO) (kW)	Frecuencia (Hz)	Consumo Específico Neto (BTU/KWh)	Costo de Inversión (US\$)	Precio (US\$/kW)
198,300	60	8,985	38,588,893	195

Además, los precios han sido actualizados a Marzo 2008 a través del índice de la inflación americana correspondiente a turbinas y equipos de generación (pcu333611333611) debido a que las cotizaciones publicadas por la revista GTWH corresponden a Enero 2006.

1.3.1 Factores de Corrección

Para propósitos de comparación, es práctica común informar las características de las turbinas en función de ciertas condiciones estándar. El grupo de condiciones estándar más comúnmente usado en la industria de la generación eléctrica son las condiciones ISO (International Standards Organization) [3], las cuales suponen una humedad relativa del 60%, 15 °C y una presión barométrica de 14.7 psia (equivalente al promedio sobre el nivel del mar).

Los valores de desempeño en condiciones ISO han sido ampliamente divulgados, tanto por fabricantes como por boletines informativos. Todo ello debido a que los usuarios de turbinas a gas requieren de información que defina un grupo de condiciones basadas en datos reales para comparar el desempeño de diversas turbinas. No obstante, el emplazamiento de una nueva central también posee características que suelen ser

llamadas condiciones de sitio. Dichas condiciones han sido definidas como el promedio de la temperatura, la humedad relativa y la presión barométrica asociada con el emplazamiento de la central.

Al momento de realizar la evaluación de la nueva unidad, se procedió a realizar la corrección de los valores de potencia desde la condición ISO hacia condiciones de sitio correspondientes a Chilca, locación situada al sur de Lima y en la que se vienen instalando las nuevas unidades a gas natural. Basados en la información que sustenta la propuesta tarifaria del COES [4], la temperatura promedio anual en dicha localidad es de 21.16 °C.

De modo similar a los estudios desarrollados para el COES, en el presente ejercicio sólo se consideró la temperatura ambiente pues su influencia sobre el desempeño de las turbinas a gas es más significativa que las demás variables. Bajas temperaturas producen aire con elevada densidad que resulta en mayores flujos másicos. Altas temperaturas originan bajas densidades de aire y por lo tanto menores flujos másicos. Del mismo modo, bajas temperaturas producen menores consumos específicos y por lo tanto mejoran la eficiencia del turbogenerador debido al incremento de la tasa de presión. Igualmente, una alta temperatura origina una disminución de la eficiencia de la máquina. Las pautas del PR-17 del COES [5] y una curva típica de corrección publicada por la consultora Black & Veatch [1] sirvieron como base para llevar los parámetros del módulo de generación propuesto a condiciones de sitio.

Tabla 1.2: Características en el Sitio de la Unidad Seleccionada

	Factor Potencia	Potencia (kW)	Factor Consumo Especifico	Consumo Especifico Inferior (BTU/kWh)	Consumo Especifico Superior (BTU/kWh)
Unidad	0,9363	185.668	1,0252	9.211,42	10.224,68

1.3.2 Montos de Inversión

Los precios publicados por la GTWH son costos promedio que no reflejan los costos de transporte, construcción e ingeniería de obras civiles, costos legales, cuotas financieras, puesta en marcha, comisiones y entrenamiento de los operadores pues sólo incluyen costos FOB que suelen ser menores a la mitad del costo de inversión total.

Además, dichas cotizaciones sólo corresponden a la adquisición de una sola unidad de generación conformada por la turbina a gas, el generador, los sistemas de control y funcionamiento básico requeridos para la operación de la planta, sin considerar otros

accesorios. Según lo refiere la propia revista, el equipo de generación valuado está constituido por los siguientes módulos:

- *Módulo de Generación:* Incluye la turbina a gas, el generador, el sistema de encendido, la toma de combustible, los sistemas lubricantes y los controles estándares.
- *Módulo de Balance de Planta:* Incluye los filtros de aire, los silenciadores, los sistemas de monitoreo de vibraciones y controles. Además, los paquetes de venta generalmente incluyen aisladores acústicos para instalaciones al aire libre, con ventilación forzada y sistemas de protección contra incendios.
- *Módulo de Control de Emisiones:* Los sistemas de control de emisiones Dry Low NOx¹, se encuentran incluidos siempre y cuando sus características de diseño se encuentran especificadas en el modelo de la turbina a gas. No obstante, este módulo no incluye los sistemas con agua o inyección de vapor para el control de las emisiones de NOx.

Dado que los precios publicados en la revista GTWH no incluyen los importes que son necesarios para desarrollar el estudio de factibilidad, se utilizaron los criterios detallados en la Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD [6] y los resultados de la última propuesta tarifaria presentada por el COES [4] la cual involucra unidades de similar dimensión. Los resultados fueron los siguientes:

Tabla 1.3: Costo de Inversión de la Unidad de Expansión

Costo	Total (Miles US\$)
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica	61,429.55
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica	4,240.79
Costo Total de la Unidad	64 826,18

1.3.3 Costo Variable no Combustible (CVNC)

Como se indicó anteriormente, el costo variable no combustible es aquel que está relacionado con los repuestos usados durante los mantenimientos y aquellos elementos no carburantes que son consumidos durante el proceso de combustión. Dicho costo puede ser explicado más precisamente si se desagrega en las dos componentes siguientes:

¹ Usualmente se llama NOx a las emisiones de NO y NO₂, las cuales son productos intermedios del proceso de combustión. Dichos contaminantes son considerados gases de efecto invernadero por su contribución al calentamiento global.

$$CVNC_i = CVM_i + CVONC_i \quad (1.1)$$

Donde:

CVM_i : Costo variable de mantenimiento de la unidad i en US\$/MWh.

$CVONC_i$: Costo variable de operación no combustible de la unidad i en US\$/MWh.

El Costo Variable de Mantenimiento es la parte de los costos de mantenimiento de una unidad que guardan proporción directa con la producción de dicha unidad. El Costo Variable de Operación No Combustible está relacionado a consumibles agregados al proceso de combustión, por consideraciones técnicas de la unidad y que guardan proporción directa con su producción. No obstante, dado que nuestra unidad no requiere ninguna sustancia adicional para operar, su CVNC será idéntico al costo variable de mantenimiento.

En base a los lineamientos del PR-34 del COES [7], que establece una metodología para el cálculo de dicha variable, se tomaron datos de unidades de similar dimensión cuyos costos fueron ajustados a la cotización de la unidad propuesta. Los escenarios analizados consideraron diversos factores de planta:

Tabla 1.4: Costo Variable no Combustible de la Unidad de Expansión

	Número de Arranques al Año	CVNC (US\$/MWh)
Condición Operativa 1	75	4.04
Condición Operativa 2	90	4.03
Condición Operativa 3	110	3.94
	Promedio	4.00

CAPÍTULO II

PROYECCIÓN DE OFERTA Y DEMANDA ELÉCTRICA

2.1 Proyección de la Demanda Eléctrica del SEIN

2.1.1 Antecedentes

La metodología de proyección de la demanda eléctrica del SEIN fue desarrollada inicialmente por la consultora Monenco Agra en 1996, basada en un modelo econométrico en el que la variable explicada eran las ventas anuales de electricidad y las variables explicativas eran el Producto Bruto Interno (PBI), las Tarifas y la Población.

El modelo fue preparado originalmente para el COES del antiguo Sistema Interconectado Centro Norte (COES-SICN). Sin embargo luego la misma metodología fue utilizada para estimar la demanda agregada del SICN y del antiguo Sistema Interconectado Sur (SIS) en un solo modelo. La estimación de los parámetros se realizaba a través del Método de Mínimos Cuadrados Ordinarios (MCO) con series de niveles.

Posteriormente sin embargo, se fueron incorporando al SEIN nuevas cargas y sistemas aislados los cuales no estaban comprendidos en el modelo de la consultora. Dichas cargas no contaban con la información estadística adecuada para ser incorporada al modelo econométrico por lo que se optó por incluir una nueva componente en el modelo. La nueva componente calculaba la demanda eléctrica de las nuevas cargas en base a encuestas e información provista por los inversionistas respecto de sus expectativas futuras de inversión.

La metodología propuesta por la consultora fue utilizada con éxito en la previsión de la demanda de electricidad de los Estudios Tarifarios durante varios años. No obstante, desde el año 2004 se advirtió que el modelo presentaba problemas estructurales pues sus resultados no reflejaban el acelerado crecimiento del consumo de energía en el SEIN.

Finalmente, luego de años de controversia, en 2007 el COES y el OSINERGMIN acordaron aplicar un Modelo Econométrico de Corrección de Errores [8] a fin de proyectar la demanda vegetativa y continuar con el uso de encuestas para proyectar el consumo de

las cargas incorporadas y especiales, según la propuesta del Área de Estudios Económicos del ente regulador.

En tal sentido, dado que esta metodología cuenta con el aval de ambas instituciones, se consideró que su aplicación en el desarrollo del presente ejercicio era imprescindible.

2.1.2 Metodología de Proyección de la Demanda

Como se mencionó anteriormente, tanto el COES como el OSINERGMIN vienen aplicando una metodología de estimación y proyección del consumo de electricidad que separa la demanda en dos componentes:

- La primera corresponde a una metodología basada en análisis econométrico que proyecta el consumo residencial y comercial sin incluir cargas especiales e incorporadas.
- La segunda es una proyección de cargas especiales e incorporadas basada en encuestas y opiniones sobre el consumo eléctrico de futuros proyectos y la ampliación de importantes cargas ya existentes.

Una vez obtenidos los resultados de ambas componentes, se suman obteniéndose proyecciones agregadas del consumo eléctrico futuro.

2.1.3 Cálculo de la Primera Componente: Modelo Econométrico de Corrección de Errores

El Modelo Econométrico de Corrección de Errores empleado por el COES y el OSINERGMIN para calcular la demanda eléctrica futura cuenta con dos correlaciones cuyas variables explicativas son el PBI, la Población y las Tarifas de Electricidad, según se muestra en la siguiente formulación:

Ecuación de Error:

$$\text{LN}(\text{Ventas}) = c_0 + m_1 * \text{LN}(\text{Población}) + m_2 * \text{LN}(\text{PBI}) + m_3 * \text{LN}(\text{Tarifas}) \quad (2.1)$$

Donde:

LN(Ventas): Logaritmo natural de las ventas.

LN(Población): Logaritmo natural de la población.

LN(PBI): Logaritmo natural del PBI.

LN(Tarifas): Logaritmo natural de las Tarifas de Energía.

Ecuaciones de Corrección de Error:

$$\text{DLN}(\text{Ventas}) = d_0 + k_1 * \text{DLN}(\text{PBI}) + k_2 * \text{DLN}(\text{Ventas}(-2)) + k_3 * \text{LN}(\text{Error}(-1)) + k_4 * \text{D}(\text{D92}) \quad (2.2)$$

$$\text{LN(Error)} = \text{LN(Ventas)} - (c0 + m1*\text{LN(Población)} + m2*\text{LN(PBI)} + m3*\text{LN(Tarifas)}) \quad (2.3)$$

Donde:

DLN(Ventas): Primera diferencia del logaritmo natural de las ventas.

DLN(PBI): Primera diferencia del logaritmo natural del PBI.

DLN(Ventas(-2)): Segunda diferencia del logaritmo natural de las ventas.

LN(Error(-1)): Logaritmo natural del error -1.

D(D92): Primera diferencia de la variable ficticia Dummy 1992.

LN(Error): Logaritmo natural del error.

Como se aprecia, la aplicación del modelo econométrico requiere de la disposición de datos históricos de ventas de energía, tarifas, población y PBI. Los tres primeros datos fueron extraídos de los archivos de demanda elaborados por el COES mientras que los porcentajes de crecimiento del PBI en el mediano plazo (hasta 3 años) fueron tomados de la encuesta de expectativas macroeconómicas que realiza periódicamente el Banco Central de Reserva del Perú a diversos analistas económicos. Respecto a los porcentajes aplicables en el largo plazo, se consideró una tasa moderada de crecimiento del orden de 3.8%, similar al promedio de los últimos 10 años, de modo que el incremento de la demanda vegetativa sea del 5.0% anual. El siguiente cuadro muestra dichos porcentajes:

Tabla 2.1: Evolución del PBI

Año	Crecimiento PBI	Fuente
2008	7.00%	Reporte Informativo N° 11 BCRP
2009	6.20%	Reporte Informativo N° 11 BCRP
2010	6.20%	Reporte Informativo N° 11 BCRP
2011 - 2016	3.80%	Criterio Propio

Los resultados del modelamiento arrojados por el MS-EXCEL indican que los coeficientes de determinación de ambas ecuaciones son mayores a 0.8, lo cual sugiere que el modelo posee la suficiente capacidad para pronosticar la variable explicada. Además, el estadístico F demuestra la significación global del modelo [9], pues indica que los coeficientes calculados son significativamente mayores que cero.

Tabla 2.2: Tabla de Coeficientes de la Ecuación de Error

m3	m2	m1	c0
-0.0766	0.6923	1.6488	-15.1239

Tabla 2.3: Resultados de la Ecuación de Error

LN(Población)	LN(Tarifas)	LN(PBI)	Cte.
1,648815	-0,076559	0,692332	-15,12391
0,0722	0,0218	0,0408	0,5005
0,9949	0,0256		
1492,1676	23,0000		
2,9264	0,0150		

$$R^2 = 0.9949$$

$$F = 1,492.2$$

Tabla 2.4: Tabla de Coeficientes de las Ecuaciones de Corrección de Errores

k4	k3	k2	k1	d0
-0.0968	-0.3999	-0.1750	0.5517	0.0368

Tabla 2.5: Resultados de las Ecuaciones de Corrección de Errores

DLN(Error(-1))	DLN(Ventas(-2))	D(DUM)	DLN(PBI)	Cte.
-0,399865	-0,174993	-0,096831	0,551675	0,03681
0,2579	0,0790	0,0222	0,0753	0,0060
0,8854	0,0204			
36,7157	19,0000			
0,0613	0,0079			

$$R^2 = 0.8854$$

$$F = 36.8$$

2.1.4 Cálculo de la Segunda Componente: Proyección de la Demanda Eléctrica de las Cargas Especiales e Incorporadas y de los Nuevos Proyectos

Como se mencionó en líneas anteriores, las ventas totales históricas de energía eléctrica están conformadas por cuatro grandes tipos de cargas: las Cargas Vegetativas, las Cargas Especiales, las Cargas Incorporadas y los Grandes Proyectos. Las Cargas Vegetativas o Demanda residencial y comercial se caracterizan por presentar una tendencia de crecimiento que puede ser explicada mediante proyecciones econométricas debido a la disponibilidad de información mientras que las Cargas Especiales se caracterizan por ser, en su mayoría, cargas mineras con un alto factor de carga. Se sabe además que muchas de estas cargas se incorporaron recientemente al SEIN por lo que aún no se cuenta con la adecuada información estadística. Las Cargas Incorporadas son aquellos sistemas eléctricos que antes operaban en forma aislada y se han venido

incorporando al SEIN paulatinamente. Dado que en su mayoría se trata de cargas residenciales, se supuso que ostentarían tasas de crecimiento idénticas a las de la demanda vegetativa. Finalmente, los Grandes Proyectos son aquellas nuevas cargas que corresponden principalmente a grandes proyectos mineros o ampliaciones significativas de las actuales empresas mineras que demandarían considerables cantidades de energía eléctrica del sistema. Para realizar las proyecciones de las mencionadas cargas, se tomaron los datos presentados por el COES durante el Proceso Tarifario 2008 [4], los cuales incluyen información hasta el año 2010. Respecto a los consumos de dichas cargas a partir del año 2011, se utilizaron los supuestos del proyecto de refuerzo del sistema de interconexión Centro Sur elaborado por el MINEM [10] y algunos datos de los estudios sustentatorios correspondientes al Plan Referencial de Electricidad 2005-2014 [11]. El detalle anual de las cargas se aprecia en las siguientes tablas:

Tabla 2.6: Cargas Incorporadas (GWh)

	2008	2009	2010
Talara	107	109	112
Tumbes	123	126	128
Yura - Cachimayo	193	193	193
Corire, Camana, Joya, Santa Rita y otros	57	57	57
Pucallpa	156	160	165
Bagua - Jaen	6	12	12
Tarapoto- Moyobamba y Bellavista	30	151	158
Puerto Maldonado	18	53	56
Energía total de cargas incorpor. (GWh)	690	861	882

Tabla 2.7: Cargas Especiales (GWh)

	2008	2009	2010
Ex-Centromin	1,107	1,221	1,298
Shougang Hierro Perú	562	681	727
Antamina	687	700	730
Southern	1,690	1,729	1,729
Proyectos de Cerro Verde	1,287	1,287	1,287
Tintaya BHP (Incluye planta de Oxidos)	308	308	308
San Rafael (MINSUR)	113	113	113
Callalli	197	197	197
Cementos Yura	101	105	106
Yanacocha (Nuevo)	453	453	453
Huarón	65	68	72
Ampliacion de Aceros Arequipa	-	55	197
Energía total de cargas especiales (GWh)	6,571	6,916	7,218

Tabla 2.8: Nuevos Proyectos (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Cerro Corona (Soc. Minera Corona-Cajamarca)	184	194	194	194	194	194	194	194	194
Cajamarquilla (2ra Etapa Ampliación)	135	360	653	653	653	653	653	653	653
Ampliacion Quimpac		69	138	138	138	138	138	138	138
Marcobre (Mina Justa)		138	187	187	187	187	187	187	187
Expansión de la concentradora Cuajone			136	136	136	136	136	136	136
Expansión de la concentradora Toquepala			279	279	279	279	279	279	279
Expansión de la Fundicion de Ilo y refineria de cobre			144	144	144	144	144	144	144
Proyecto Tia Maria			557	557	557	557	557	557	557
Antapacay			362	799	799	799	799	799	799
Bayovar			54	183	183	183	183	183	183
Los Chancas					474	666	666	666	666
Las Bambas						350	533	533	533
Quellaveco							408	857	857
Toromocho								50	766
Berenguela								141	141
Energia total de proyectos (GWh)	319	761	2,703	3,269	3,743	4,284	4,875	5,516	6,232

2.1.5 Pérdidas de Transmisión, Transformación y Distribución

Los porcentajes de pérdidas de transmisión, transformación y distribución empleados en la presente proyección corresponden a las tasas de pérdida calculadas por el COES en base a los valores históricos de los años 2004, 2005 y 2006. Dichos porcentajes se encuentran definidos por el COES para el período 2008 - 2010, por lo que se consideraron constantes a partir del año 2010 a fin de completar el período de estudio. Los porcentajes de pérdidas utilizados fueron los siguientes:

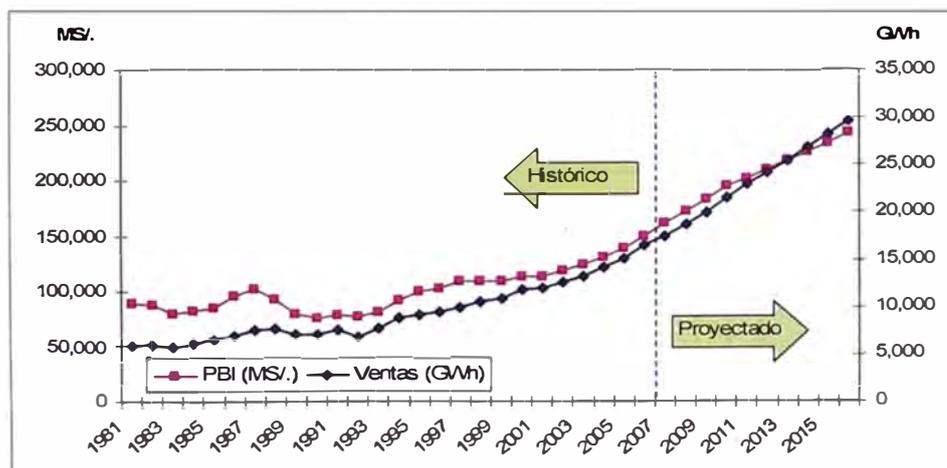
Tabla 2.9: Pérdidas de Transmisión, Transformación y Distribución

	2008	2009	2010
Pérdidas de Distribución %	8.25%	8.15%	8.06%
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	2.00%	2.00%	2.00%
Pérdidas de Transmisión %	6.73%	6.73%	6.73%

2.1.6 Demanda Agregada de Energía Eléctrica

Los resultados finales de la proyección de energía y potencia son mostrados en las tablas 2.10 y 2.11, mientras que la figura 2.1 muestra la relación entre la demanda vegetativa y el PBI Anual:

Figura 2.1: Ventas Históricas y Proyectadas de Energía en el SEIN vs. PBI Anual



2.1.7 Distribución de la Demanda en el SEIN

Debido a que el modelo de simulación operativa del SEIN es multinodal, resultó necesario distribuir la demanda del sistema en cada una de sus barras de carga. Para ello se utilizó como base la distribución desarrollada por el COES la cual se fue actualizando anualmente conforme se iban integrando al sistema las cargas de los nuevos proyectos.

Tabla 2.10: Proyección de la Demanda Agregada de Energía 2008 - 2016 (GWh)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Pronostico Econometrico	18,633	19,923	21,493	22,803	24,092	25,389	26,715	28,085	29,509
Venta del Distribuidor MT y BT	14,553	15,560	16,786	17,809	18,816	19,829	20,865	21,935	23,047
Pérdidas de Distribución %	8.25%	8.15%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%	8.06%
GWh	1,308	1,381	1,471	1,561	1,649	1,738	1,829	1,923	2,020
Energía Entregada a Distribución (MT y BT)	15,861	16,941	18,257	19,370	20,465	21,567	22,693	23,857	25,067
Venta Facturada Distribuidor (MAT y AT)	581	622	671	711	752	792	834	876	921
Energía Entregada a Distribución	16,442	17,563	18,928	20,082	21,217	22,359	23,527	24,733	25,988
Pérdidas Transform. Transmis. Distribuidor %	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
GWh	336	359	387	411	434	457	481	506	532
Entrada al Nivel de Distribución	16,778	17,922	19,315	20,493	21,651	22,816	24,008	25,239	26,519
Venta Facturada Generador (MAT, AT y MT)	3,499	3,742	4,036	4,282	4,524	4,768	5,017	5,274	5,542
Salida del Nivel de Transmisión	20,278	21,664	23,351	24,775	26,175	27,584	29,025	30,514	32,061
Pérdidas de Transmisión %	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%	6.73%
GWh	1,463	1,563	1,685	1,788	1,889	1,990	2,094	2,202	2,313
Entrada al Nivel de Transmisión	21,741	23,227	25,036	26,563	28,064	29,575	31,120	32,715	34,374
Total de cargas especiales e incorporadas	7,261	7,778	8,100	8,153	8,206	8,259	8,314	8,370	8,428
Total de proyectos	319	761	2,703	3,269	3,743	4,284	4,875	5,516	6,232
Disminución de Pérdidas REP	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)	(13)
Consumo Propio Centrales	441	478	534	567	599	631	664	698	733
TOTAL	29,749	32,230	36,360	38,538	40,599	42,736	44,959	47,286	49,755
Aporte de Refinería de la Pampilla	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)	(78)
CH La Joya	(52)	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)	(70)
CH Yauli y Sacsamarca	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)	(7)
CT Oquendo - SdF Energia	(55)	(254)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)	(256)
TOTAL SISTEMA	29,557	31,821	35,950	38,128	40,189	42,326	44,549	46,875	49,344
INCREMENTO PORCENTUAL	8.0%	7.7%	13.0%	6.1%	5.4%	5.3%	5.3%	5.2%	5.3%

Tabla 2.11: Proyección de la Demanda Agregada de Potencia 2008 - 2016 (MW)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Entrada al Nivel de Transmisión (GWh)	21,741	23,227	25,036	26,563	28,064	29,575	31,120	32,715	34,374
Factor de carga	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%	75.2%
Potencia	3,301	3,527	3,802	4,033	4,261	4,491	4,725	4,968	5,219
Total de cargas especiales e incorporadas	981	1027	1060	1069	1078	1088	1097	1107	1117
Total de proyectos	23	113	319	371	428	493	564	641	727
Factor de simultaneidad	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%	91%
Consumo Propio Centrales	67	73	81	86	91	96	101	106	111
Disminución de Pérdidas REP - Transmisión	(1)	(1)	(1)	(3)	(6)	(9)	(13)	(17)	(21)
TOTAL	4,372	4,739	5,262	5,557	5,853	6,159	6,475	6,806	7,154
Aporte de Refinería de la Pampilla	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)	(9)
CH La Joya	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)	(10)
CH Yauli y Sacsamarca	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
CT Oquendo - SdF Energía	(51)	(51)	(51)	(51)	(51)	(51)	(51)	(51)	(51)
TOTAL SISTEMA	4,302	4,669	5,192	5,487	5,783	6,089	6,405	6,736	7,084
INCREMENTO PORCENTUAL	8.5%	8.5%	11.2%	5.7%	5.4%	5.3%	5.2%	5.2%	5.2%

2.2 Parque de Generación Existente

El parque de generación existente y sus características técnicas se basan en el informe de potencia firme del COES correspondiente al mes de mayo de 2008 [12]. El siguiente cuadro muestra la potencia efectiva de las centrales hidráulicas existentes:

Tabla 2.12: Centrales Hidroeléctricas Existentes (Año 2008)

Central Hidroeléctrica	Potencia Efectiva (MW)
Mantaro	650.483
Restitución	215.359
Huinco	247.340
Matucana	128.578
Callahuanca	80.433
Moyopampa	64.704
Huampani	30.176
Yanango	42.607
Chimay	150.900
Huanchor	19.632
Cahua	43.114
Pariac	4.951
Gallito Ciego	38.147
Misapuquio	3.866
San Antonio	0.580
San Ignacio	0.422
Huayllacho	0.186
Carhuaquero	104.969
Cañón del Pato	263.491
Yaupi	110.207
Malpaso	48.021
Pachachaca	9.650
Oroya	9.480
Charcani I	1.729
Charcani II	0.600
Charcani III	4.580
Charcani IV	15.301
Charcani V	144.622
Charcani VI	8.947
Machupicchu	85.791
Aricota 1	22.500
Aricota 2	12.400
Yuncan	136.760
San Gabán II	113.098
Total	2,813.624

Del mismo modo, la tabla 2.13 muestra la potencia efectiva de las centrales térmicas que actualmente se encuentran operativas:

Tabla 2.13: Centrales Termoeléctricas Existentes (Año 2008)

Central Termoeléctrica	Potencia Efectiva (MW)
Yarinacocha	24.523
Santa Rosa	229.310
Ventanilla	492.745
Malacas	30.062
Malacas 2	100.649
Chiclayo Oeste	24.391
Piura	38.027
Sullana	8.479
Paita	5.805
Chimbote	44.016
Trujillo	20.360
San Nicolas	64.329
Aguaytia	176.592
Kallpa	176.829
Chilina	43.211
Mollendo	105.177
Dolorespata	11.450
Calana	25.506
Ilo 1	206.471
Ilo 2	141.829
Chilca 1	350.490
Bellavista	3.525
Taparachi	4.878
Total	2,328.654

2.3 Proyección de Precios de Combustibles

2.3.1 Importancia del Precio de los Combustible en la determinación de los Costos Marginales

Se sabe que el Costo Marginal del SEIN está determinado por la unidad de generación que produzca la unidad adicional de energía de costo más elevado. Debido a que las unidades de generación que utilizan fuerza hidráulica poseen un costo de operación menor al de las unidades térmicas puede suponerse que durante los períodos mayor demanda y menor disponibilidad del recurso hidráulico, las unidades termoeléctricas fijarán el costo marginal. Por ello, proyectar el costo de cada uno de estos

combustibles con la mayor precisión posible y basados en la mejor información disponible resulta de capital importancia para determinar los costos marginales futuros.

2.3.2 Cálculo de Precios de Gas Natural

Los contratos vigentes de suministro de gas natural de Camisea señalan que los precios de realización entre los generadores y el productor de gas natural deben ser indexados a la inflación de maquinaria en campos petrolíferos y al aumento de los precios de los combustibles en Estados Unidos, en una proporción de 60% y 40% [13]. Sin embargo, dichos contratos establecen que hasta el 2013 el incremento acumulado anual del precio de realización no podrá ser mayor al 5% mientras que durante los 5 años siguientes, el incremento no podrá ser mayor al 7%. A pesar de los topes, la regulación vigente permite que los generadores declaren anualmente precios distintos a los que se establecen en sus contratos de suministro [14], de modo que el precio efectivamente considerado para el despacho es el que resulte menor entre el precio de realización y el precio declarado [15].

Por esta razón, resulta importante disponer de proyecciones de la inflación americana y de combustibles, principalmente el petróleo, que estén basadas en perspectivas del mercado. Respecto a la inflación, se ha utilizado la proyección desarrollada por la consultora Global Insight afincada precisamente en Estados Unidos mientras que las proyecciones de los precios de combustibles están basadas en las cotizaciones de petróleo en el mercado de futuros NYMEX [16] correspondientes a la sesión del 27 de mayo de 2008. Los siguientes cuadros muestran las proyecciones de crecimiento de la inflación americana y las cotizaciones futuras de petróleo crudo ligero:

Tabla 2.14: Crecimiento de la Inflación de EE.UU. (%)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PPI	3.3%	1.4%	1.8%	1.9%	2.0%	1.9%	2.0%	2.0%	1.9%

Fuente: Global Insight

Tabla 2.15: Cotizaciones de Petróleo Crudo Ligero (27.05.2008)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
WTI (\$/BBL)	120.2	130.2	129.1	129.2	129.9	130.6	131.2	132.1	133.2

Fuente: New York Mercantile Exchange

En cuanto a los precios asignados al gas natural utilizado en la generación eléctrica de las centrales de Talara y Aguaytia, se ha observado que históricamente sus

titulares suelen declarar costos combustibles directamente proporcionales a las cotizaciones del petróleo residual en el mercado internacional. La tabla 2.16 muestra las proyecciones de los precios de gas natural correspondientes al periodo 2009-2016:

Tabla 2.16: Proyecciones de Precios de Gas Natural (US\$/MMBTU)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
WESTING7	2.419	2.509	2.602	2.701	2.838	2.984	3.028	3.075
VENTANILLA	0.936	1.685	2.524	2.619	2.751	2.890	2.933	2.978
UTI	2.419	2.509	2.602	2.701	2.838	2.984	3.028	3.075
CHILCA 1	0.340	1.356	2.463	2.559	2.693	2.836	2.877	2.921
KALLPA	2.328	2.418	2.510	2.608	2.745	2.889	2.931	2.976
EEPSA TGN4	2.449	2.428	2.431	2.442	2.454	2.465	2.481	2.500
EEPSA TG12	8.305	8.237	8.245	8.282	8.324	8.362	8.415	8.481
AGUAYTIA	1.879	1.864	1.866	1.874	1.883	1.892	1.904	1.919

2.3.3 Cálculo de Precios de Combustibles Líquidos y Carbón

En relación a los precios del carbón usado para producir energía en la C.T. Ilo 2, se observó también una correlación con los precios internacionales del crudo, aún cuando dichos precios resultan de arreglos comerciales entre el titular de la mencionada central y sus respectivos suministradores. La siguiente tabla muestra el resultado del cálculo desarrollado:

Tabla 2.17: Proyecciones de Precios de Carbón (US\$/Ton)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Carbón	103.07	102.45	102.52	102.86	103.24	103.59	104.08	104.68

En lo referente a los combustibles líquidos, las correlaciones entre los precios internacionales y los precios en el puerto del Callao [17] deben considerar los efectos del retraso en la fijación de precios y el fondo de compensación de hidrocarburos que evita que los precios de los carburantes se eleven de manera significativa. La tabla 2.18 muestra los resultados de la proyección efectuada:

Tabla 2.18: Proyecciones de Precios de Combustibles Líquidos (US\$/BBL)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Diesel N°2	143.98	142.79	142.94	143.57	144.30	144.95	145.87	147.00
Residual 6	95.03	94.25	94.35	94.76	95.25	95.68	96.29	97.04
Residual 500	91.16	90.41	90.50	90.90	91.37	91.78	92.36	93.08

2.4 Proyección de Mantenimientos

Como mencioné en el capítulo anterior, se utilizó la metodología aplicada por el COES en la Propuesta de Tarifas de Noviembre de 2004 [18], en la que se describen los criterios para la proyección de los mantenimientos en el corto, mediano y largo plazo. No obstante, fue necesario adaptar la mencionada metodología a las necesidades del estudio por lo que, en el caso de las centrales hidráulicas, se evaluaron solamente los mantenimientos de las centrales relacionadas al lago Junín (el embalse más importante del SEIN) mientras que en el caso de las centrales termoeléctricas, se realizó una estimación de los mantenimientos de las centrales eficientes y de bajo coste operativo. Aunque la determinación de dichas centrales resulta subjetiva, bajo nuestro criterio dicho grupo de centrales está conformado por aquellas que utilizan el gas natural y el carbón como combustibles. Se asume que dichos grupos de generación precisarían estar indisponibles durante algún tiempo, pues en el contexto actual, las centrales que utilizan combustibles líquidos sólo serían usadas eventualmente en los bloques de punta del período de estiaje, dándoles tiempo para que se efectúen sus respectivos mantenimientos en los períodos en que no son necesarias para el despacho.

2.4.1 Mantenimiento de Centrales Termoeléctricas

Durante el desarrollo del presente ejercicio se consideró conveniente uniformizar la gestión de mantenimiento de las unidades termoeléctricas a gas natural a fin de facilitar la programación y evitar discusiones sobre las posibles diferencias en la gestión de mantenimientos de titulares que poseen unidades idénticas o semejantes.

Se observó que algunas programaciones de mantenimiento mayor de unidades térmicas coincidieron en un mes determinado, lo que causó que se elevara inadecuadamente el costo marginal de la energía. Por ello se modificó la programación del mantenimiento de las unidades involucradas corriendo los períodos de mantenimiento en -3 y +3 meses de la programación original. Una vez efectuada la revisión de los mantenimientos y de los costos marginales de la energía, se volvió a correr el Modelo, cuyos resultados esta vez si fueron definitivos.

Las horas de operación cronológicas se hallaron a partir de la siguiente fórmula, aplicada a todas las unidades térmicas eficientes:

$$HO = E / P \quad (2.4)$$

Donde:

E: Energía generada mensual MWh.

P: Potencia efectiva MW.

El número de arranques mensuales de las unidades turbogas se colocaron en función de las horas de operación cronológicas según se muestran en la tabla siguiente:

Tabla 2.19: Arranques Mensuales por Horas de Operación

TG - HO mensual		Arranques
<=	>	
744	617	1
617	343	4
343	257	12
257	88	22
88	0	HO/4

El flujo de mantenimientos considerado en el presente ejercicio corresponde al ciclo de las unidades de la C.T. Chilca 1, la cual cuenta con unidades cuyas dimensiones son similares a las unidades de expansión:

Tabla 2.20: Flujo de Mantenimientos

HEO	Tipo	Días
8,333	Menor	3
16,667	Menor	3
25,000	Menor	3
33,333	Menor	3
41,667	Menor	3
50,000	Mayor	30

En el caso de las unidades de la C.T. Ventanilla, el mantenimiento de la unidad turbovapor se adecuó al mantenimiento de las turbinas a gas asociadas.

Por otro lado, las unidades turbovapor que no operan en Ciclo Combinado, poseen un flujo de mantenimiento más sencillo. Dado que anteriormente se estableció que sólo se determinarían los mantenimientos de las unidades que tenían como combustible gas natural y carbón, sólo se describe el flujo correspondiente a la unidad turbovapor a carbón de la C.T. Ilo 2:

Tabla 2.21: Flujo de Mantenimientos unidad TV21 C.T. Ilo 2

HEO	Tipo	Días
12 meses	Anual	12
30,000	Mayor	60

Las horas equivalentes de operación se determinaron de acuerdo a la ecuación presentada por el COES y correspondiente las unidades de la C.T. Chilca 1:

$$\text{HEO} = \text{HO} + \text{HOD} + 10 \cdot \text{NAN} \quad (2.5)$$

$$\text{HOD} = 0.25 \cdot \text{HO} \quad (2.6)$$

Donde:

HEO: Horas equivalentes de operación

HO: Horas Operación

HOD: Horas de Operación debido a cambios rápidos de temperatura

NAN: Número de Arranques

Cabe precisar que se supuso que todas las unidades continuaban su ciclo de operación y mantenimiento regular por lo que fue necesario obtener las HOE acumuladas a mayo de 2008 [19].

2.4.2 Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas

Generalmente el mantenimiento de las unidades hidráulicas se realiza en época de estiaje, en la que evidentemente la capacidad instalada de la mayoría de hidroeléctricas supera la capacidad que la disminución de caudales permite producir. Así, en estos períodos, puede sacarse fuera de servicio una de sus unidades de generación sin que la producción de energía se vea afectada. Además, según lo referido por los especialistas del COES, los mantenimientos de las unidades hidráulicas son determinados por los respectivos titulares, debido a que no se cuenta con ningún tipo de metodología uniforme para proyectar dichos mantenimientos. No obstante, el caso del complejo Mantaro es significativo por el volumen de energía que produce y que se ve restringida cuando se realizan purgas de la represa de Tablachaca, las cuales suelen efectuarse en marzo y cada 6 años, es decir en plena época de avenida. En tal sentido, el modelamiento de la purga de la represa de Tablachaca resulta necesario por cuanto se llegan a restringir hasta 300 MW de potencia.

Para ello, el modelamiento se realizó siguiendo los criterios del COES que para efectos de simulación relaciona la limpieza de la represa de Tablachaca con la indisponibilidad de la Central Restitución.

En 2004 [18], el COES supuso que la pérdida diaria de generación en la C.H. Restitución ascendía a 2810 MWh. Si además consideramos que la limpieza completa de la represa toma 14 días, puede afirmarse que durante la purga, la C.H. Restitución tendrá una tasa de indisponibilidad de 25.3%.

2.5 Plan de Expansión de Generación

La expansión del parque de generación se determina a partir de la búsqueda de la combinación óptima del conjunto de plantas de generación que deben instalarse a lo largo del tiempo y que llevan a la minimización de costos del suministro de energía, lo cual involucra costos de inversión y operación, pero bajo precios que sustenten la viabilidad económica de la implementación de los proyectos, y su sostenibilidad en el tiempo satisfaciendo, además, la calidad, confiabilidad y seguridad del suministro para el cubrimiento de la demanda de potencia y energía del mercado. El análisis debe incluir el parque generador existente y los proyectos que se encuentren en fase de construcción o que cuenten con compromisos sustentados.

Siguiendo dicho criterio, se consideraron las unidades incluidas en el programa de obras del Informe para la Fijación de Tarifas en Barra elaborado por OSINERGMIN [20] y la ampliación de la C.H. Machu Picchu para enero de 2011.

Tabla 2.22: Proyectos de Generación Comprometidos

Fecha	Proyecto	Potencia (MW)
Feb-08	C.H. Carhuaquero G4	10.0
Abr-08	C.H. La Joya	10.0
Jun-08	C.H. Caña Brava	5.5
May-09	C.T. Oquendo	50.0
Jun-09	C.H. Poechos II	10.0
Jun-09	Repotenciamiento C.H. Pariac	7.7
Jul-09	TG2 de la C.T. Kallpa	176.0
Sep-09	TG3 de la C.T. Chilca I	176.0
Nov-09	C.H. Platanal	220.0
Ene-10	TG C.T. Santa Rosa	186.0
Ene-11	Ampliación C.H. Machu Picchu	50.0

Asimismo, se consideraron las obras de transmisión incluidas en el mencionado informe, tras las cuales se supuso que el sistema de transmisión sería ampliado mediante el incremento de la capacidad de las instalaciones actuales a modo de sistema económicamente adaptado:

Tabla 2.23: Proyectos de Transmisión Comprometidos

Fecha	Proyecto	Tensión (kV)
Mar-08	L.T. Cajamarca - Corona 220 kV	220
Abr-08	L.T. Zapallal-Paramonga-Chimbote 220 kV (2da. Terna)	220
Jun-08	L.T. Carhuaquero-Jaen	138
Sep-08	L.T. San Gabán-Mazuko-Puerto Maldonado	138
Oct-08	L.T. Tocache-Bellavista	138
Nov-08	S.E. Chillón 2x120 MVA	220/60
Jul-09	Repotenciamiento línea Mantaro-Socabaya a 505 MVA	220
Dic-09	S.E. Los Industriales 120 MVA	220/60
Oct-10	L.T. Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca	220
Oct-10	L.T. Corona-Carhuaquero	220
Nov-10	L.T. Machu Picchu-Cotaruse	220
Nov-10	L.T. Mantaro-Moquegua	220

Se observó una importante reducción del margen de reserva a partir del año 2010, alcanzando el 14% en 2011 en caso no se instale una nueva central de generación. Por esta razón se consideró iniciar el cálculo del Plan de Expansión en el año 2010. Dicho Plan óptimo fue determinado mediante el uso del modelo computacional WASP (Wein Automatic System Planning Package) [21], el cual es un modelo diseñado para encontrar la política de expansión de generación económicamente óptima de un sistema eléctrico respetando un conjunto de restricciones especificadas por el usuario. Utiliza la técnica de simulación probabilística para estimar la confiabilidad y el costo de operación y el método de programación dinámica para determinar la política óptima de expansión. Además, está conformado por siete módulos interrelacionados que permiten observar resultados intermedios de modo que es posible efectuar correcciones de los datos de entrada sin perder tiempo de computador. En lo fundamental, el WASP procesa y genera archivos que contienen información sobre características de la demanda futura, de las centrales existentes y de las centrales que se consideran como candidatas a formar el plan de expansión. Luego, genera una gran cantidad de configuraciones alternativas que podrían abastecer la demanda cumpliendo ciertos requisitos exigidos por el usuario. Posteriormente calcula el costo de operación anual para cada configuración. Este cálculo se realiza utilizando la técnica de simulación probabilística para tomar en cuenta la indisponibilidad de las unidades térmicas y considerando hasta 5 condiciones hidrológicas. Mediante el método de programación dinámica determina la fecha de puesta en servicio de las centrales que hacen mínimo el costo total actualizado de inversión, operación y falla del sistema. En tal sentido, los datos utilizados en el desarrollo del escenario corresponden a los datos presentados en el presente informe los cuales

permitieron analizar diversas configuraciones de expansión. El Plan de Expansión arrojado por el modelo, en modo dinámico, es el siguiente:

Tabla 2.24: Resultados del Modelo WASP

Año	Proyecto	Potencia (MW)
2010	Expansión Camisea: TG1	185
2011	Expansión Camisea: TG2 y TG3	370
2012	Expansión Camisea: TG4 y TG5	370
2013	Expansión Camisea: TG6 y TG7	370
2014	Expansión Camisea: TG8 y TG9	370
2015	Expansión Camisea: TG10 y TG11	370
2016	Expansión Camisea: TG12 y TG13	370

Sin embargo, dado que el modelo WASP es uninodal, no es capaz de determinar la ubicación de las nuevas unidades en la red. Por ello, las nuevas unidades fueron ubicadas discrecionalmente en el área de Chilca, al sur de Lima y en el sur del Perú, siguiendo los lineamientos del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP [22] y del Proyecto de Refuerzo del Sistema de Interconexión Eléctrica Centro Sur, presentado por el MINEM.

De acuerdo al Plan de REP, se ha considerado que la zona de Chilca seguirá acogiendo aún más unidades de generación de modo que en el mediano plazo sea necesaria la transmisión en 500 kV. Así pues, se considera la pronta instalación (2010) de una línea desde la S.E. Chilca 220 kV hacia la S.E. Zapallal 220 kV pasando por S.E. Planicie 220 kV, alternativa recomendada por REP y que ya ha sido tomada por el MINEM a fin de licitarla. No obstante este proyecto posee una ampliación a mediano plazo que incluye la instalación de una nueva subestación en el área sur de Lima denominada Camisea en 500 kV que estaría unida a la S.E. Zapallal en dicho nivel de tensión.

Por el lado del Proyecto del Expansión de la Interconexión, se recomienda construir una línea de transmisión en 500 kV entre las S.E. Mantaro y Montalvo (Moquegua), con una subestación intermedia en Caravelí que ya ha sido considerada por el OSINERGMIN y que se encuentra incluida en la lista de la tabla 2.23. Además, en una segunda etapa, se propone instalar una línea que enlace las S.E. Caravelí y Marcona en 500 kV, incluyendo una tercera etapa que consolide un anillo al unir las S.E. Socabaya y Marcona en 500 kV. Dicho sistema permitiría ampliar la generación por la zona sur del país evitando concentrar la generación en la zona sur de Lima. Para ello es evidente que tanto el gaseoducto regional de Ica, que se iniciaría en Humay y llegaría hasta Marcona,

como el gaseoducto sur que se iniciaría en Camisea y que llegaría hasta Ilo pasando por las ciudades de Cuzco y Arequipa, permitirían que nuevas centrales de generación se asienten en el sur del país. Dichas centrales cubrirían el aumento de la demanda vegetativa y el consumo de los proyectos mineros asentados en dicha zona y considerados en el punto 2.1.4.

Respecto al norte y al centro del país, se consideró, como se señaló anteriormente, que el sistema sería paulatinamente ampliado a modo de sistema económicamente adaptado para evitar congestiones en las áreas de consumo y producción.

Siendo así, la distribución geográfica de los proyectos de generación considerados en el presente trabajo fue la siguiente:

Tabla 2.25: Distribución Geográfica de los Nuevo Proyectos

Fecha	Proyecto	Potencia (MW)
Ene-10	Camisea TG01 - Chilca: Barra Camisea 500 kV	185
Ene-11	Camisea TG02 - Chilca: Barra Camisea 500 kV	185
Ene-11	Camisea TG03 - Chilca: Barra Camisea 500 kV	185
Ene-12	Camisea TG04 - Cuzco: Barra Cuzco 220 kV	185
Ene-12	Camisea TG05 - Cuzco: Barra Cuzco 220 kV	185
Ene-13	Camisea TG06 - Lima: Barra Sta. Rosa 220 kV	185
Ene-13	Camisea TG07 - Chilca: Barra Camisea 500 kV	185
Ene-14	Camisea TG08 - Marcona: Barra Marcona 500 kV	185
Ene-14	Camisea TG09 - Marcona: Barra Marcona 500 kV	185
Ene-15	Camisea TG10 - Marcona: Barra Marcona 500 kV	185
Ene-15	Camisea TG11 - Arequipa: Barra Caravelí 500 kV	185
Ene-16	Camisea TG12 - Arequipa: Barra Caravelí 500 kV	185
Ene-16	Camisea TG13 - Arequipa: Barra Caravelí 500 kV	185

El incremento de la demanda y su distribución requieren que las instalaciones de transmisión sean ampliadas de modo que se eviten congestiones. No obstante, el análisis mostró que dichos refuerzos no sólo deberían ser ejecutados en el largo plazo, sino incluso en los años 2009 y 2010. La tabla 2.26 muestra la lista de obras consideradas necesarias en el mediano plazo y no incluidas en el listado mostrado en la tabla 2.23:

Tabla 2.26: Proyectos de Transmisión adicionalmente considerados en el periodo 2009-2010

Fecha	Proyecto	Tensión (kV)
Ago-09	Terna 2 L.T. Independencia - Ica	220
Oct-09	Ternas 3 y 4 L.T. Santa Rosa - Puente	60
Nov-09	Terna 3 L.T. Pomacocha - San Juan	220
Ene-10	Terna 1 L.T. Camisea - Zapallal	500
Ene-10	Transformador S.E. Zapallal 500/220 kV	500/220
Ene-10	Ternas 1 y 2 L.T. Planicie - Zapallal	220
Ene-10	Ternas 1 y 2 L.T. Chilca - Planicie	220
Ene-10	Segundo Transformador S.E. Oroya Nueva 220/50 kV	220/50
Ene-10	Segundo Transformador S.E. Guadalupe 220/60 kV	220/60
Ene-10	Terna 2 L.T. Canteras - Independencia	220
Oct-10	Terna 2 L.T. Chiclayo - Carhuaquero	220

Respecto al periodo comprendido entre 2011 y el año 2016, los resultados del análisis indicaron que las instalaciones de transmisión que deberían ser construidas son las mostradas en la tabla 2.27.

Por otro lado, la figura 2.2 presenta las curvas de costos variables de las plantas térmicas a precios de combustibles de 2008, en las que se puede apreciar que actualmente se cuentan con 2000 MW de potencia instalada cuyos costos operativos pueden ser considerados eficientes debido a que se ubican por debajo de los 40 \$/MWh. Sin embargo, el incremento del consumo de energía eléctrica demandará que la potencia acumulada de dichas unidades se incremente en al menos 2400 MW hasta el año 2016.

Figura 2.2: Potencia Acumulada y Costos Variables en 2008 y 2016

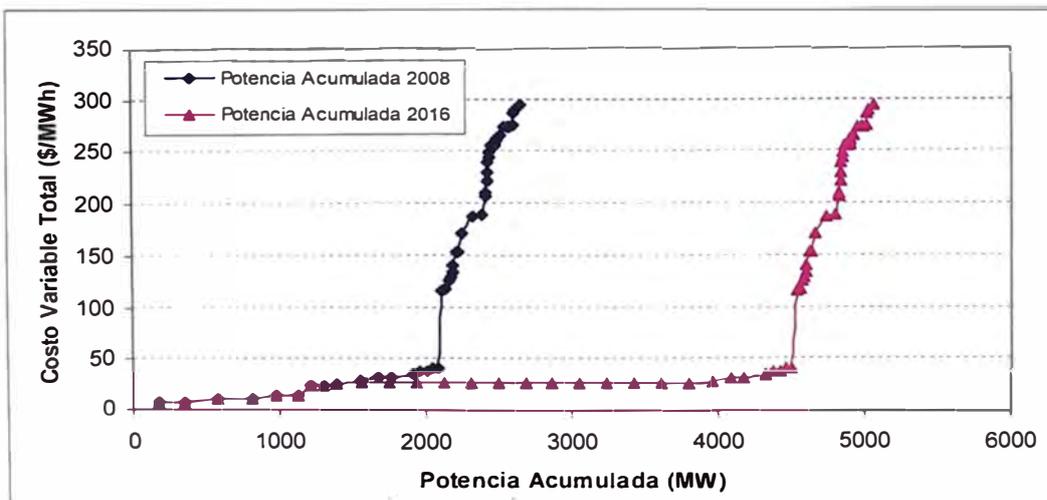
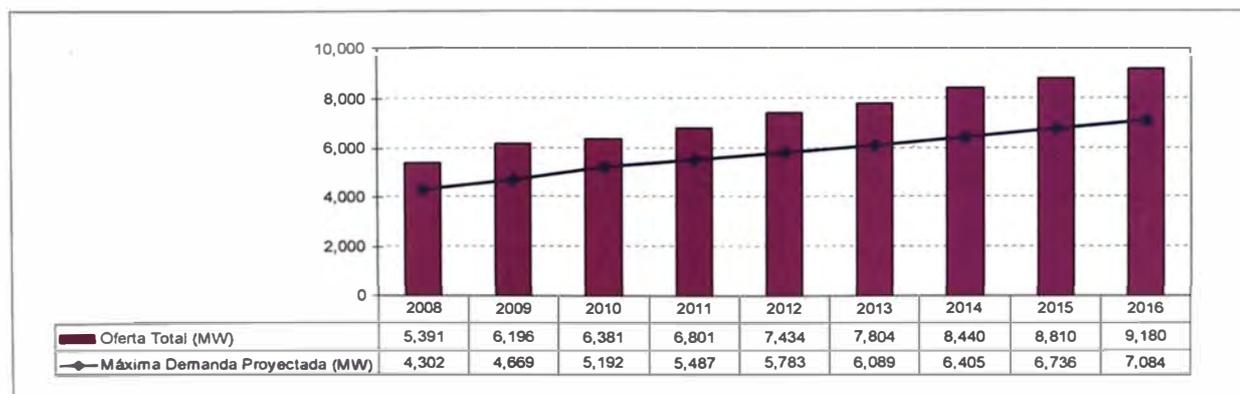


Tabla 2.27: Proyectos de Transmisión considerados en el período 2011-2016

Fecha	Proyecto	Tensión (kV)
Ene-11	Terna 2 L.T. Paramonga Nueva - Huacho	220
Ene-11	Ternas 3 y 4 L.T. Chimbote - Trujillo	220
Ene-11	Ternas 3 y 4 L.T. Ventanilla - Zapallal	220
Ene-11	Ternas 4 y 5 L.T. Ventanilla - Chavarria	220
Ene-12	Ternas 2 y 3 L.T. Machu Picchu - Cotaruse	220
Ene-12	Terna 1 L.T. Quillabamba - Machu Picchu	220
Ene-12	Terna 3 L.T. San Juan - Balnearios	220
Ene-12	Quinto Transformador S.E. Santa Rosa 220/60 kV	220/60
Ene-12	Terna 2 L.T. Machu Picchu - Quencoro	138
Ene-12	Terna 2 L.T. Quencoro - Combopata	138
Ene-13	Ternas 5 y 6 L.T. Santa Rosa - Puente	60
Ene-14	Transformador S.E. Marcona 500/220 kV	500/220
Ene-14	Terna 1 L.T. Marcona - Caravelí	500
Ene-15	Transformador S.E. Socabaya 500/220 kV	500/220
Ene-15	Terna 1 L.T. Caravelí - Socabaya	500
Ene-15	Terna 1 L.T. Toromocho - Callahuanca	220
Ene-15	Terna 3 L.T. Mantaro - Pomacocha	220
Ene-15	Terna 3 L.T. Mantaro - Pachachaca	220
Ene-15	Terna 2 L.T. Pachachaca - Oroya Nueva	220
Ene-16	Terna 2 L.T. Mantaro - Huayucachi	220
Ene-16	Terna 2 L.T. Paragsha - Huanuco	138
Ene-16	Terna 3 L.T. Chiclayo - Carhuaquero	220

Asimismo, la figura 2.3 muestra el balance entre la oferta total de generación y la máxima demanda proyectada:

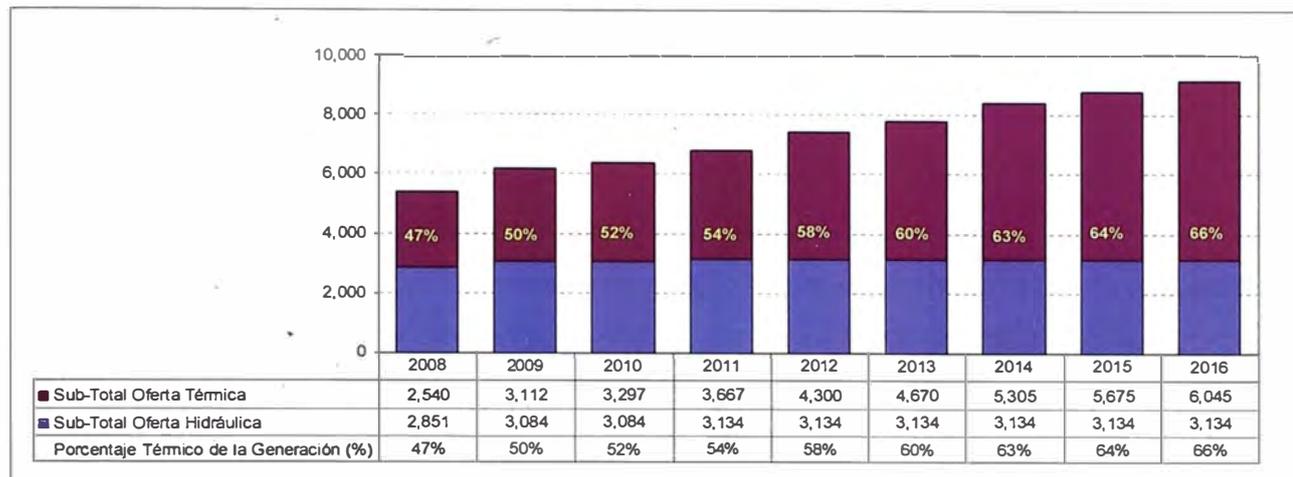
Figura 2.3: Oferta Total vs. Máxima Demanda Proyectada



Respecto a la distribución de la oferta de acuerdo a la fuente de energía, la siguiente figura muestra que el porcentaje de la generación térmica se incrementa hasta

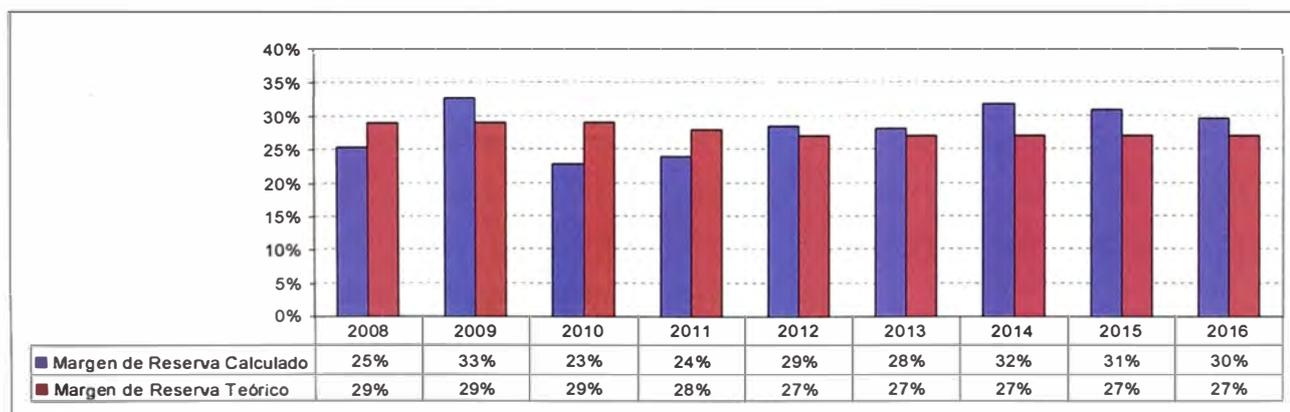
alcanzar el 66% en 2016 mientras que la generación hidráulica, se reduce al 44%. Esta conclusión resulta importante pues indica que si hasta el 2016 no se produjeran inversiones en hidroeléctricas, como parece ser, nuestra dependencia de recursos no renovables se incrementaría fuertemente.

Figura 2.4: Potencia Efectiva por Fuente de Energía Prima



Finalmente, la figura 2.5 muestra la evolución del margen de reserva, calculado mediante los resultados del modelo y el margen teórico establecido por el MINEM en la resolución ministerial N° 202-2008-MEM/DM [23]. Las diferencias se deben básicamente a que las unidades consideradas para la expansión poseen una potencia efectiva que no calza exactamente con los objetivos del MINEM pero que, sin embargo son las que se vienen instalando en el SEIN:

Figura 2.5: Evolución del Margen de Reserva



CAPÍTULO III

PROYECCIÓN DE COSTOS MARGINALES, PRODUCCIÓN DE ENERGÍA E INGRESOS

3.1 Proyección de Costos Marginales y Producción de Energía

La teoría económica demuestra que el óptimo económico para la sociedad se logra cuando los precios de diferentes bienes y servicios corresponden al costo en que se incurre para producir una unidad adicional. En un mercado de competencia perfecta, el equilibrio corresponde al máximo beneficio tanto para el productor como para el consumidor y el precio corresponde a dicho costo, denominado costo marginal.

En un sistema eléctrico, el costo marginal se determina mediante el abastecimiento de la curva de demanda, de modo que la unidad que se encuentre suministrando energía y cuente con el mayor costo variable fija el costo marginal del sistema en su conjunto.

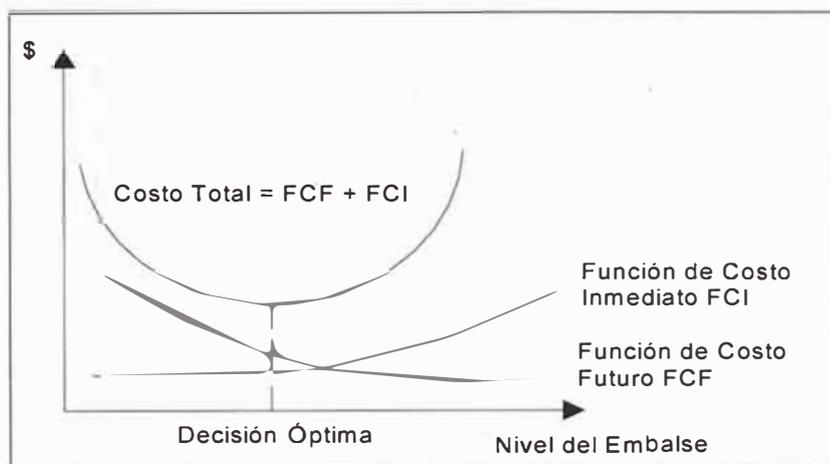
La proyección de los Costos Marginales y la Producción de Energía se realizó mediante el uso del modelo SDDP [24]. El modelo SDDP es un modelo matemático usado por algunas empresas eléctricas y el COES para realizar el planeamiento del Sistema Peruano en el mediano y largo plazo. Dicho modelo realiza una representación multinodal del SEIN, distribuyendo la oferta y la demanda del sistema en varios nodos. Optimiza no sólo la operación del Lago Junín y sus hidroeléctricas asociadas (centrales hidroeléctricas de Malpaso, Santiago Antunez de Mayolo y Restitución) sino también otros embalses que son explicados con adecuado nivel de detalle. El algoritmo de optimización que utiliza se vale de un procedimiento recursivo que hace uso de la programación dinámica dual estocástica como herramienta de decisión en la determinación del programa de operación de mínimo costo.

La operación de un embalse con fines de generación de energía eléctrica plantea el problema de decidir entre un consumo presente del agua versus su empleo futuro. La utilización presente del agua embalsada implica, hoy una menor generación térmica y menor costo de operación, pero con las consecuencias de una mayor probabilidad de que en el futuro, al contar con menos agua, se requiera utilizar instalaciones termoeléctricas

caras o que se presenten fallas en el sistema. Por el contrario si se desea almacenar agua, los costos de operación, ahora con mayor componente térmico, serán más elevados. Existe por lo tanto una decisión óptima entre el consumo presente y futuro del agua, que minimiza el costo de la operación del Sistema.

Como se observa en la Figura 3.1, el analista de un sistema hidrotérmico debe comparar el beneficio inmediato del uso del agua con el beneficio futuro que resulta del almacenamiento de la misma. La función de costo inmediato (FCI) mide los costos de generación térmica en una determinada etapa. Se observa que el costo inmediato aumenta en la medida que disminuye la energía hidro disponible en la etapa, esto es, en la medida que aumenta el volumen almacenado final. A su vez, la función de costo futuro (FCF) está asociada al costo esperado de generación térmica y al racionamiento del final de dicha etapa hasta el final del período de estudio. El costo futuro disminuye en la medida que aumenta el volumen almacenado final, pues habrá más energía hidráulica disponible en el futuro.

Figura 3.1: Uso Óptimo del Agua



Igualmente, mientras que la FCI se calcula directamente como el costo térmico necesario para complementar la generación hidráulica disponible en una etapa, la FCF se calcula en términos conceptuales a través de simulaciones operativas del sistema para diferentes niveles de almacenamiento inicial. El horizonte de simulación depende de la capacidad de almacenamiento del sistema. La simulación se hace más compleja debido a la variabilidad de los caudales afluentes a los embalses que fluctúan a nivel estacional, regional y anual. Debido a esto, los estudios de simulación se hacen de manera probabilística, esto es, se usa un gran número de escenarios hidrológicos.

Luego de determinar la política de uso óptimo del recurso hídrico, la segunda etapa del análisis corresponde a la simulación operativa considerando las probabilidades

de ocurrencia hidrológica y la operación al mínimo costo de cada etapa utilizando los Costos Futuros ya calculados. En general, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro.

Los costos marginales de las barras Chimbote 220 kV, Santa Rosa 220 kV y Socabaya 220 kV, representativas de las zonas norte, centro y sur respectivamente, calculadas luego de ejecutar los módulos de política hidrológica y simulación, tomando como premisas los resultados del capítulo anterior y separándolas por bloques de demanda se muestran en las siguientes figuras:

Figura 3.2: Costos Marginales por Barra Bloque Punta

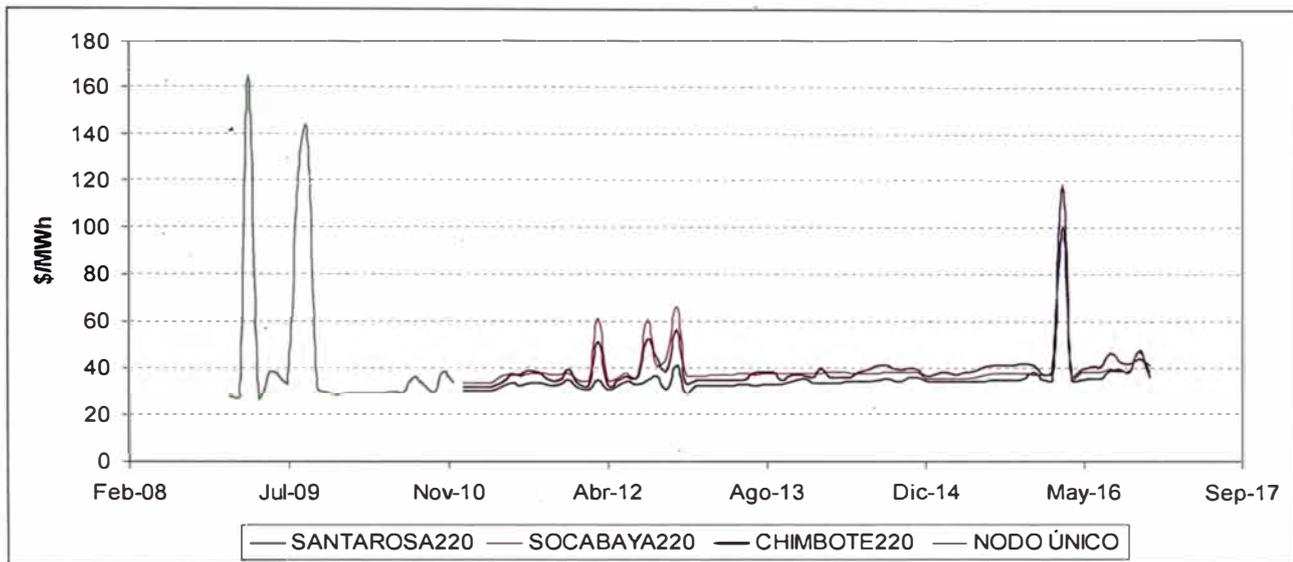


Figura 3.3: Costos Marginales por Barra Bloque Media

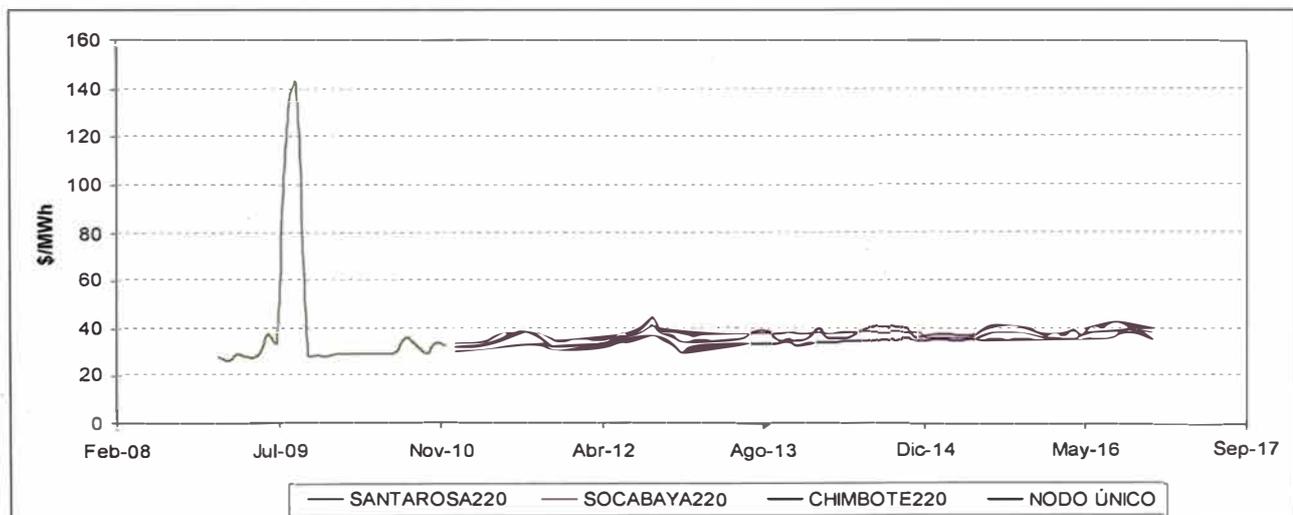
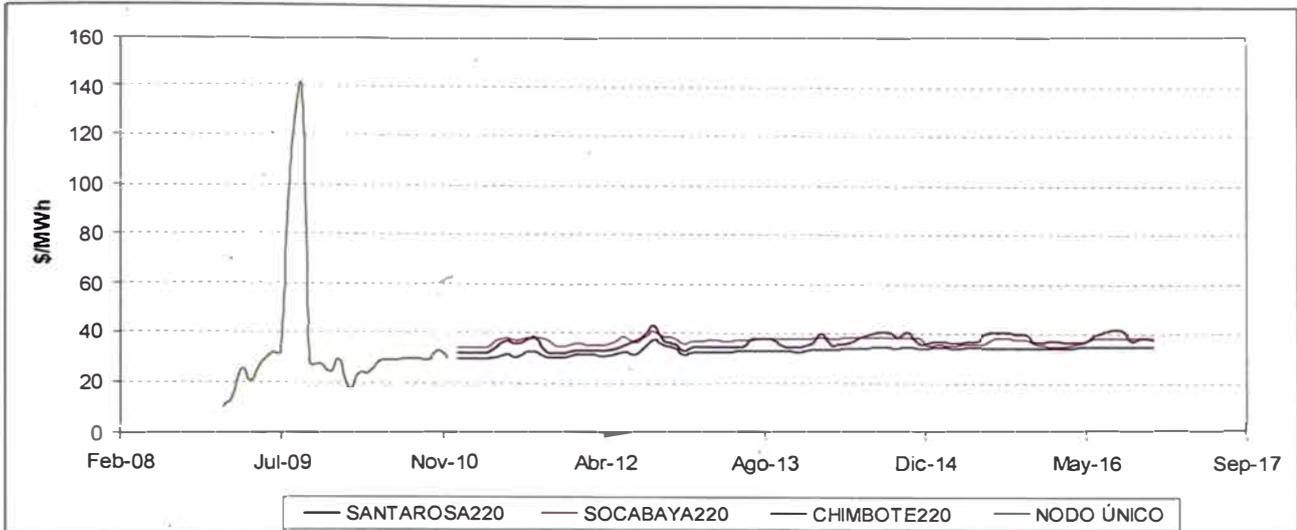


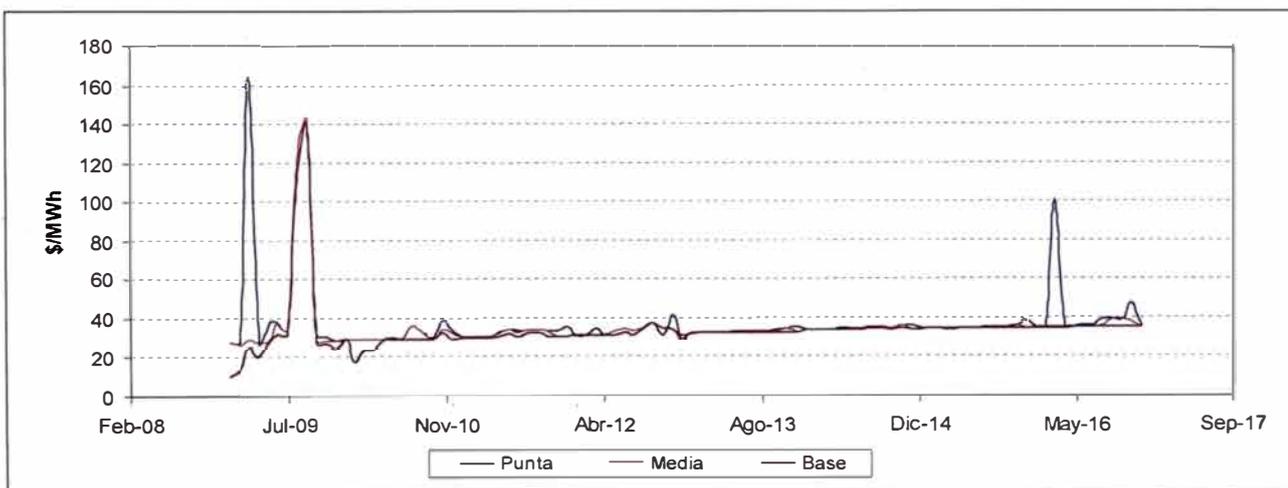
Figura 3.4: Costos Marginales por Barra Bloque Base



Las figuras muestran que el Plan propuesto produce costos marginales estables en las tres áreas operativas del SEIN en el período comprendido entre el año 2010 y el 2016. No obstante, puede apreciarse que en el año 2009 las unidades disponibles no producirán costos marginales estables debido a la falta de oferta eficiente. Además puede observarse que los costos marginales durante 2009 y 2010 son representados por una única línea de tendencia debido a que la legislación vigente [25] prescinde de las congestiones que pudieran presentarse durante dicho período.

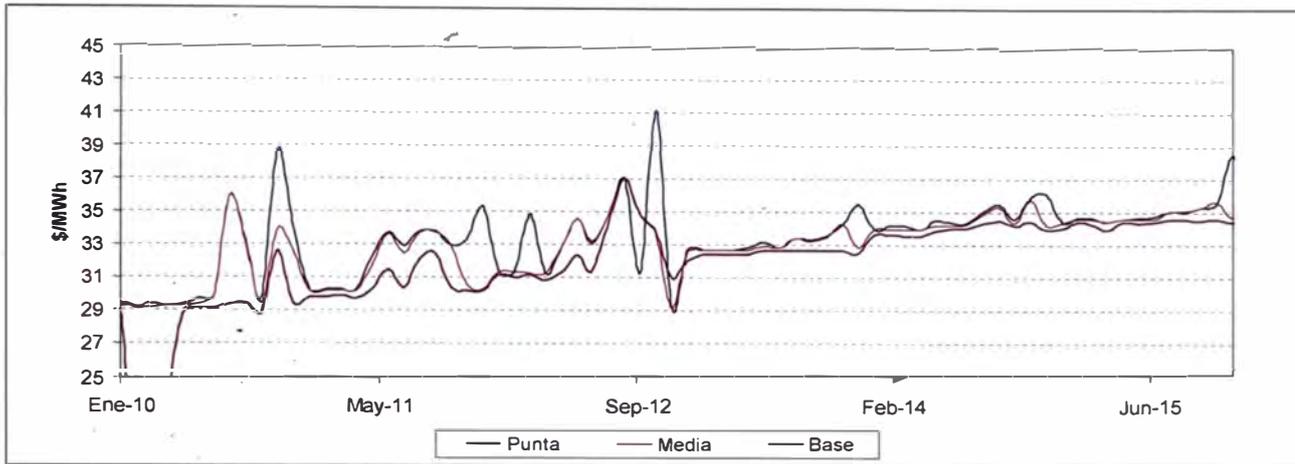
La siguiente figura muestra los costos marginales de la barra Santa Rosa 220 kV, la cual es considerada como el nodo referencial para efectos de transferencias económicas. Puede observarse que el costo marginal es muy estable y que las diferencias entre uno y otro bloque se reducen drásticamente al alcanzar el año 2010 debido al incremento de las unidades a gas natural con costos marginales casi idénticos:

Figura 3.5: Costos Marginales en Sta. Rosa 220 kV por Bloque de Demanda



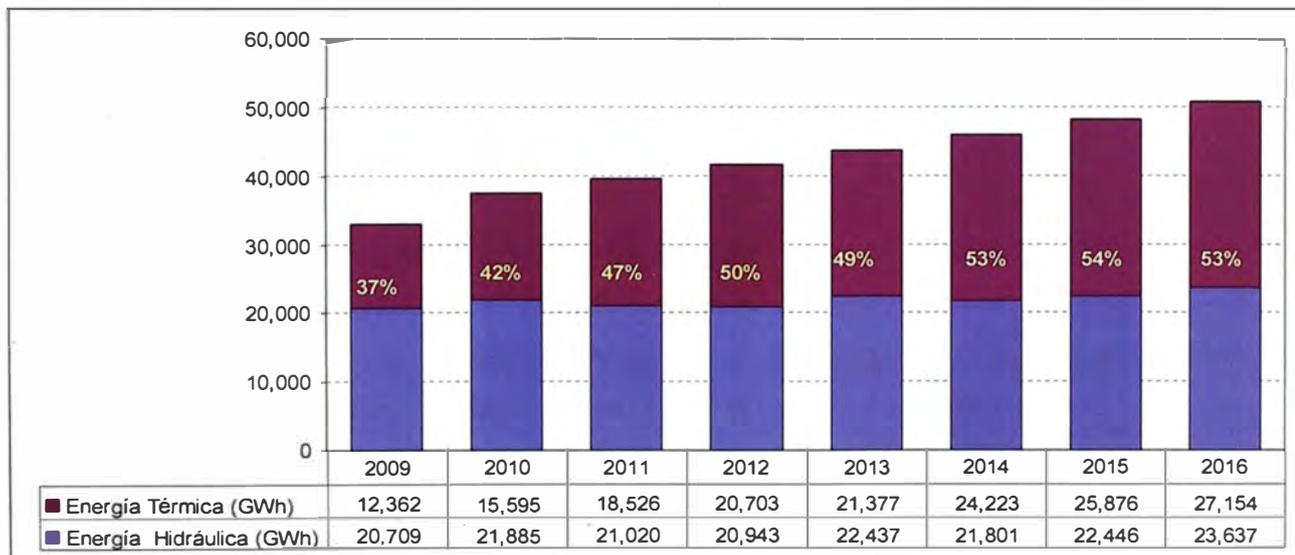
La figura 3.6 muestra con mayor detalle el costo marginal en dicha barra durante el período comprendido entre los años 2010 y 2015 en la que pueden apreciarse las variaciones estacionales del costo marginal y su ligera tendencia al alza debido a la inclusión de la inflación y la proyección del precio del petróleo internacional en el análisis:

Figura 3.6: Detalle de Costos Marginales en Sta. Rosa 220 kV 2010-2016



La siguiente figura muestra la producción de energía hidroeléctrica y termoeléctrica a lo largo del período evaluado. Puede verse que el margen de energía térmica se incrementa desde el 37% en 2009 hasta el 53% en 2016. Sin embargo el ritmo de este incremento es menor al que observamos en la figura 2.4, la cual comparaba la potencia térmica e hidráulicas instaladas en el SEIN. Dicha diferencia se debe a que el margen de reserva es enteramente térmico y no necesariamente produce energía:

Figura 3.7: Producción de Energía por Fuente de Energía Prima



3.2 Proyección de Ingresos por Energía

La determinación de las transferencias de energía activa y su valorización se realiza en las Barras de Transferencia [26]. Dichas barras son aquellos nodos del sistema principal o secundario en los que existen entregas o retiros de dos o más generadores. Las entregas son los aportes de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una barra de transferencia, mientras que los retiros son bloques de energía comercializada, consumida o que es tomada por un titular del sistema de transmisión. Las entregas y retiros de cada generador son valorizadas al costo marginal de la barra de transferencia correspondiente. Bajo este contexto, las centrales térmicas de expansión inyectarán energía en las barras en las que se ubican, las cuales fueron mostradas en la tabla 2.25 y que corresponderían al sistema garantizado de transmisión [27].

Los ingresos por energía en el mercado spot de las centrales evaluadas, son el producto de los costos marginales de cada nodo de transferencia por la energía producida menos los costos combustibles y no combustibles de producción:

$$IESM = \sum_i [EP_i * (CMg_i - CV)] \quad (3.1)$$

Donde:

IESM: Ingresos mensuales por energía en el mercado spot en US\$.

EP_i: Energía producida por la central de expansión en el bloque i en MWh.

CMg_i: Costo marginal del nodo de transferencia en el bloque i en US\$/MWh.

CV: Costo variable de producción total de la central de expansión en US\$/MWh.

El mercado de energía activa spot también incluye la valorización de mercados secundarios por operación a mínima carga, por regulación primaria de frecuencia y compensaciones tales como consumos de baja eficiencia de combustible, los cuales, sin embargo, no pueden ser proyectados debido a que son negocios influidos por variables de corto plazo.

Pero la energía no sólo es vendida en el mercado spot, sino que las empresas suelen firmar acuerdos de suministro de largo plazo por un porcentaje determinado de su capacidad instalada, a fin de darle estabilidad a sus ingresos ya que los precios de venta en estos casos dependen de acuerdos entre el generador y el cliente. Las tarifas acordadas en los contratos entre generadores y consumidores suelen ser fijadas de acuerdo a las condiciones y tendencias del mercado. Así por ejemplo, los clientes regulados deben licitar sus necesidades de energía a las tarifas que fije el mercado, de acuerdo a la Ley N° 28832 [27] dispuesta a fin de fomentar el suministro de energía eléctrica eficiente. Además, recientemente el gobierno dispuso la publicación de un

decreto [28] que establece que el valor mínimo de la tarifa eléctrica sería aquel que garantice que una nueva instalación eficiente de generación térmica recupere el total de su inversión más la ganancia esperada.

La tabla 3.1 muestra el cálculo de la tarifa mínima a la que los titulares de nuestras unidades de expansión deberían contratar su energía a fin de recuperar su inversión. Respecto al volumen de energía contratado, se ha supuesto que los contratos deberían comprometer sólo el 70% de la potencia efectiva de los grupos de generación, considerando que las unidades no operaran al 100% debido al margen de reserva que posee el SEIN.

Los ingresos por contratos fueron calculados de acuerdo a la siguiente relación:

$$IECM = \sum_{k,i} [EC_{k,i} * (CMg_{k,i} - T_{k,i})] \quad (3.2)$$

Donde:

IECM: Ingresos mensuales por energía en el mercado de contratos en US\$.

$EC_{k,i}$: Energía consumida por un cliente k en el bloque i en MWh.

$CMg_{k,i}$: Costo marginal del nodo de transferencia del cliente k en el bloque i en US\$/MWh.

$T_{k,i}$: Tarifa del cliente k en el bloque i en US\$/MWh.

3.3 Proyección de Ingresos por Potencia

El rubro de ingresos por potencia incluye los ingresos garantizados por potencia firme y los ingresos adicionales por potencia generada en el sistema. Cada uno de ellos representa respectivamente el 70% y 30% de la bolsa total de ingresos por potencia y define dos mecanismos de pago: por disponibilidad y por despacho [29]. El mecanismo de pago por disponibilidad significa que se paga a las centrales presentes y que estén por debajo del límite de reserva definido por el MINEM de acuerdo con la potencia firme reconocida. El mecanismo de pago por despacho resigna el dinero recaudado a lo largo del año, de acuerdo a un precio por MWh de tal forma que el pago al generador se hace multiplicando este precio por la energía producida en cada hora.

La proyección de la bolsa se basó en el pronóstico efectuado por la División de Transferencias del COES [30] para determinar la bolsa provisional anual usada en el cálculo económico de los ingresos mensuales por potencia generada. Dicha metodología considera un factor de corrección de precios de capacidad debido a que los montos recaudados de los consumidores corresponden a diversos puntos de la red en los que los precios de la capacidad serán distintos a los de Lima, aunque sólo hasta el año 2010 [27].

Tabla 3.1: Tarifa Media de Energía

Hipótesis y datos adoptados		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Potencia Instalada	kW	198,300	198,300	198,300	198,300	198,300	198,300	198,300	198,300	198,300
Potencia Efectiva	kW	185,668	185,668	185,668	185,668	185,668	185,668	185,668	185,668	185,668
Costo de Inversión Unitario	US\$/kW	354	365	371	377	384	392	400	408	416
Consumo Específico	BTU/kWh	10,225	10,225	10,225	10,225	10,225	10,225	10,225	10,225	10,225
Factor de Planta	%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%	70%
Combustible		Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas	Gas
Precio de Gas Natural	US\$/MMBTU	2.23	2.33	2.42	2.51	2.61	2.74	2.89	2.93	2.98
Costo de Operación y Mantenimiento Anual	US\$	1,003,174	1,035,953	1,050,918	1,069,693	1,090,341	1,112,224	1,133,770	1,156,092	1,178,794
Costo de Operación y Mantenimiento Anual Unitario	US\$/MWh	0.88	0.91	0.92	0.94	0.96	0.98	1.00	1.02	1.04
Costo Variable No Combustible: Repuestos	US\$/MWh	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00	4.00
Consumos Internos	%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%
Hipótesis y datos adoptados										
Rentabilidad esperada por el inversor	%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	12%
Vida útil de la central	años	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Factor de recuperación de capital		0.1339	0.1339	0.1339	0.1339	0.1339	0.1339	0.1339	0.1339	0.1339
Inversión Total	US\$	65,670,341	67,816,157	68,795,790	70,024,833	71,376,541	72,809,037	74,219,505	75,680,720	77,166,860
Anualidad de capital	US\$	8,791,865	9,079,144	9,210,296	9,374,839	9,555,804	9,747,585	9,936,417	10,132,042	10,331,005
Costo medio de capital	US\$/MWh	7.72	7.97	8.09	8.23	8.39	8.56	8.73	8.90	9.07
Costo medio de combustible	US\$/MWh	22.84	23.81	24.72	25.66	26.66	28.06	29.54	29.97	30.43
Costo medio consumos internos	US\$/MWh	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28	0.30	0.30	0.30
Impuesto a la renta	US\$/MWh	2.32	2.39	2.43	2.47	2.52	2.57	2.62	2.67	2.72
Costo Total antes de impuestos	US\$/MWh	35.67	36.93	37.98	39.09	40.28	41.88	43.56	44.19	44.84
Costo Total después de impuestos	US\$/MWh	37.99	39.32	40.41	41.56	42.80	44.45	46.18	46.86	47.57
Remuneración por Potencia	US\$/kW-mes	4.93	5.09	5.16	5.25	5.35	5.46	5.57	5.68	5.79
Remuneración por Potencia	US\$/MWh	7.09	7.32	7.42	7.56	7.70	7.86	8.01	8.17	8.33
Tarifa Media de Energía	US\$/MWh	30.90	32.00	32.98	34.01	35.10	36.59	38.17	38.69	39.24

Además, dado que el cálculo se realiza considerando el máximo nivel de capacidad mensual, deben deducirse las pérdidas de transmisión y debe tomarse en cuenta la tendencia histórica de las máximas demandas mensuales. La división de Transferencias establece que el factor de pérdidas adecuado puede fijarse en 6.70%.

La fórmula utilizada para determinar la bolsa de potencia es la siguiente:

$$BMIP = MD * (1 - P) * FCPC * PBP_{Lima} * 1000 \quad (3.3)$$

Donde:

BMIP: Bolsa Mensual de Ingresos por Potencia en US\$.

MD: Máxima Demanda Mensual en MW.

P: Factor de pérdidas por transmisión.

FCPC: Factor de Corrección de Precios de Capacidad fijado en 99.24%

PBP_{Lima}: Precio Básico de Potencia en Lima en US\$/kW-mes.

Si se observa detenidamente la fórmula anterior puede apreciarse que todas las variables son constantes a excepción del precio básico de potencia. Por tal razón se procedió a calcular el precio unitario de la potencia siguiendo el procedimiento que para tal efecto publicó el OSINERGMIN en el año 2004 [6]. La tabla 3.2 muestra los resultados del cálculo, suponiendo una unidad de expansión idéntica a la tomada por el OSINERGMIN en la última fijación tarifaria.

Por otro lado, los ingresos por potencia firme garantizada que remuneran la disponibilidad y son repartidos proporcionalmente a la capacidad efectiva de las unidades. La metodología mostrada en la siguiente fórmula resume sustancialmente los pasos seguidos durante el proceso de valorización de potencia no obstante lo cual, se ha comprobado que los resultados son muy cercanos a la realidad:

$$IGPFM = 70\% * BMIP * PE / [MD * (1 + MR)] \quad (3.4)$$

Donde:

IGPFM: Ingreso Garantizado por Potencia Firme Mensual en US\$.

PE: Potencia Efectiva de la central en MW.

MD: Máxima Demanda del SEIN en MW.

MR: Margen de Reserva Teórico del SEIN en porcentaje.

Tabla 3.2: Proyección del Precio Básico de la Potencia

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
PPI	3.27%	1.44%	1.79%	1.93%	2.01%	1.94%	1.97%	1.96%	1.92%
CENTRAL TERMOELECTRICA (M\$)	46,075	47,580	48,268	49,130	50,078	51,083	52,073	53,098	54,141
Vida Útil (años)	20	20	20	20	20	20	20	20	20
Factor de Recupero de Capital	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%	13.4%
Anualidad Central (M\$)	6,168	6,370	6,462	6,577	6,704	6,839	6,971	7,109	7,248
CONEXIÓN ELECTRICA (M\$)	2,917	3,013	3,056	3,111	3,171	3,234	3,297	3,362	3,428
Vida Útil (años)	30	30	30	30	30	30	30	30	30
Factor de Recupero de Capital	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%	12.4%
Anualidad Conexión (M\$)	362	374	379	386	394	402	409	417	426
Costo Fijo de Personal y Otros	1,003	1,036	1,051	1,070	1,090	1,112	1,134	1,156	1,179
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento	718	741	752	765	780	796	811	827	843
Capacidad Estándar de la unidad de Punta	170.6	170.6	170.6	170.6	170.6	170.6	170.6	170.6	170.6
Potencia Efectiva	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4	162.4
Factor de Ubicación	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051	1.051
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%	19.4%
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%	2.6%
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento	10.1	10.4	10.6	10.8	11.0	11.2	11.4	11.6	11.9
Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta	38.3	39.5	40.1	40.8	41.6	42.4	43.3	44.1	45.0
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar	48.4	49.9	50.7	51.6	52.6	53.6	54.7	55.7	56.8
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva	50.8	52.5	53.2	54.2	55.2	56.3	57.4	58.6	59.7
Precio Básico de la Potencia Anual	62.3	64.3	65.3	66.4	67.7	69.1	70.4	71.8	73.2
Precio Básico de la Potencia Mensual	4.93	5.09	5.16	5.25	5.35	5.46	5.57	5.68	5.79

Respecto a los ingresos adicionales por despacho, el 30% de la bolsa de potencia es repartido entre los generadores cuyas unidades hayan inyectado energía a la red. El reparto se realizó siguiendo las directrices del PR-29 del COES [31] el cual se vale de los factores de distribución horaria del precio de potencia fijados por el MINEM. Cabe señalar que dichos factores fueron establecidos para ser aplicados de modo horario y en días típicos laborables y no laborables de estiaje y avenida. La tabla 3.3 muestra los factores promedio usados en el presente estudio y correspondientes a los bloques de punta, media y base:

Tabla 3.3 Factores Promedio de distribución del precio de potencia

	Avenida		Estiaje	
	Laborable	No Laborable	Laborable	No Laborable
Punta	0.2430	0.0000	0.5060	0.0000
Media	0.0186	0.0233	0.3586	0.0672
Base	0.0005	0.0003	0.0776	0.0349

Una vez obtenidos los factores promedio, se procedió a determinar la potencia promedio producida tanto por las centrales como por el sistema en cada bloque y en cada mes. La sumatoria anual de la potencia producida mensualmente en cada bloque por el sistema y multiplicada por su correspondiente factor divide al 30% de las bolsas proyectadas comprendidas entre mayo de un año y abril del siguiente. El producto de dicha magnitud y los factores de bloque determinan el precio unitario de la capacidad, cuya multiplicación por la capacidad producida promedio por la central en cada bloque, determina el ingreso adicional mensual por potencia generada. El procedimiento indica que en mayo de cada año, el COES debe proyectar las bolsas mensuales de potencia de manera que al culminar cada mes se realicen preliquidaciones, previas a la liquidación anual en abril del siguiente año. Para simular dichas liquidaciones, se optó por prorratear los ingresos obtenidos al final de cada mes con la energía producida, obteniéndose resultados que son muy similares a los montos reales adjudicados a los titulares de las centrales de generación.

$$PUC_i = FPDPP_i * 30\% * [\sum_{anual} BMIP] / [\sum_{anual} \sum_i (PP_{SEIN\ i} * FPDPP_i)] \quad (3.5)$$

Donde:

PUC_i : Precio unitario de capacidad en el bloque i.

$FPDPP_i$: Factor Promedio de Distribución del precio de potencia en el bloque i.

$PP_{SEIN\ i}$: Potencia promedio producida en el SEIN durante el bloque i.

A partir de dicho resultado, el Ingreso adicional por potencia generada es:

$$IAPG = \sum_i (PUC_i * PPCT_i) \quad (3.6)$$

Donde:

IAPG: Ingreso Adicional por Potencia Generada.

PPCT_i: Potencia promedio producida por la central durante el bloque i.

3.4 Egresos por Operación y Mantenimiento y Contribuciones

El costo de operación y mantenimiento de una central incluye la mano de obra necesaria en cada una de las actividades cotidianas y en los mantenimientos mayores y menores. Dicho costo fue fijado por el OSINERGMIN [20] en un millón de dólares anuales y fue usado en el cálculo de la tarifa media de energía y en la proyección del precio unitario de potencia mostrados en las tablas 3.1 y 3.2 respectivamente.

Respecto al flujo de costos fijos anuales y repuestos, los desembolsos considerados fueron los mismos que se usaron para determinar el costo variable no combustible de la unidad de expansión, mientras que el cronograma de gastos consideró el promedio de HEO's anuales de cada unidad.

Finalmente, en el rubro de egresos se incluyó la contribución que las empresas de generación deben entregar al OSINERGMIN y que corresponde al 1% de la facturación total.

CAPÍTULO IV

VIABILIDAD DE LAS UNIDADES DE EXPANSIÓN

4.1 Viabilidad de las Unidades de Expansión

La idea de la evaluación económica de las unidades de expansión es determinar mediante el uso del Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) si el flujo de caja de cada proyecto le permitirá a los eventuales inversionistas obtener la rentabilidad deseada, además de recuperar su inversión.

4.1.1 Valor Presente Neto

Es el método más conocido, mejor y más generalmente aceptado por los evaluadores de proyectos [32]. Mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello, calcula el valor actual de todos los flujos futuros de caja, proyectados a partir del primer período de operación, y le resta la inversión total expresada en el momento cero. Si el resultado es mayor de cero, mostrará cuánto se gana con el proyecto, después de recuperar la inversión, por sobre la tasa i que se exigía de retorno al proyecto; si el resultado es igual a cero, indica que el proyecto reporta exactamente la tasa i que se quería obtener después de recuperar el capital invertido; y si el resultado es negativo, muestra el monto que falta para ganar la tasa que se deseaba obtener después de recuperada la inversión. En nuestro caso, dicha tasa i fue fijada en 12% anual según lo definido por la Ley de Concesiones Eléctricas. Adicionalmente, se consideró que el período de depreciación ó pérdida de valor contable de los activos fijos de las unidades analizadas sería de 10 años en promedio.

Así, en base a los resultados de producción de energía y costos marginales nodales arrojados por el modelo de simulación del sistema y considerando un período de vida útil de 20 años, los valores presentes de cada unidad de expansión se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4.1 Valor Presente Neto de cada Unidad Propuesta

	Valor Presente Neto (US\$)
Camisea 01	29,195,385
Camisea 02	26,768,028
Camisea 03	27,671,961
Camisea 04	19,948,404
Camisea 05	16,806,572
Camisea 06	31,906,945
Camisea 07	19,666,912
Camisea 08	15,013,371
Camisea 09	12,067,024
Camisea 10	8,124,359
Camisea 11	18,961,659
Camisea 12	17,197,280
Camisea 13	17,222,106

Puede apreciarse que en todos los escenarios el valor presente resulta mayor a cero, por lo que resulta evidente que la eventual implementación de dichas unidades sería un negocio rentable para cualquier inversionista.

4.1.2 Tasa Interna de Retorno

Un segundo criterio de evaluación lo constituye la Tasa Interna de Retorno [32], que es uno de los índices que más aceptación tiene entre los inversionistas pues mide como porcentaje la rentabilidad de una inversión. Matemáticamente viene a ser la tasa a la cual el valor presente neto se hace igual a cero, por lo que sus resultados deben ser consecuentes con él.

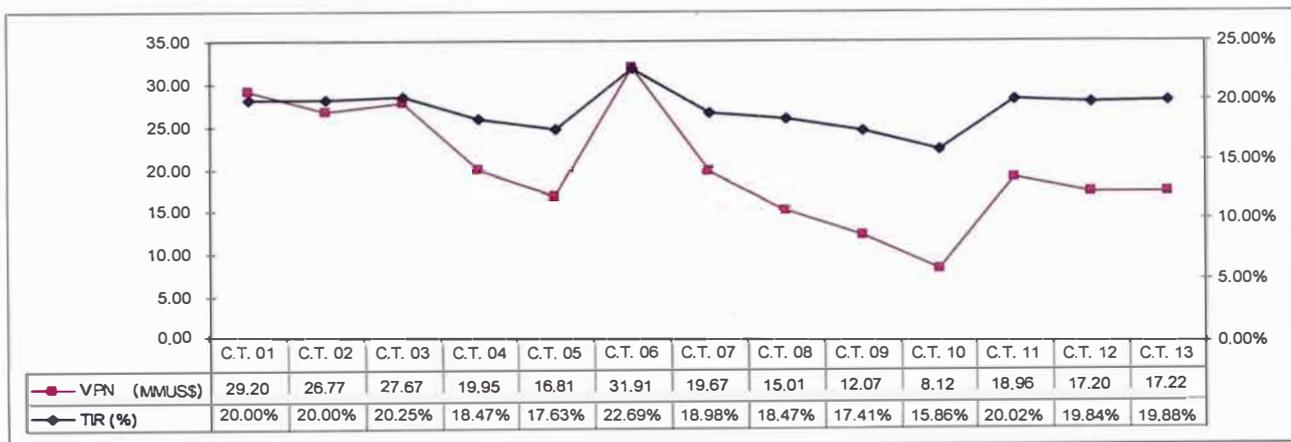
Así pues, al analizar cada uno de los proyectos, se obtuvo que la tasa de retorno de cada proyecto era mayor al 12% esperado. No obstante, a pesar de ser propuestas idénticas algunas poseen mayores índices de rentabilidad que otras. Esto se debe a que las unidades no se encuentran en el mismo nodo del sistema sino que se encuentran distribuidas a lo largo de la red de transmisión por lo que el modelo de simulación analiza las pérdidas por transmisión de energía, las cuales favorecen a unas unidades pero perjudican a otras. Sin embargo, los índices no son menores al 15% lo que permite señalar que los proyectos tendrían importantes márgenes de ganancia asegurados. La tabla 4.2 muestra las tasas internas de retorno de cada proyecto:

Tabla 4.2 Tasa Interna de Retorno de cada Unidad Propuesta

	Tasa Interna de Retorno (%)
Camisea 01	20.0%
Camisea 02	20.0%
Camisea 03	20.3%
Camisea 04	18.5%
Camisea 05	17.6%
Camisea 06	22.7%
Camisea 07	19.0%
Camisea 08	18.5%
Camisea 09	17.4%
Camisea 10	15.9%
Camisea 11	20.0%
Camisea 12	19.8%
Camisea 13	19.9%

La figura siguiente compara las tendencias de ambos instrumentos y muestra gráficamente la rentabilidad de cada proyecto contrastado con los demás:

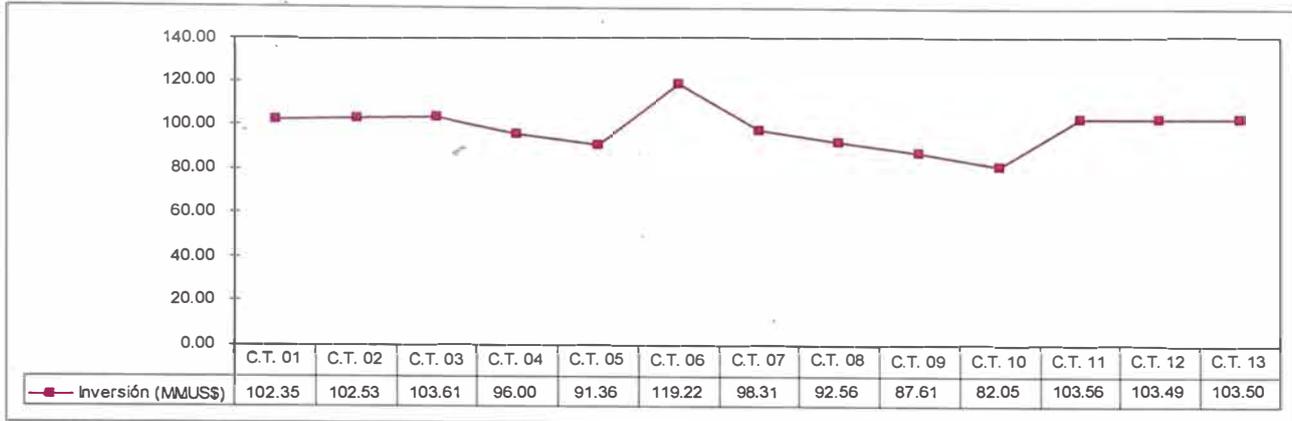
Figura 4.1 Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno por proyecto



Además se efectuó un análisis de sensibilidad que se enfocó en el costo de inversión, el cual posee gran volatilidad en el contexto actual debido al incremento de los costos de las materias primas en los mercados mundiales. Dicho análisis arrojó que los proyectos pueden soportar, en el caso menos rentable, costos de inversión de hasta 80 millones de dólares sin comprometer la tasa de rentabilidad de 12%. Sin embargo, en promedio, los proyectos pueden tolerar costos de hasta 98 millones de dólares, aunque

no debe olvidarse que los resultados reales dependerán en gran medida de la gestión comercial de las unidades. Los resultados se muestran en la siguiente figura:

Figura 4.2 Costo de Inversión Tope para una rentabilidad de 12%



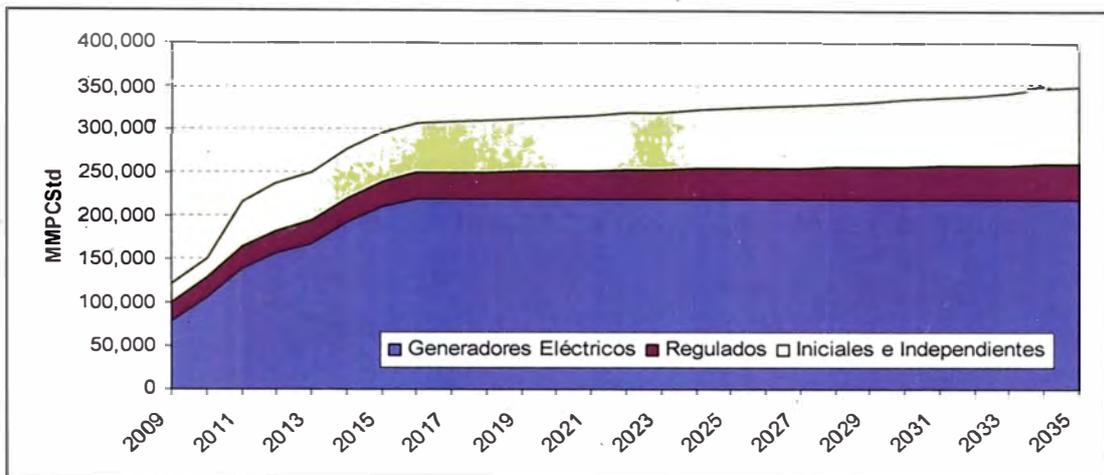
4.2 Consumo de Gas Natural durante el período 2009-2035

Un campo de gas natural es un área que produce gas natural [33] y que puede abarcar uno o más yacimientos e incluye también los pozos y equipos de producción que están dentro del área. Así, de acuerdo al grado de incertidumbre, las reservas de un campo de gas pueden clasificarse en: Reservas Probadas, Reservas Probables y Reservas Posibles.

Las Reservas Probadas de gas natural son las cantidades de hidrocarburos estimadas sobre la base de informaciones geológicas y de ingeniería, obtenidas mediante métodos confiables que demuestran, con razonable certeza, que pueden ser comercialmente recuperables. Las Reservas Probables son cantidades estimadas en base a informaciones geológicas y de ingeniería, obtenidas mediante métodos confiables, cuyo análisis sugiere la probabilidad de su existencia y recuperación futura, pero sujeta a incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación. Las Reservas Posibles son las reservas no probadas y que el análisis de datos de geología e ingeniería sugiere que tienen menor probabilidad de ser recuperables que las reservas probables. Aunque en el campo de gas de Camisea existen los tres tipos de reservas, es incorrecto sumarlas porque se estarían sumando diferentes grados de incertidumbre. Dicho campo está conformado por los yacimientos San Martín y Cashiriari asentados en el Lote 88 y el yacimiento Pagoreni ubicado en el Lote 56, los cuales en su conjunto cuentan con reservas probadas del orden de los 13.40 trillones de pies cúbicos (TCF), de acuerdo a la actualización llevada a cabo en diciembre de 2007 [34].

Así pues, para determinar el volumen de gas natural de Camisea que requerirían las unidades propuestas a lo largo de su vida útil de modo que se asegure su operación sin restricciones, se supuso que a partir del año 2017 el crecimiento de la demanda sería cubierto por energías renovables o unidades a ciclo combinado que no demandarían un aumento en el consumo de energía, mientras que el poder calorífico superior del gas sería de 1.073 MBTU/PC. La siguiente figura muestra la evolución del consumo de gas de Camisea, incluyendo el consumo de los clientes regulados, los industriales [35] y las unidades de generación que se encuentran operativas en la actualidad:

Figura 4.3 Evolución del Consumo de Gas Natural de Camisea



El consumo total de gas natural hasta el año 2035 en que la última unidad propuesta cumple su período de vida útil sería de 8.1 TCF, lo cual indica que no habrían problemas de suministro puesto que las reservas del Lote 88 destinadas exclusivamente a abastecer el consumo interno alcanzan los 10.4 TCF, sin contar reservas probables ni posibles y sin tomar en cuenta los posibles nuevos descubrimientos a consecuencia de la agresiva política de exploración que viene fomentando el gobierno.

4.3 Proyección de Emisión Agentes Contaminantes

La producción de energía mediante unidades de generación cuyas máquinas primas se impulsan con combustibles fósiles, emiten gases a la atmósfera que suelen contener agentes contaminantes en fase gaseosa o partículas suspendidas en fase líquida o sólida.

Dichas emisiones están directamente relacionadas al consumo de combustibles usados para la generación de energía. Para determinar dichas emisiones, se requiere

conocer el consumo de combustible de todas las plantas del sistema de potencia en dicho período.

Para determinar las emisiones de cada uno de los gases invernadero, se siguieron las directrices del Método Simple del Manual de Referencia de Gases de Efecto Invernadero publicado por el Panel Intergubernamental en Cambio Climático (IPCC) de la ONU en el año 1997 [36]. En el Método Simple, las emisiones de todas las fuentes de combustión son estimadas sobre la base de las cantidades de combustible consumidas y factores de emisión promedio. En realidad, las emisiones de estos gases dependen del tipo de combustible utilizado, la tecnología de combustión, las condiciones operativas, tecnologías de control y el mantenimiento y edad del equipamiento. Sin embargo, debido a que es inverosímil que muchos países posean éstos datos, el método usado ignora estos detalles.

En forma general, el Método Simple se expresa mediante la ecuación (4.1), en la que los factores de emisión son datos brindados por el referido manual, mientras que el consumo de energía se deriva de los resultados del modelo de simulación SDDP:

$$\text{Emisiones} = \sum_{i,j} (\text{EF}_i * \text{EC}_{i,j}) \quad (4.1)$$

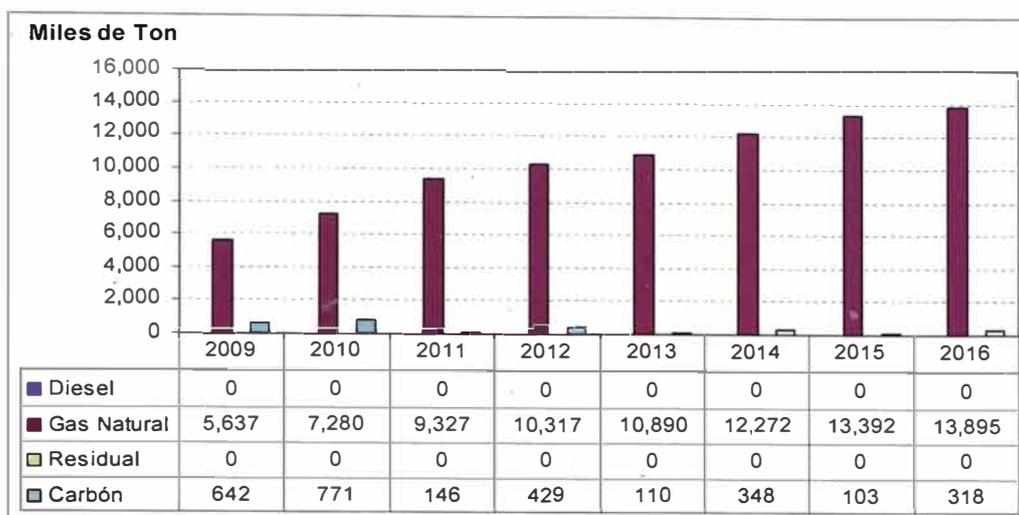
Donde:

EF_i : Factor de emisión del combustible i en kg/TJ.

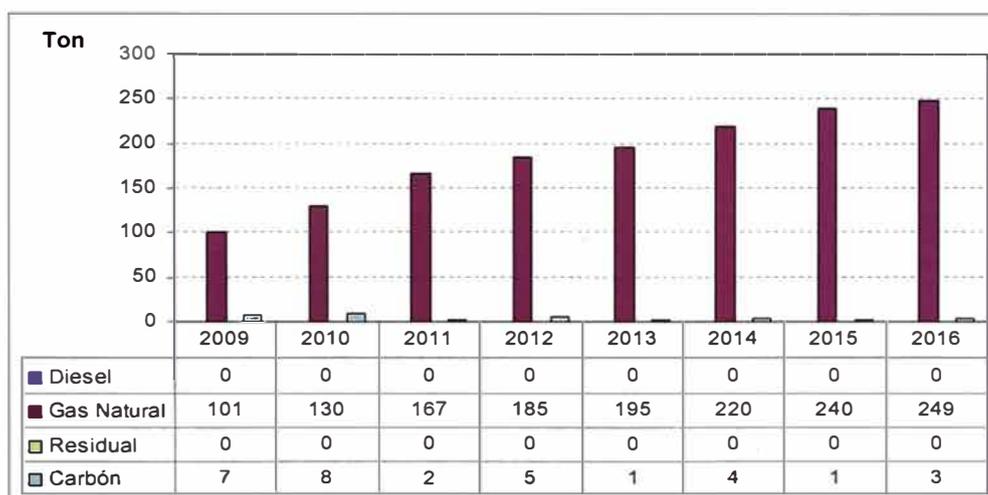
$\text{EC}_{i,j}$: Energía consumida para la generación de electricidad en la unidad j en TJ.

Cabe señalarse que para el cálculo de la energía consumida para la generación de electricidad, se usaron los consumos específicos inferiores de todas las unidades de generación térmica, siguiendo las pautas del IPCC [37].

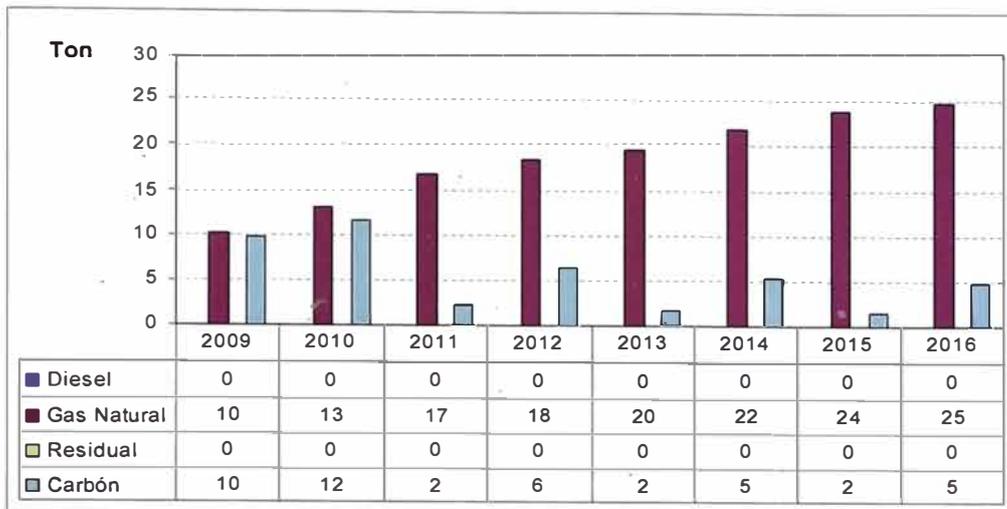
El más común de los gases de efecto invernadero producido por las actividades humanas es el dióxido de carbono, cuyas emisiones se han incrementado en más del 60% desde los tiempos preindustriales. De lejos, la fuente más importante de emisiones de CO_2 proviene de la oxidación de carbón cuando los combustibles fósiles son quemados, lo cual significa entre el 70 y 90% del total de emisiones. La siguiente figura muestra el aumento de emisiones de CO_2 en miles de toneladas al año y por combustible en caso se implementen las unidades propuestas:

Figura 4.4 Emisiones de Dióxido de Carbono 2009-2016

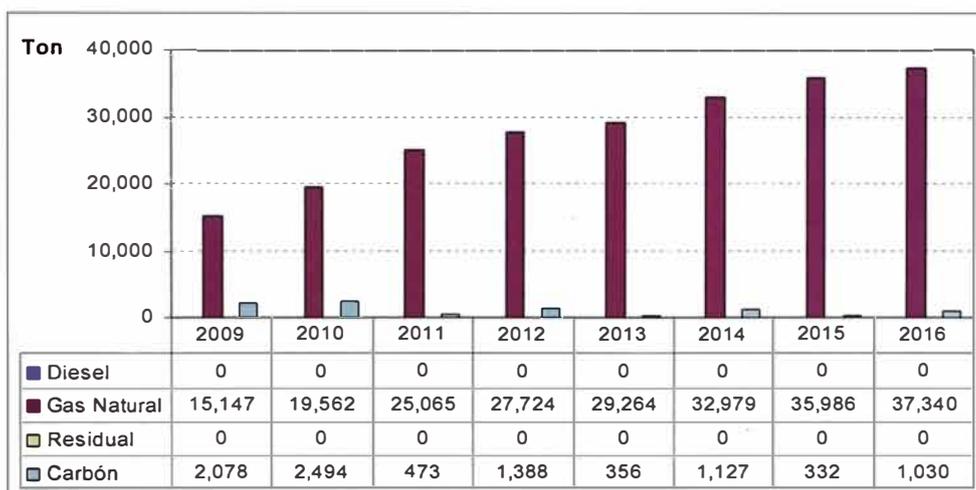
Si bien la contribución del metano al calentamiento global es menor y la incertidumbre es alta, es considerado uno de los principales gases de efecto invernadero. Es producido en pequeñas cantidades durante la combustión incompleta de los hidrocarburos del combustible. El cuadro siguiente muestra el aumento de las emisiones de CH₄ en toneladas a causa del despacho de las unidades termoeléctricas del sistema peruano:

Figura 4.5 Emisiones de Metano 2009 -2016

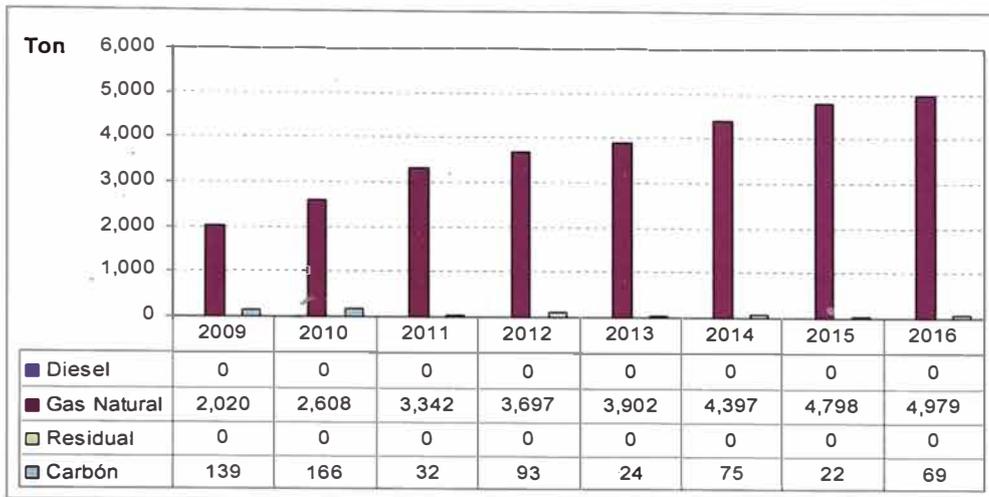
Como el metano, la contribución del óxido nítrico al calentamiento global es menor. Se produce directamente de la combustión de combustibles fósiles y en mayor medida durante la quema de carbón mineral. Esto puede apreciarse en la siguiente figura que muestra que a pesar de que el SEIN cuenta con una sola unidad turbovapor a carbón, su contribución es proporcionalmente importante:

Figura 4.6 Emisiones de Óxido Nitroso 2009-2016

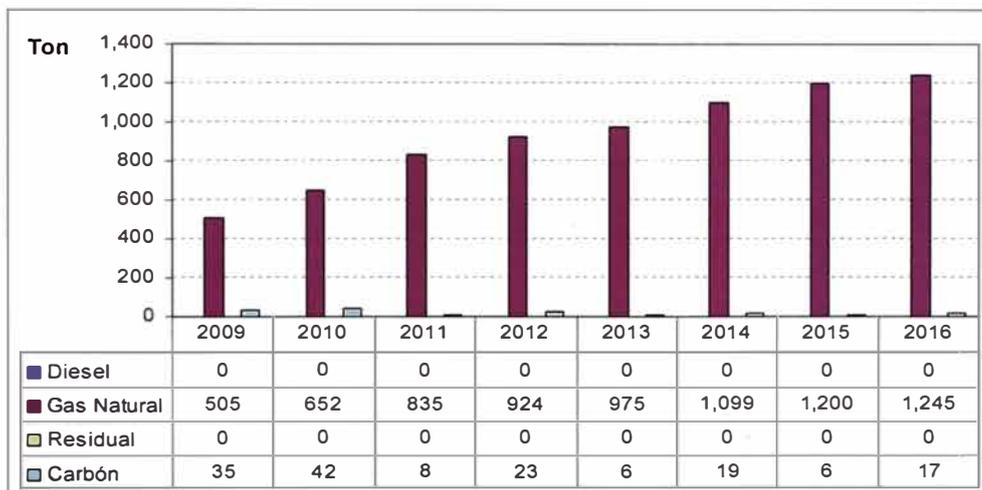
Los óxidos del nitrógeno son gases que han sido durante mucho tiempo el objetivo de políticas ambientales debido al rol que tienen en la formación de ozono y en su participación directa en la lluvia ácida. Por dicha razón los principales fabricantes de unidades térmicas han desarrollado tecnologías que permiten reducir la formación de dichos agentes durante la combustión. La figura 4.7 muestra la evolución de la emisión de dichos agentes:

Figura 4.7 Emisiones de Óxidos del Nitrógeno 2009-2016

El monóxido de carbono es un producto intermedio del proceso de combustión bajo particulares condiciones estequiométricas. Su mecanismo de formación está directamente influenciado por el uso de ciertos tipos de tecnologías, el mantenimiento y la operación de las unidades de generación. La figura siguiente muestra la evolución de las emisiones en el período 2009-2016:

Figura 4.8 Emisiones de Monóxido de Carbono 2009-2016

Finalmente, los componentes orgánicos volátiles diferentes al metano, son gases compuestos por todos los hidrocarburos incluyendo aquellos en los que algunos o todos los átomos de hidrógeno han sido reemplazados por otros átomos. La siguiente figura muestra los volúmenes que serían arrojados al medio ambiente en caso se implementen las unidades propuestas:

Figura 4.9 Emisiones de Componentes Orgánicos Volátiles Diferentes al Metano 2009-2016

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

1. Las unidades de generación que deseen ser competitivas comercialmente deberán hacer uso de las últimas innovaciones tecnológicas de modo que sean más eficientes que las unidades que se encuentren operativas.
2. El incremento de la demanda eléctrica requerirá que se instalen al menos 2 unidades turbogas de 185.7 MW cada una en configuración ciclo simple por año, a fin de que el margen de reserva permita asegurar el adecuado suministro de energía al SEIN.
3. Todos los proyectos propuestos resultan viables económicamente pues poseen tasas internas de retorno superiores al 15% y valores presentes mayores a los 8 millones de dólares.
4. Las condiciones actuales hacen prever que las nuevas unidades turbogas no sólo se irán ubicando en la zona de Chilca sino en el sur del país de modo que les sea posible aprovechar el sistema troncal centro-sur previsto en 500 kV y los gaseoductos regionales del sur.
5. Por el contrario se preve que el sistema norte requerirá un fuerte reforzamiento de su sistema troncal de transmisión pues no se vislumbra el desarrollo de proyectos hidroeléctricos ni térmicos que permitan cubrir el incremento de la demanda residencial y de los nuevos proyectos previstos para dicha zona.
6. Las actuales reservas del campo de gas de Camisea son suficientes para abastecer a las unidades propuestas durante su vida útil y a las unidades que se encuentran actualmente operando en el SEIN con dicho combustible.
7. El incremento de la generación de energía a base de gas natural producirá un aumento de las emisiones de agentes contaminantes de efecto invernadero del

orden del 130%, a pesar de que los índices de contaminación de dicho combustible son los menos nocivos entre todos los carburantes.

Recomendaciones:

1. El Estado debe brindar incentivos que permitan desarrollar proyectos hidroeléctricos y de energías renovables que alcancen al menos, los mismos índices de rentabilidad que los proyectos propuestos en el presente trabajo.
2. El Estado debe promover la instalación de unidades de generación en la zona norte del país que permitan abastecer el crecimiento de la demanda en dicha zona del país y descentralizar la producción de energía.
3. El Estado debe fomentar el uso de energías renovables de modo que se evite el incremento de emisiones contaminantes a la atmósfera y el aumento de la proporción de la generación térmica en el SEIN.

ANEXOS

ANEXO A:

Principales Características del Modelo WASP [21]

Datos de Entrada:

- Pronóstico de máxima demanda anual y curva de duración.
- Características de unidades existentes, en construcción y comprometidas.
- Características de las unidades que podrían ser considerarlas como alternativas de expansión.
- Parámetros económicos del escenario de evaluación.

Función Objetivo:

$$\text{Min } B_j = \sum_t (I_{j,t} - S_{j,t} + M_{j,t} + F_{j,t} + O_{j,t}) \quad (\text{A.1})$$

Donde:

t: Período de estudio

B_j : Función Objetivo del Plan de Expansión j

$I_{j,t}$: Costos de Inversión

$S_{j,t}$: Ahorro de costos de inversión

$M_{j,t}$: Costo de operación no combustible

$F_{j,t}$: Costo de combustibles

$O_{j,t}$: Costo de Energía no servida

Restricciones:

- La capacidad de generación deberá satisfacer la demanda incluso en los períodos hidrológicos críticos.
- El programa de expansión en el año t es determinado a partir de las unidades que operan en el año t-1 y los compromisos de ingresos y retiros.
- El índice LOLP debe ser menor a los indicadores detallados por el usuario para los períodos hidrológicos críticos.
- El usuario puede definir un número de unidades de expansión mínima efectivas para el año t.

ANEXO B:

Principales Características del Modelo SDDP [24]

Datos de Entrada:

- Proyección de demanda de energía y potencia por barra.
- Características de unidades existentes, en construcción, comprometidas y proyectadas
- Series y parámetros hidrológicos de cada cuenca.
- Mantenimientos y modificaciones de las unidades declaradas.
- Parámetros económicos y restricciones operativas.
- Detalles del Sistema de Transmisión.

Función Objetivo:

$$\text{Min } C = \sum_j c_j \times g_j + \text{FCF} \quad (\text{A.2})$$

Donde:

j: Índice de los generadores

C: Costo de Operación del Sistema Evaluado

c_j : Costo Variable de operación de la unidad j

g_j : Producción de la unidad j

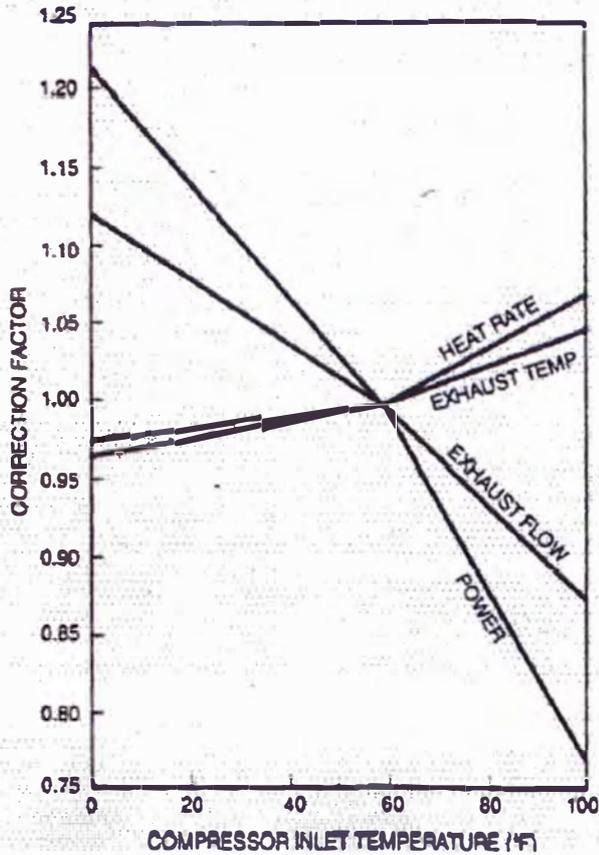
FCF: Costo Futuro en función de volúmenes almacenados en embalses y caudales laterales afluentes

Restricciones:

- Balance hídrico por cuenca.
- Cubrimiento de demanda de energía.
- Límites de almacenamiento en los embalses, restricciones de turbinamiento mínimo y máximo, límites de generación térmica y límites de transmisión por circuito.

ANEXO C:

Factores de Corrección



Fuente: Power Plant Engineering - Black & Veatch: Gas Turbine typical curve

Turbina en Condiciones de Sitio

Temperatura (°C): 21.16

Factor HHV/LHV: 1.11

	Temperatura (°C)	Factor Potencia	Potencia (kW)	Factor Consumo Específico	Consumo Específico Inferior (BTU/kWh)	Factor HHV/LHV	Consumo Específico Superior (BTU/kWh)
Unidad	21.16	0.9363	185,668	1.0252	9,211.42	1.11	10,224.68

Potencia

Temperatura (°C)	Factor
15.6	0.992
26.7	0.881
37.8	0.773
m	-0.00986
b	1.14480

Consumo Específico

Temperatura (°C)	Factor
15.6	1.008
26.7	1.042
37.8	1.077
m	0.00311
b	0.95953

ANEXO D:**Costos de Inversión**

Central Termoeléctrica	Tasa	Moneda Extranjera (Miles US\$)	Moneda Nacional (Miles US\$)	Total (Miles US\$)
Precio FOB		38 588.89		38 588.89
Repuestos iniciales	2.50%	964.72		964.72
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	1 543.56		1 543.56
Gastos de desaduanaje	0.80%		328.78	328.78
Transporte local			202.67	202.67
Montaje electromecánico		531.96	1 032.45	1 564.40
Pruebas y puesta en marcha			488.98	488.98
Supervisión		241.72	469.23	710.95
Adquisición de terreno (incluye sub estación)			283.66	283.66
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			120.42	120.42
Obras civiles			1 299.62	1 299.62
Suministro de sistema de combustible			1 003.41	1 003.41
Suministro de sistema contra incendio			177.34	177.34
Gastos Generales - Utilidad Contratista			215.16	215.16
Intereses Durante la Construcción	6.62%	2 769.94	371.90	3 141.84
Contingencias	15.00%	7 595.16		7 595.16
Gestión de Proyecto		3 000.00		3 000.00
Entrenamiento		200.00		200.00
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica		55 435.95	5 993.60	61 429.55

Conexión Eléctrica	Tasa	Moneda Extranjera (Miles US\$)	Moneda Nacional (Miles US\$)	Total (Miles US\$)
Precio FOB		2 926.80		2 926.80
Transporte y Seguro Marítimo	4.00%	117.07		117.07
Gastos de desaduanaje	0.80%		24.35	24.35
Transporte local			25.20	25.20
Obras civiles			52.00	52.00
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			190.00	190.00
Supervisión			70.00	70.00
Gastos Generales - Utilidad Contratista			53.40	53.40
Intereses Durante la Construcción	6.62%	201.37	27.45	228.82
Contingencias	15.00%	553.15		553.15
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica		3 798.39	442.40	4 240.79

Costo Total		59 234.33	6 436.01	65 670.34
--------------------	--	------------------	-----------------	------------------

ANEXO E:

Costos de Combustibles

Compañía	Central Termoeléctrica	Unidades de Generación	Unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ELECTROPERU	Yarinacocha	WARTSILA 4	US\$/Gal	1.972	2.124	2.107	2.109	2.118	2.129	2.138	2.152	2.168
EDEGEL	Santa Rosa	UTI - Gas Natural	US\$/MMBTU	2.322	2.419	2.509	2.602	2.701	2.838	2.984	3.028	3.075
	Ventanilla	TG3 con GN	US\$/MMBTU	0.936	0.936	1.685	2.524	2.619	2.751	2.890	2.933	2.978
EEPSA	Malacas 1	TG1-con GN	US\$/MMBTU	7.692	8.305	8.237	8.245	8.282	8.324	8.362	8.415	8.481
	Malacas 2	TG4-con GN	US\$/MMBTU	2.268	2.449	2.428	2.431	2.442	2.454	2.465	2.481	2.500
EGENOR	Chiclayo Oeste	SULZER2	US\$/Gal	2.368	2.545	2.525	2.528	2.538	2.551	2.562	2.577	2.596
	Piura	C.T. Piura	US\$/Gal	2.209	2.374	2.355	2.358	2.367	2.379	2.389	2.403	2.421
		TG.GE	US\$/Gal	2.209	2.374	2.355	2.358	2.367	2.379	2.389	2.403	2.421
	Sullana	ALCO5	US\$/Gal	3.159	3.413	3.385	3.388	3.403	3.420	3.435	3.457	3.483
	Paíta	EMD3	US\$/Gal	3.166	3.420	3.392	3.395	3.410	3.427	3.442	3.464	3.490
	Chimbote	TG3	US\$/Gal	2.592	2.802	2.779	2.782	2.794	2.808	2.821	2.839	2.860
	Trujillo	TG4	US\$/Gal	2.566	2.774	2.751	2.754	2.766	2.780	2.793	2.810	2.832
SHOUGESA	San Nicolás	TV3	US\$/Gal	2.046	2.204	2.187	2.189	2.199	2.210	2.219	2.233	2.250
		CUMMINS	US\$/Gal	3.232	3.492	3.464	3.467	3.482	3.500	3.515	3.537	3.564
TERMOSELVA	Aguaytia	TG1	US\$/MMBTU	1.740	1.879	1.864	1.866	1.874	1.883	1.892	1.904	1.919
KALLPA GENERACION	Kallpa	TG	US\$/MMBTU	2.234	2.328	2.418	2.510	2.608	2.745	2.889	2.931	2.976
EGASA	Chilina	SULZER 2	US\$/Gal	2.125	2.292	2.273	2.276	2.285	2.297	2.307	2.321	2.339
		C. COMB.	US\$/Gal	3.236	3.497	3.469	3.472	3.488	3.505	3.521	3.543	3.570
		TV-2	US\$/Gal	1.982	2.137	2.119	2.122	2.131	2.141	2.151	2.164	2.181
		TV-3	US\$/Gal	1.982	2.137	2.119	2.122	2.131	2.141	2.151	2.164	2.181
	Mollendo	MIRLESS 3	US\$/Gal	1.949	2.104	2.087	2.089	2.098	2.109	2.118	2.132	2.148
		TG-2	US\$/Gal	3.213	3.475	3.446	3.449	3.465	3.482	3.498	3.520	3.547
EGEMSA	Dolorespata	SULZER 2	US\$/Gal	3.373	3.645	3.616	3.619	3.635	3.653	3.670	3.693	3.722
EGESUR	Calana	C.T. Calana	US\$/Gal	2.175	2.345	2.326	2.328	2.339	2.350	2.361	2.376	2.394
ENERSUR	Ilo 1	TV 2	US\$/Gal	2.401	2.593	2.572	2.574	2.586	2.599	2.611	2.627	2.648
		TV 3	US\$/Gal	1.985	2.143	2.125	2.127	2.137	2.148	2.158	2.171	2.188
		TV 4	US\$/Gal	2.401	2.593	2.572	2.574	2.586	2.599	2.611	2.627	2.648
		CATKATO	US\$/Gal	3.357	3.620	3.591	3.595	3.610	3.628	3.643	3.666	3.693
		TG 1	US\$/Gal	3.357	3.620	3.591	3.595	3.610	3.628	3.643	3.666	3.693
		TG 2	US\$/Gal	3.357	3.620	3.591	3.595	3.610	3.628	3.643	3.666	3.693
	Ilo 2	TV-1	US\$/kg	0.096	0.103	0.102	0.103	0.103	0.103	0.104	0.104	0.105
	Chilca	TG 1	US\$/MMBTU	0.340	0.340	1.356	2.463	2.559	2.693	2.836	2.877	2.921
SAN GABAN	Bellavista	C.T. Bellavista	US\$/Gal	3.261	3.519	3.491	3.494	3.509	3.527	3.542	3.564	3.591
	Taparachi	GRUPOS DIESEL	US\$/Gal	3.258	3.516	3.488	3.491	3.507	3.524	3.539	3.561	3.588

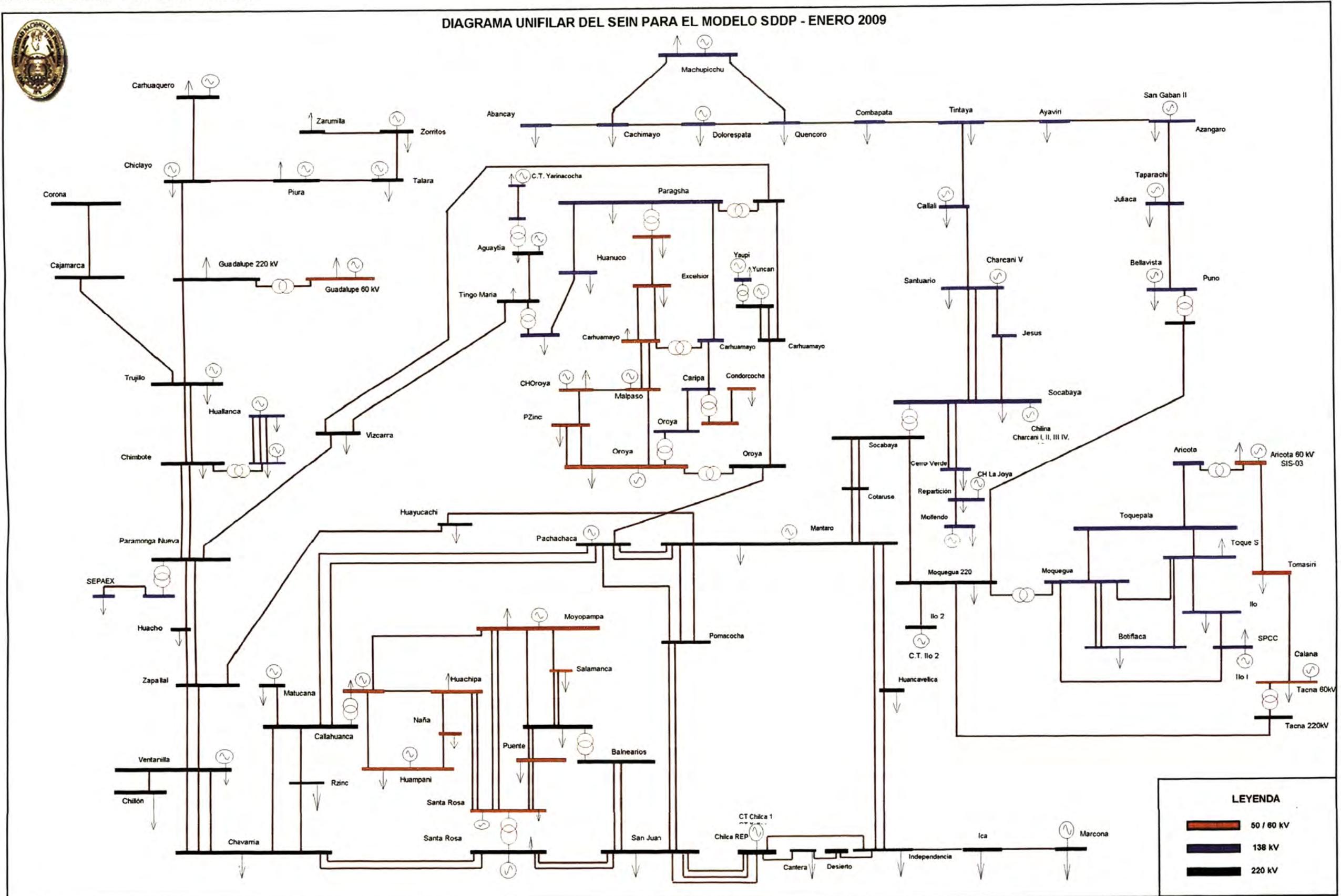
ANEXO F:

Expansión detallada del SEIN:

Capacidad (MW)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Centrales Hidráulicas SEIN									
Cahua	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1	43.1
Cañon del Pato	263.5	263.5	263.5	263.5	263.5	263.5	263.5	263.5	263.5
Carhuaquero	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0	95.0
Mantaro	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5	650.5
Restitución	215.4	215.4	215.4	215.4	215.4	215.4	215.4	215.4	215.4
Caillahuanca	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4	80.4
Huampani	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2	30.2
Huínco	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3	247.3
Matucana	128.6	128.6	128.6	128.6	128.6	128.6	128.6	128.6	128.6
Moyopampa	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7	64.7
Malpaso	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0	48.0
Oroya	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5	9.5
Pachachaca	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7	9.7
Yaupi	110.2	110.2	110.2	110.2	110.2	110.2	110.2	110.2	110.2
Galillo Ciego	38.1	38.1	38.1	38.1	38.1	36.1	38.1	38.1	38.1
Panac	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5
Yanango	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6	42.6
Chimay	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9	150.9
Huanchor	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6	19.6
Curumuy	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Pochochos I	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4	15.4
Yuncán	136.8	136.8	136.8	136.8	136.8	136.8	136.8	136.8	136.8
Charcani I	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
Charcani II	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Charcani III	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Charcani IV	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3	15.3
Charcani V	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6	144.6
Charcani VI	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9	8.9
Misapuquio	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9	3.9
San Antonio	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
San Ignacio	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Huayllacho	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Ancota I	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Aricota II	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4	12.4
San Gabán II	113.1	113.1	113.1	113.1	113.1	113.1	113.1	113.1	113.1
Machupichu I	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8	85.8
Carhuaquero IV	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
La Joya	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Carhuaquero V	0.0	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5
Panac II	0.0	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7	7.7
Platanal	0.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0	220.0
Machupichu II	0.0	0.0	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Sub-total SEIN	2,851.1	3,084.3	3,084.3	3,134.3	3,134.3	3,134.3	3,134.3	3,134.3	3,134.3
Centrales Térmicas SEIN									
Tumbes	17.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Yarinacocha	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0	25.0
UTI5	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4	53.4
UTI6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6
Westinghouse TG7	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3	123.3
Ventánilla CC	492.7	492.7	492.7	492.7	492.7	492.7	492.7	492.7	492.7
Malacas TG1	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Malacas TG2	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
Malacas TG4	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6	100.6
Chiclayo Oeste	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4	24.4
Piura	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4	19.4
Piura TG.GE	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8	18.8
Sullana	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5
Paña	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8	5.8
Chimbote TG1	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Chimbote TG3	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5	21.5
Trujillo TG4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4	20.4
Mollendo TG1	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7	36.7
Mollendo TG2	36.5	36.5	36.5	36.5	36.5	36.5	36.5	36.5	36.5
Mollendo Miriess	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0	32.0
Dolorespata	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
Calana	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5	25.5
Chilina	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2	43.2
Ilo 1 TV 2	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6	22.6
Ilo 1 TV 3	69.5	69.5	69.5	69.5	69.5	69.5	69.5	69.5	69.5
Ilo 1 TV 4	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5	66.5
Ilo 1 CATRATO	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3	3.3
Ilo 1 TG1	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7	34.7
Ilo 1 TG 2	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5	32.5
Ilo 2 Coal TV1	141.8	141.8	141.8	141.8	141.8	141.8	141.8	141.8	141.8
Bellavista	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5
Taparachi	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9
San Nicolas	64.3	64.3	64.3	64.3	64.3	64.3	64.3	64.3	64.3
Aguayta TG1	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5
Aguayta TG2	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5	85.5
Suez TG11	176.0	176.0	176.0	176.0	263.9	263.9	263.9	263.9	263.9
Suez TG12	174.5	174.5	174.5	174.5	261.8	261.8	261.8	261.8	261.8
Suez TG13	0.0	176.0	176.0	176.0	264.0	264.0	264.0	264.0	264.0
Kallpa TG1	176.8	176.8	176.8	176.8	176.8	176.8	265.2	265.2	265.2
Kallpa TG2	176.8	176.8	176.8	176.8	176.8	176.8	265.2	265.2	265.2
Kallpa TG3	0.0	176.8	176.8	176.8	176.8	176.8	265.2	265.2	265.2
Oquendo Sud. de Fibras	0.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0
Santa Rosa Nueva	0.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0	186.0
CA Camisea 1	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 2	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 3	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 4	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 5	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 6	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 7	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0	185.0
CA Camisea 10	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0
CA Camisea 11	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0	185.0
CA Camisea 12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0
CA Camisea 13	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	185.0
Sub-total SEIN	2,540.2	3,111.8	3,296.8	3,666.8	4,300.0	4,670.0	5,305.2	5,675.2	6,045.2
RESUMEN									
Sub-Total Oferta Hidráulica	2,851	3,084	3,084	3,134	3,134	3,134	3,134	3,134	3,134
Sub-Total Oferta Térmica	2,540	3,112	3,297	3,667	4,300	4,670	5,305	5,675	6,045
Oferta Total (Mw)	5,391	6,196	6,381	6,801	7,434	7,804	8,440	8,810	9,180
Máxima Demanda Proyectada (MW)	4,302	4,669	5,192	5,487	5,783	6,089	6,405	6,736	7,084
Reserva	1,089	1,527	1,189	1,315	1,651	1,715	2,035	2,073	2,095
% Reserva	25%	33%	23%	24%	29%	28%	32%	31%	30%

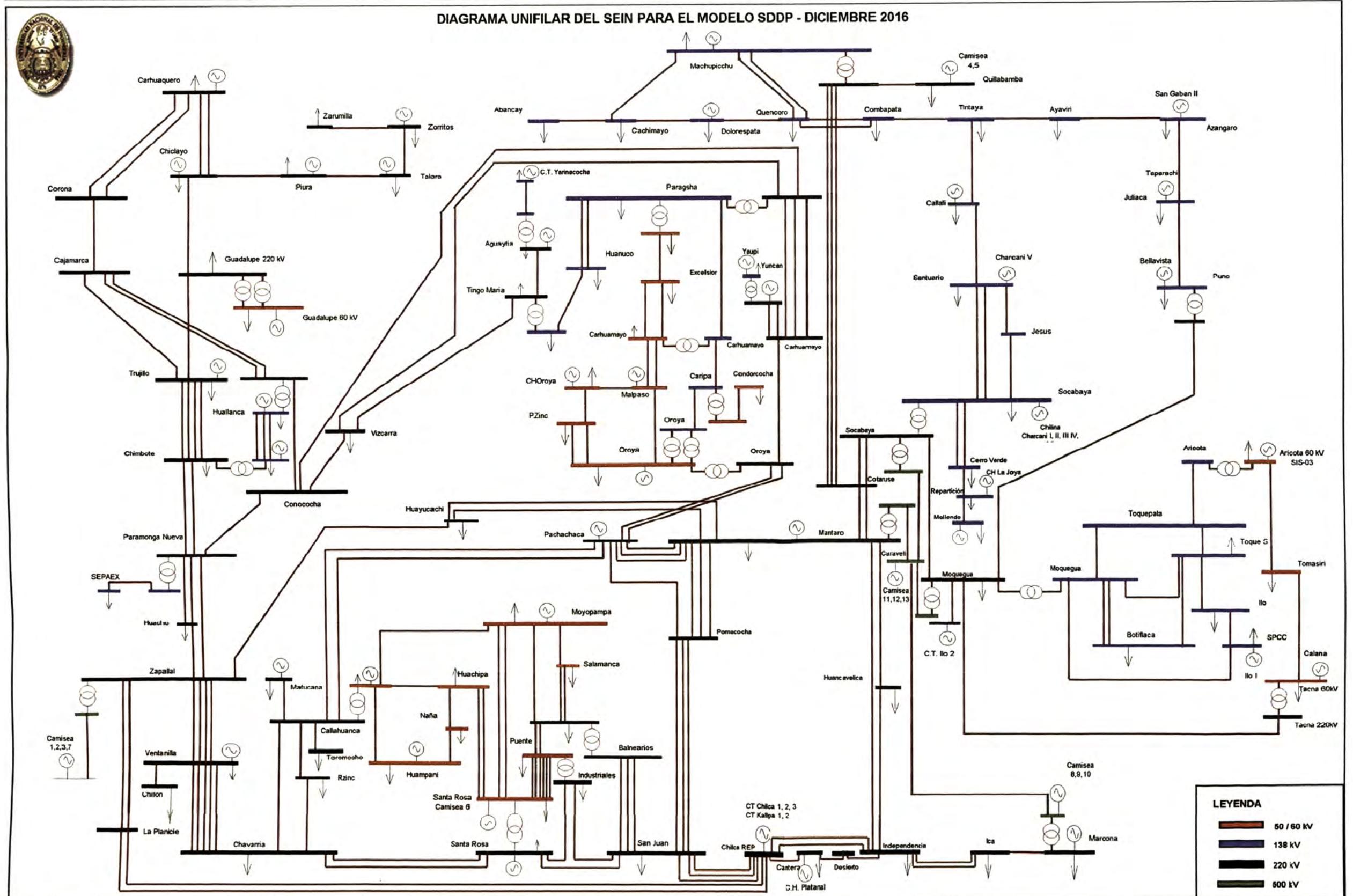
ANEXO H:

Diagrama Unifilar del SEIN en Enero de 2009



ANEXO I:

Diagrama Unifilar del SEIN en Diciembre de 2016



BIBLIOGRAFÍA

1. Black and Veatch, "Power Plant Engineering", Kluwer Academic Publisher, 2003.
2. Jun Ishii, "Technology Adoption and Regulatory Regimes: Gas Turbine Electricity Generators from 1980 to 2001", Center for the Study of Energy Markets, University of California Energy Institute. March 2004.
3. Gas Turbine World 2006 GTW Handbook, Pequot Publishing Inc. 2006.
4. Estudio Técnico y Económico para la Determinación de las Tarifas en Barra para la Fijación Tarifaria de Mayo 2008. COES SINAC.
5. Procedimiento N°17 COES-SINAC: Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Centrales Termoeléctricas.
6. Norma Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia. Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD.
7. Procedimiento N°34 COES-SINAC: Determinación de los costos de Mantenimiento de las Unidades Termoeléctricas del COES.
8. Estimación de la Demanda Agregada de Electricidad. Documento de Trabajo N°4. Oficina de Estudios Económicos OSINERG. Enero 2004.
9. Dominick Salvatore, "Econometría", Serie Schaum, Mc Graw Hill, 1983.
10. Proyecto de Refuerzo del Sistema de Interconexión Eléctrica Centro-Sur. Informe N° 014-2008 MEM/DGE. Ministerio de Energía y Minas. 2008.
11. Plan Referencial de Electricidad 2005-2014. Ministerio de Energía y Minas, Dirección General de Electricidad. 2005.
12. Evaluación Mensual de la Potencia Firme de las Unidades de generación del SEIN. División de Estudios COES-SINAC. Mayo 2008.
13. Quinta Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88 (Final). Septiembre 2006.
14. Procedimiento N°31-C COES-SINAC: Información de Precio de Costos y Calidad de Combustible Gas Natural.
15. Decreto Supremo N° 014-2006-EM. Ministerio de Energía y Minas.

16. Cotizaciones futuras del Crudo liviano, New York Mercantile Exchange (NYMEX) Portal <http://www.nymex.com/>
17. Petroperú, Cotizaciones Históricas de los Precios de Combustibles Líquidos en el Perú. Portal <http://www.petroperu.com.pe/>
18. Proyección de Mantenimientos 2004 - 2008: Anexo H del Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación de Tarifaria de Noviembre de 2004. COES-SINAC, 2004.
19. Programa de Mantenimiento Mensual correspondiente al mes de Junio de 2008. Comité de Trabajo de Programación del Mantenimiento para la operación del SEIN. Mayo 2008.
20. Informe para la Fijación de los Precios en Barra Período mayo 2008 - abril 2009. OSINERGMIN. Abril 2008.
21. Wein- Automatic System Planning Package (WASP) Planning and Economic Studies Section Division of Nuclear Power. International Atomic Energy Agency, Vienna 1993.
22. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de REP. Dirección Gestión RED-ISA, Departamento de Análisis Operativo, REP, 2006.
23. Resolución Ministerial N° 202-2008-MEM/DM. Ministerio de Energía y Minas.
24. Manual de Metodología Modelo SDDP. Versión 9.1 2b. Power Systems Research. Octubre 2007.
25. Decreto de Urgencia 046-2007. Ministerio de Energía y Minas.
26. Procedimiento N°10 COES-SINAC: Valorización de las Transferencias de Energía Activa entre Integrantes del COES.
27. Ley 28832: Ley para Asegurar el desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
28. Decreto Legislativo N° 1041. Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente.
29. Procedimiento N°30 COES-SINAC: Valorización de las Transferencias de Potencia.
30. Cálculo de la Bolsa Provisional de Potencia para la proyección de los Ingresos Adicionales por Potencia Generada. División de Transferencias COES-SINAC.
31. Procedimiento N°29 COES-SINAC: Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema.
32. Proyectos de Inversión, Formulación y Evaluación. Nassir Sapag Chaín. Pearson Prentice Hall 2007.
33. Luis F. Cáceres Graziani. El Gas Natural. Comité de Administración de los Recursos para Capacitación - CAREC. Ministerio de Energía y Minas.

34. Diario El Comercio. Artículo: Aumentan Reservas de Camisea. 3 de Enero 2008.
35. Estudio para la Fijación Tarifaria de la Red Principal de Camisea Pérido 2008-2010. OSINERGMIN, Febrero 2008.
36. Intergovernmental Panel on Climate Change, Greenhouse Gas Inventory Reference Manual Volume 3, Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) and International Energy Agency (IEA), 1997.
37. Reference Manual Volume 2, Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) and International Energy Agency (IEA), 1997.