

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



PLAN ÓPTIMO DE OFERTA DE GENERACIÓN DE CENTRALES TÉRMICAS CON EL USO DEL GAS DE CAMISEA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO (SINAC)

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR:

MARIO ORDÓÑEZ QUINTANILLA

**PROMOCIÓN
2003- II**

LIMA – PERÚ

2009

**PLAN ÓPTIMO DE OFERTA DE GENERACIÓN
DE CENTRALES TÉRMICAS CON EL USO DEL GAS
DE CAMISEA EN EL SISTEMA
INTERCONECTADO NACIONAL PERUANO (SINAC)**

DEDICATORIA

A mis amados padres por todo su esfuerzo en bien de mi formación personal y profesional.

A mis amigos de la Empresa Eléctrica Edegel S.A.A. quienes han colaborado con sus aportes y conocimientos.

SUMARIO

El sector eléctrico en el país, está desagregada en tres grandes actividades: la generación, la transmisión y la distribución eléctrica, este sector se puede sintetizar como una actividad dinámica en la industria peruana debido al continuo crecimiento de la demanda eléctrica y al desarrollo de la infraestructura necesaria para satisfacerla.

El presente documento se enfoca en la actividad asociada a la generación eléctrica, su desenvolvimiento y los cambios que está afrontando debido a la explotación del gas natural de Camisea. Se trata de realizar una expansión del sistema eléctrico en el área de la generación en el mediano y/o largo plazo, en un ambiente competitivo. La expansión se realizará mediante la selección de nuevas ofertas térmicas de generación de dos tipos: tecnología de ciclos abiertos (turbinas a gas) y tecnología de ciclos combinados (turbinas gas-vapor), ambas tecnologías con la misma fuente de energía, el gas natural de Camisea como combustible.

Para la evaluación de la nueva oferta de generación se considera una estimación de la demanda de energía, así como una estimación de precios de combustibles, en el horizonte de estudio. La proyección de demanda de energía se realiza en base a la metodología de estimación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN). Mientras que la proyección de los precios de los combustibles líquidos se realiza en función a los precios estimados del petróleo crudo WTI (West Texas Intermediate) mediante una correlación de datos históricos.

Para determinar la nueva oferta de generación se hace uso de un modelo matemático de simulación de despacho de energía y pronóstico de costos marginales "Modelo Hidrotermico Peruano MHTP". Los resultados de este modelo se usan para evaluar económicamente la fecha de ingreso de una nueva unidad, se realiza mediante un proceso iterativo evaluando el flujo de caja económico de la unidad. Para el flujo de caja económico se usa una tasa de descuento del 12%,

tasa definida en la Ley de Concesiones Eléctricas. La fecha de ingreso de una nueva oferta estará supeditada al retorno del capital invertido en el tiempo de vida útil de la unidad.

Finalmente se realiza una comparación de los costos marginales asociados a los dos tipos de expansión de la oferta de generación. En base a esta comparación se define la nueva oferta térmica apropiada para sistema eléctrico. Esta nueva oferta de generación será la que tenga menor costo marginal del sistema.

ÍNDICE

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1	Introducción.....	2
1.2	Objetivos.....	3
1.3	Alcances.....	4

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

2.1	Historia y Evolución del Marco Regulatorio.....	5
2.2	Reforma del Sector Eléctrico. Ley de Concesiones Eléctricas.....	10
2.3	El Gas de Camisea como Combustible.	10
2.4	Mercados para el Gas Natural	13
2.5	Impacto del Gas Natural en el Sector Eléctrico.....	14

CAPÍTULO III

UNIDADES TÉRMICAS DE GENERACIÓN

3.1	Una Revisión de Turbinas a Gas.....	17
3.2	Unidades de Generación en Ciclo Combinado o Modo de Cogeneracion.....	18
3.3	Categorías de las Turbinas de Gas.....	24
3.4	Tipos de Combustible.....	24
3.5	Costos en el Ciclo de Vida de las Unidades Térmicas.....	25
3.6	Fundamento Termodinámico del ciclo de la Turbina de Gas.....	26
3.7	Fundamento Termodinámico del ciclo de la Turbina de Vapor.....	28
3.8	El Ciclo Combinado Gas Vapor.....	30

CAPÍTULO IV

BASES DE PROYECCIÓN

4.1	Estimación de la Demanda de Energía.....	36
4.1.1	Proyección de Demanda Vegetativa con el Modelo Econométrico Eviews.	36
4.1.2	Proyección de Grandes Cargas y Proyectos	39
4.1.3	Proyección de Demanda Global	39

4.2	Estimación de los precios de Combustibles Líquidos.....	40
4.2.1.	Evolución del WTI (West Texas Intermediate).....	40
4.2.2.	Evolución de la Inflación Americana.....	46
4.2.3.	Precio de Combustibles Líquidos.....	46
4.3	Precio Total del Gas Natural.....	47
4.3.1.	Precio del Gas Natural en Camisea.....	49
4.3.2.	Tarifa de la Red Principal de Camisea.....	51
4.3.3.	Tarifa por Otras Redes.....	52
4.3.4.	Topes Máximos por la Acometida.....	53

CAPÍTULO V

MODELO MATEMÁTICO: MODELO HIDROTÉRMICO PERUANO

5.1	Modelo Hidro-Térmico Peruano (MHTP).....	54
5.1.1	Objetivo	54
5.1.2	Características Generales	54
5.1.3	Fase de Optimización del Embalse	55
5.1.4	Fase de Cálculo de Precio de Nudo o Barra.....	56
5.1.5	Fase de Simulación	56
5.2	Descripción Gráfica del Funcionamiento del Modelo MHTP.....	56
5.2.1	Fase de Optimización del Embalse.....	56
5.2.2	Fase de Cálculo de Precio de Nudo.....	57
5.2.3	Fase de Simulación.....	57
5.3	Archivos Planos de Entrada	58
5.3.1	Datos de las Centrales (X.dat).....	58
5.3.2	Datos Periódicos (X.per).....	58
5.3.3	Datos de Demanda (X.dem).....	58
5.3.4	Datos de Sistema (X.sis).....	58
5.3.5	Datos de Potencia firme para las Centrales (X.pfi).....	58
5.3.6	Datos de Caudales Afluentes (X.afl).....	58
5.3.7	Datos de Embalses (X.emb).....	58
5.3.8	Datos de Cascadas Hidráulicas (X.hid).....	59
5.3.9	Datos de Precios de Potencia (X.pot).....	59
5.3.10	Datos de Valor Estratégico (VAL_ xxxx).....	59
5.4	Archivos Planos de Salida.....	59
5.4.1	Salida por Bloque (X.blo).....	59
5.4.2	Salida por Mes (X.men)	59
5.4.3	Salida por Año (X.anu)	60

5.4.4 Salida con Generación por Bloque (X.gen).....	60
5.4.5 Salida con Costos Marginales por Secuencia(CBL_xxxx).....	60
5.4.6 Salida con Generaciones por Secuencia (GBL_xxxx).....	60
5.4.7 Salida con Margen de Energía por Secuencia (MVE_xxxx).....	60
5.4.8 Salida con Margen de Potencia por Secuencia (MVP_xxxx).....	61
5.4.9 Salida con Transmisiones por Bloque y Secuencia (TBL_xxxx).....	61
5.5 Resultados Obtenidos del Modelo para la Evaluación Económica...	61
5.5.1 Costos Marginales Esperados.	61
5.5.2 Producción de Energía Esperada	61
5.5.3 Ingresos Garantizados por Potencia Firme.....	61
5.5.4 Ingreso Adicional por Potencia Generada.....	62
5.5.5 Margen Variable de Energía Esperada.....	62
5.5.6 Margen Variable de Potencia Esperada.....	62
CAPÍTULO VI	
EVALUACION ECONÓMICA Y CÁLCULOS	
6.1 Consideraciones Generales.....	63
6.2 Metodología de Ajuste de Nueva Oferta de Generación para Unidades de Mediano Plazo.....	63
6.3 Metodología de Ajuste de Nueva Oferta de Generación para Unidades de Largo Plazo (último año de evaluación).....	67
6.4 Análisis de Escenarios de Oferta de Generación.....	67
6.4.1 Consideraciones Generales.....	67
6.4.2 Escenario con Nueva Oferta Térmica de Ciclo Abierto.....	70
6.4.3 Escenario con Nueva Oferta Térmica de Ciclo Combinado	72
6.5 Resultados y Comparación de Escenarios de Oferta de Generación.....	75
CAPÍTULO VII	
ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES	
7.1 Análisis de Resultados	77
7.2 Conclusiones.....	79
BIBLIOGRAFÍA.....	80

PRÓLOGO

El presente informe de suficiencia titulado “**Plan Óptimo de Oferta de Generación de Centrales Térmicas con el Uso del Gas Natural de Camisea en el Sistema Interconectado Nacional Peruano (SINAC)**” trata de compartir conocimientos en los temas energéticos desde la óptica práctica y académica.

La actividad en el sector eléctrico en el país, involucra diversos temas relacionados a la generación eléctrica, en el presente informe se expone algunos temas como: la estimación de la demanda de energía, el negocio del gas natural de Camisea, asimismo una herramienta matemática de optimización denominada “Modelo Hidrotérmico Peruano” (MHTP), también las nuevas tecnologías de las unidades de generación. Con esto se trata de seleccionar nueva oferta térmica futura usando el gas de Camisea, con el uso del modelo MHTP.

Aunque no tiene por objetivo exponer todas las bases para la evaluación de proyectos futuros de generación térmica, la comparación que se realiza para dos escenarios distintos de tecnología, explica que la nueva oferta térmica más económica es dependiente del costo de combustible en que se incurre.

En el capítulo I se realiza una breve descripción del informe, los objetivos y el alcance.

El capítulo II explica la historia y evolución del mercado eléctrico nacional y los cambios regulatorios, asimismo el desarrollo del gas de Camisea y su impacto en el mercado eléctrico.

En el capítulo III se realiza una descripción de las tecnologías de las unidades térmicas de generación.

En el capítulo IV se realiza una estimación de la demanda de energía y los precios de los combustibles.

En el capítulo V se explica el uso del modelo MHTP así como la administración de datos y salidas.

Y finalmente en el capítulo VI se realiza la evaluación y los cálculos de la selección de la nueva oferta de generación.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

El presente informe contiene el estudio realizado de la evaluación económica para la selección de una alternativa de oferta de generación eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. La oferta de generación dependerá de la selección entre tipos de unidades térmicas de ciclo abierto y unidades térmicas de ciclo combinado. El horizonte de estudio para la evaluación está comprendido desde el año 2012 hasta el año 2018. El combustible usado para la nueva oferta térmica es el gas natural de Camisea.

En la primera parte de este documento, se explica la parte teórica del informe, donde se ha considerado necesario realizar un resumen general acerca de la evolución histórica del sector eléctrico peruano, principalmente el marco regulatorio en el cual ha sustentado su desarrollo, la actividad del sector eléctrico del país. Asimismo, se hace un resumen acerca de la evolución de la explotación de gas natural de Camisea, siendo éste, el combustible en el cual se sustenta la nueva oferta de generación, ya sea como uso en ciclos abiertos o en ciclos combinados; Así como también se realiza una explicación de la reciente formación del mercado del gas natural y su impacto en el sector eléctrico peruano.

Por otra parte, en el Capítulo III se explican las características y la tecnología de las unidades de generación usadas para la selección de la oferta de generación, los avances tecnológicos realizados en las unidades de ciclos abiertos y ciclos combinados para su eficiencia, utilización de fuentes de energía diversas, que en este caso es el uso del gas natural de Camisea. Asimismo se realiza una breve descripción de las categorías de turbinas de gas de acuerdo a su potencia y/o tamaño, tipos de uso más frecuentes, y uso con otros tipos de combustibles. Finalmente en esta parte del documento se explica también los costos involucrados en el ciclo de vida de las unidades térmicas, tanto en los

ciclos abiertos como en los ciclos combinados. Del mismo modo se presenta un breve resumen de los fundamentos termodinámicos de las unidades térmicas de ciclo abierto y de ciclo combinado.

Se ha realizado también una estimación de la demanda de energía y la proyección de los precios de combustibles. Se explica la metodología de la estimación de la demanda del organismo regulador OSINERGMIN en los procesos relacionados a las fijaciones tarifarias de energía. Luego se realiza la estimación de la demanda de energía para todo el horizonte de estudio (2009-2018). Para la estimación de la demanda de la energía se considera el tipo de consumo, la cual está desagregada en dos grandes componentes: consumo doméstico o vegetativo, y consumo de grandes cargas y nuevos proyectos. Por otra parte la proyección de los precios de combustibles se realiza básicamente en función a los precios del petróleo crudo WTI (West Texas Intermediate), y otros indicadores económicos relacionados como la inflación de los Estados Unidos. Respecto al precio del gas natural se realiza una breve descripción del cálculo de los precios de sus componentes del precio total, este precio total del gas considera precios desde la explotación o extracción del gas hasta el punto de entrega al usuario final, pasando por el transporte.

En el capítulo V se hace una breve descripción del modelo matemático de optimización y simulación del Modelo Hidrotérmico Peruano MHTP, una descripción de la administración de datos, y una descripción gráfica del funcionamiento, así como principales datos de entrada y salida.

Finalmente en el último capítulo se presenta una explicación de la metodología y evaluación para la selección de una nueva oferta térmica de generación, así como la evaluación de la rentabilidad económica de dichas unidades, y como resultado final una comparación de costos marginales del sistema asociados a cada parque generador.

1.2 Objetivos

El presente informe tiene por objetivo explicar de forma práctica la selección de un plan de obras de oferta de generación térmica para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) en el periodo de estudio del 2012 al 2018. La selección de la oferta de generación será entre: (i) ofertas de generación de unidades térmicas de ciclo abierto y, (ii) ofertas de generación de unidades

térmicas de ciclo combinado. Estas nuevas unidades utilizarán como combustible el gas natural de Camisea. La selección del plan obras de oferta de generación térmica se realiza por el método de minimización de beneficio-costos, para el cual se representa básicamente dos factores: la nueva oferta de generación (oferta) y la demanda de energía a nivel del sistema interconectado (consumidores de energía eléctrica o demanda).

De la misma manera se explica el funcionamiento del modelo matemático "Modelo Hidrotermico Peruano" MHTP, la información detallada de resultados de las simulaciones para cálculos estadísticos en los negocios del sector de la generación y la transmisión. La información del modelo MHTP relacionado a la separación de los negocios de energía y potencia, al igual que la información usada para el cálculo de evaluaciones económicas de diversos proyectos eléctricos en generación y transmisión.

1.3 Alcances

El sector eléctrico peruano está conformado por empresas de generación, transmisión y distribución. En el subsector de generación, en el cual se enfoca el presente documento, se produce la energía eléctrica que es transportada por las redes eléctricas de transmisión de alta tensión y luego por las redes eléctricas de distribución, para finalmente llegar al consumidor final.

El plan de obras óptimo de oferta de generación eléctrica con unidades térmicas es de carácter nacional, porque el sistema eléctrico está enlazado por el sistema de transmisión. Sin embargo la nueva oferta de generación eléctrica en el presente trabajo utilizará sólo el gas natural de Camisea como combustible. Con abastecimiento continuo del combustible y sin riesgos de su suministro. De esta manera, el informe no considera otras alternativas de oferta de generación eléctrica tales como nuevas centrales hidroeléctricas, unidades térmicas con el uso del carbón u otro combustible, ni otras fuentes de gas para su abastecimiento.

Asimismo para este informe se considera que el problema del planeamiento del sistema eléctrico de transmisión está completamente resuelto; es decir, en el largo plazo el sistema de transmisión es un sistema idealizado, no existe congestión en las redes de transmisión eléctrica.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL

2.1 Historia y Evolución del Marco Regulatorio.

La historia y evolución de la prestación del servicio eléctrico en el Perú, ha pasado por etapas claramente caracterizadas por el marco legal e institucional [1], dentro del cual se han ido desarrollando las correspondientes actividades del sector. A continuación se muestra dichos periodos:

- Desde la aparición de la electricidad en nuestro medio hasta antes de la promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica, Ley N° 12378 (1886-1955)
- Periodo de aplicación de la Ley N° 12378 (1956 -1972);
- Periodo de aplicación del Decreto Ley N° 19521 Normativo de Electricidad (1973-1992); y de la Ley N° 19522 - Ley Orgánica de la Empresa de Electricidad del Perú - ELECTROPERU.
- Periodo de aplicación de la Ley General de Electricidad - Ley N° 23406 (1982-1992).
- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N° 25844 (1992-hasta la fecha).

El inicio de la electricidad en el Perú, de modo similar a lo sucedido en la mayoría de las innovaciones tecnológicas, empezó en Lima pocos años después de su invención en países industrializados; fue en 1884, durante el gobierno del General Iglesias que se abrió la posibilidad de introducir el alumbrado público en Lima y es así que, el 15 de mayo de 1886 se inauguró el alumbrado público eléctrico en la plaza de armas y en algunas calles aledañas.

A partir de tal hito, tanto la prestación del servicio público como la auto-producción de electricidad por parte de las industrias manufactureras se fueron desarrollando al amparo de la legislación común para las diversas actividades "industriales", con una serie de normas que se fueron expidiendo a fin de solucionar los problemas más importantes e impostergables, pero sin llegar a

constituir un conjunto integral, ni mucho menos orgánico; es decir, no se tenía una normativa propia para el sector eléctrico.

Dentro de este contexto las empresas que se proponían brindar el suministro de electricidad con el carácter de servicio público, debían gestionar ante la municipalidad de la circunscripción, o directamente ante el gobierno central, un contrato para tal efecto por periodos renovables de 10 a 20 años. A partir de la expedición de la resolución suprema del 3 de octubre de 1930, tales contratos debían ser sometidos a la aprobación del Gobierno Central por intermedio de la Dirección General de Fomento y Obras Públicas.

La única facilidad que se les otorgaba a tales empresas, consistía en liberarla de pagos de derechos aduaneros por el material que importaban para atender el servicio eléctrico. La aceptación del contrato conllevaba la obligación de atender las solicitudes de nuevos suministros e imponía reglas referentes a la calidad y la continuidad del servicio así como fijaba - en el mismo documento - las tarifas a aplicar. Tales tarifas fijadas inicialmente, no podían ser variadas sino mediante una autorización del Servicio Técnico mencionado, previa conformidad de la municipalidad interesada.

Por otro lado, un Autoprodutor no requería ninguna autorización específica para generar electricidad para uso propio, pero si deseaba emplear una fuente hidráulica para generación eléctrica debía obtener, de la Dirección de Aguas e Irrigación del Ministerio de Fomento, el permiso para el uso de agua y pagar una tasa por tal utilización.

Después de los primeros pasos mencionados, que estuvieron orientados mayormente al alumbrado público, se fueron constituyendo y desarrollando diversas empresas productoras de electricidad, principalmente autoprodutores que iban evolucionando hacia abastecedores de las áreas de influencia respectivas.

Fue así que el 1º de agosto de 1906 se constituía en Lima la empresa "Empresas Eléctricas Asociadas" EE. EE. AA. (también conocida mas adelante como Lima Light & Power Co.), conformada por la fusión de la Empresa Eléctrica de Santa Rosa con el Ferrocarril de Lima y Callao, el Tranvía Eléctrico de Lima y Callao, y el Tranvía eléctrico de Lima a Chorrillos. Un año antes (1905) ya se había constituido la Sociedad Eléctrica de Arequipa Ltda. (SEAL) en la ciudad del

mismo nombre y en la década siguiente aparecían empresas similares en los principales núcleos urbanos del país.

Durante la primera mitad del siglo XX, el Perú basó su desarrollo económico en la explotación de una pequeña parte de sus recursos naturales, principalmente los agrícolas y mineros, gran parte de los cuales exportaba, empleando las divisas que obtenían de ello para adquirir del exterior los bienes de consumo y escasos bienes de capital que demandaban su población y su producción industrial manufacturera, que era muy reducida, prácticamente artesanal.

De 1950 hacia adelante, la actividad económica del país cambió notablemente debido a que se inició un proceso relativamente acelerado de la “industrialización”.

Ello ocasionó un aumento de los requerimientos energéticos, tanto para apoyar el desarrollo de la industria manufacturera como para cubrir las necesidades crecientes del consumo doméstico, alentado a su vez por la relativa elevación del poder adquisitivo y el de vida de grupos significativos de la población (aquellos relacionados con los crecientes núcleos urbanos-industriales) y los servicios de salud, educación y entretenimiento existentes en dicha área.

El panorama antes expuesto ocasionó una fuerte presión sobre los servicios urbanos, entre ellos el servicio público de electricidad, por lo que el gobierno preparó en agosto de 1953 un proyecto de ley “Ley de la Industria Eléctrica”, que partía de la premisa de que el gobierno no podía contemplar con indiferencia la situación existente en dicho servicio público. La primera regulación de la materia se dio con la Ley de la Industria Eléctrica - Ley N° 12378, cuyos objetivos principales eran: a) regular el ejercicio de la industria eléctrica y fomentar su desarrollo; b) Estimular la inversión privada de la industria eléctrica y la creación de infraestructura para el servicio público, como las autorizaciones, concesiones, servidumbre, y otras; c) regular la utilización y consumo de energía eléctrica; d) Proteger la seguridad y la vida de las personas d) otorgar las concesiones, permisos, licencias y otros.

El 8 de julio de 1955, se expidió dicha Ley de la Industria Eléctrica - Ley N° 12378 -, reglamentada mediante Decreto Supremo N° 3 del 5 de enero de 1956; y tal como señalamos anteriormente, estaba orientada a propiciar el incremento de empresas “Concesionarias” del servicio público de electricidad, es decir, las

empresas privadas como eje de desarrollo del sector eléctrico; garantizándoles un adecuado retorno de los correspondientes capitales de riesgo, en la medida que cumplieran con ciertas pautas básicas y los dispositivos legales vigentes en materia técnica, empresarial y laboral. Para la parte económico-financiera se les garantizaba un dividendo del 8.5% anual y una Utilidad Comercial de hasta 3 % anual, ambos sobre el capital social a ser reajustado a partir de las reevaluaciones de los activos fijos en base a su precio de reposición a nuevos. El principal compromiso que se les exigía era que debían estar preparados para atender un incremento de demanda en el mercado de hasta el 10% anual no acumulable.

El estado podía invertir como concesionario cuando lo considere necesario, en iguales condiciones que los privados, sin ningún privilegio adicional. Además, se estableció una división de responsabilidades por la inversiones: las empresas concesionarias eran responsables de las inversiones en los sistemas de generación y de transmisión, así como la transformación intermedia, los medidores, la planta administrativa y el capital de trabajo; los beneficiarios, a su vez, debían cubrir directa o indirectamente la inversión del sistema de distribución.

En la práctica, la Ley de la Industria Eléctrica - Ley N° 12378 - sirvió de base para un vigoroso desarrollo del abastecimiento eléctrico, especialmente aquel brindado bajo régimen de servicio público.

En 1968, se hizo cargo del poder el Gobierno Militar, optando entre otros aspectos, por una política de estatización de las principales actividades económicas, entre ellas la prestación del servicio público de electricidad.

Con tal propósito, empezó ejerciendo los controles previstos por la legislación vigente que no se habían aplicado aún por falta de recursos, principalmente humanos. Posteriormente se procedió a negar sistemáticamente el otorgamiento de reajustes de la tarifa de la energía eléctrica, no obstante la detallada justificación presentada de forma reiterada, con lo cual se cortó las posibilidades de continuar dando dividendos al capital accionario. Finalmente, el 5 de setiembre de 1972 expidió el Decreto Ley N° 19521 de creación y organización de la Empresa de Electricidad del Perú. ELECTROPERU S.A, como matriz estatal del sector eléctrico.

El Decreto Ley N° 19521 incluyó la capitalización a favor del estado de los valores económicos de los bienes y dominio público, aunque especificándose que no tenían derecho a dividendo ni utilidad comercial. Con ello y con las acciones que ya estaban en poder de entidades paraestatales (por ejemplo el Seguro Social), el estado pasó a ser el accionista mayoritario de las principales empresas concesionarias, empezando por EE. EE. AA, a la que bautizó como ELECTROLIMA. Posteriormente adquirió las acciones que estaba en manos de extranjeros no residentes, pagándolas - aunque con retraso - a su justiprecio en monedas fuertes; asimismo, más adelante canjeó las acciones de los inversionistas locales, que desde 1972 habían dejado de percibir dividendos, por bonos en moneda local de rendimiento fijo pero sin derecho a decisión en la junta de accionistas.

En el campo económico, el mencionado dispositivo incluía la transferencia al Ministerio de Energía y Minas (MEM) de la responsabilidad por la fijación de tarifas eléctricas, así como la decisión de tender a una Tarifa Unificada Nacional. Para este último aspecto, como quiera que el Sistema Interconectado Centro-Norte (SICN) abarcara sólo una parte del mercado nacional, se hacía necesario un canal para las transferencias económicas respectivas, utilizándose primero las tarifas Inter-Empresas y creándose mas adelante el Fondo de Compensación Tarifaria.

Ello origino entre otros problemas, que la empresas más eficientes no tuvieran aliciente para mejorar aun más su rendimiento porque al final del ejercicio sus resultados eran compartidos con todas las empresas; las menos eficientes, a su vez podían continuar en su bajo nivel de rendimiento sin preocupaciones, sabedoras que al cierre del año igual iban a recibir compensaciones económicas provenientes de las empresas más eficientes; se llegó inclusive en algunos casos a la situación de que ni siquiera les interesara el reajuste de las tarifas a los usuarios finales por ellas atendidas o la cobranza oportuna de las facturas emitidas, puesto que la mayor fuente de ingresos era la transferencia de otras empresas regionales, sobre todo de ELECTROLIMA.

La Ley General de Electricidad - Ley N° 23406 - y su reglamento se publicó en el segundo gobierno del Arquitecto Belaunde, generalmente no aportó modificación alguna al esquema comentado, toda vez que dentro de sus

disposiciones generales estableció que el ejercicio público de electricidad estaría a cargo del estado.

2.2 Reforma del Sector Eléctrico.- Ley de Concesiones Eléctricas.

Dentro de este contexto, una forma en que el sector eléctrico podía desarrollarse era modificando sustancialmente su estructura, permitiendo el ingreso de la inversión privada y buscando competencia en este mercado, para lo cual se emite la Ley de Concesiones Eléctricas el 19 de noviembre de 1992. Posteriormente se emitió el Decreto Supremo N° 009-93-EM que reglamentó esta Ley. Las principales modificaciones que introduce la mencionada Ley de Concesiones Eléctricas, son las siguientes:

- Cambio de rol del Estado.
- Desintegración de actividades y separación de actividades eléctricas.
- Libre acceso a las redes.
- Clientes libres y clientes regulados.
- Títulos habilitantes: concesiones, autorizaciones y permisos.
- Organismos competentes del sector eléctrico.
- Resultados de la reforma.

Una nueva ley de reciente publicación, es la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832, publicada en julio del 2006), la cual tiene como objetivos principales:

- Asegurar la suficiencia de generación eficiente que permita reducir la exposición del sistema a la volatilidad de los precios y a los riesgos de racionamiento.
- Reducir la intervención administrativa en la fijación de los precios de generación.
- Adoptar medidas para promover una efectiva competencia en el mercado de generación.
- Introducir la planificación de la transmisión e introducir un nuevo mecanismo de retribución de la transmisión que garantice la expansión de la red.
- Permitir el acceso de la demanda al mercado de corto plazo y su participación en el COES.

2.3 El Gas de Camisea como Combustible.

Los yacimientos San Martín y Cashiriari, conjuntamente conocidos como Bloque 88 Camisea, ubicada a unos 500km de la ciudad de Lima – Perú, en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes en el departamento de Cuzco. Situada en el valle de Bajo Urubamba. Albergan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina; Aclarando que el gas asociado es el que se extrae junto con el petróleo crudo contiene grandes cantidades de hidrocarburos como etano, propano, butano y naftas, el no asociado es aquel que se encuentra en depósitos que contienen únicamente gas natural. El volumen de gas “in situ” probado es de 8.7 tera pies cúbicos (TPC) con un estimado de recuperación final de 6.8 TPC de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos de gas natural asociados (propano, butano y condensados).

El potencial del Bloque 88 está estimado en 11 TPC de gas natural como volumen de gas “in situ” probado mas probable (Probado: Las reservas probadas de hidrocarburos son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica; Probable: Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables, que de lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables). El estimado de recuperación final considerando los volúmenes probados mas probables es 8.24 TPC de gas y 482 millones de barriles de líquidos de gas natural. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú.

El Proyecto Camisea consiste en la explotación de estas reservas, la construcción y operación de dos ductos, un gasoducto para gas natural y un poliducto para líquidos de gas natural y la red de distribución para gas natural en Lima y Callao. Los ductos permitirán que el gas natural y los líquidos estén disponibles para consumo doméstico y para exportación. El gas natural será

transportado a Lima, el principal centro de consumo, donde podrá ser utilizado para fines residenciales e industriales, así como para generar electricidad, la misma que luego será distribuida a nivel nacional a través de la infraestructura de transmisión existente en el Perú. Los líquidos permitirán abastecer al mercado local de GLP y también constituirá una importante fuente de ingreso de divisas.

El desarrollo de las reservas de Camisea es un proyecto que empezó hace varios años atrás. Fue entre 1983 y 1987 que se produjo el descubrimiento de los yacimientos de Camisea. En 1988, Petroperú suscribió, con una compañía privada, un acuerdo de bases para la explotación de Camisea. No obstante, la negociación del Contrato concluyó sin que las partes llegaran a un acuerdo. En 1994, se suscribió el convenio para la evaluación y desarrollo de los yacimientos de Camisea entre Petroperú y la misma compañía privada. Después de la presentación del estudio de factibilidad (mayo de 1995), se suscribió un contrato para la explotación de los Yacimientos de Camisea (mayo de 1996). En 1998, el consorcio anunció su decisión de no continuar con el segundo periodo del contrato.

De esta manera, en mayo de 1999, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a un concurso público internacional para adjudicar el contrato de licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea, así como las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y de gas natural en Lima y Callao. Once compañías fueron precalificadas en el concurso para la explotación, y doce para el transporte y distribución.

En febrero del 2000, mediante una licitación pública internacional, el gobierno peruano adjudicó la licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea al consorcio liderado por Pluspetrol Perú Corporation S.A., con la participación de Hunt Oil Company of Peru L.L.C., SK Corporation y Tecpetrol del Perú S.A.C. (100% propiedad del Grupo Techint). La licencia fue adjudicada basándose en la oferta más alta de regalías presentada por los postores. El Proyecto de explotación consiste en una licencia por 40 años para la extracción de gas natural e hidrocarburos líquidos.

En octubre de 2000, se adjudicaron las concesiones para el transporte de líquidos y gas natural a la costa y la distribución de gas natural en Lima y Callao al consorcio liderado por Tecgas N.V. (100% propiedad del Grupo Techint), con la

participación de Pluspetrol Resources Corporation, Hunt Oil Company, SK Corporation, Sonatrach Petroleum Corporation B.V.I y Graña y Montero S.A.

Los concesionarios para transporte y distribución firmaron tres diferentes contratos por un periodo de 33 años: un contrato para el transporte de gas desde Camisea hasta Lima; otro para el transporte de líquidos de Camisea a la costa; y un tercero para la distribución de gas en Lima y Callao. Estos contratos fueron adjudicados basándose en la oferta más baja del costo de servicio, lo que determinó las tarifas para el transporte y distribución de gas natural. Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) es la compañía formada por el consorcio específicamente creado para el desarrollo y operación de este proyecto.

El 9 de diciembre de 2000, se suscribieron en Lima el Contrato de Licencia para la explotación de los hidrocarburos de Camisea y los tres Contratos de Concesión para el transporte de líquidos y gas y la distribución de gas [12].

A principios de mayo de 2002, TGP S.A. seleccionó a Tractebel como operador de la compañía de distribución de gas. Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es una compañía propiedad de Tractebel creada para desarrollar el servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao.

2.4 Mercados para el Gas Natural.

En general, el gas natural puede ser usado para producir energía térmica directamente o para producir combustibles tales como GLP y gasolina natural.

En el Perú, antes de la puesta en operación del Proyecto Camisea, la producción de gas natural se había limitado a las reservas estimadas de los yacimientos de la costa noroeste y selva central, la cual es usada como combustible en la generación de electricidad, y en las operaciones de las empresas petroleras. En el pasado, el gas natural seco fue utilizado como combustible residencial para aproximadamente 350 viviendas en los campamentos de explotación de las Costa Norte.

Hoy en día, la demanda de gas natural de Camisea proviene principalmente en su uso en la generación de electricidad (a través de centrales térmicas a ciclo simple y ciclo combinado), y en el sector industrial (asociada principalmente a las empresas que han firmado contratos Take or Pay: Tipo de contrato de compraventa o de suministro de gas natural en el cual el comprador o quien percibe el suministro se compromete a pagar un porcentaje, o un volumen, del

gas contratado, independientemente de que éste sea consumido o no. Y a las nuevas industrias). Sin embargo, también existe una importante demanda potencial de gas natural a nivel urbano, representada por el consumo en los segmentos comercial y residencial, y por su uso en el transporte automotriz. Este consumo potencial ira creciendo conforme se desarrolle la red de distribución de Lima y se extienda la red de transporte a otras regiones, y se de la promoción necesaria para incentivar el consumo del gas. Otra fuente importante de demanda será la proveniente del mercado de exportación del gas natural licuefactado. Los estudios iniciales sobre proyecciones de demanda de gas natural muestran algunas diferencias de acuerdo a los escenarios supuestos utilizados (Stone & Wester 1998). En particular los pronósticos han variado significativamente a lo largo del tiempo, debido principalmente a las diferentes estimaciones de las cantidades demandadas en los rubros de generación eléctrica y uso industrial [2].

Considerando el consumo específico por tipo de central de generación eléctrica y los precios máximos a los que el gas será vendido, incluyendo el precio de transporte, el costo de generación de una unidad de ciclo combinado es de aproximadamente de 17 US\$/MWh, para una unidad térmica con combustible carbón de 20 US\$/MWh, para ciclos simple con combustible de gas 26 US\$/MWh, y para unidades con combustibles residuales y otros combustibles líquidos superan los 100 US\$/MWh. Se puede apreciar que resulta ser más competitiva una central de ciclo combinado, central con combustible carbón, y una central de ciclo simple con gas, en ese orden.

2.5 Impacto del Gas Natural en el Sector Eléctrico.

La entrada de gas natural como alternativa de inversión competitiva, hará posible la reconfiguración del parque de generaron eléctrica con el correspondiente mejor uso de los recursos y reducción de costos de producción. En particular, la entrada de centrales a gas natural disminuirá la dependencia hidráulica actual (que cubre cerca del 61% de la demanda de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en condiciones normales, según el informe anual del COES "INFORME DE OPERACIÓN ANUAL N° COES/DO/SEV-007-2009"), reduciendo los precios de energía, el impacto en las tarifas y mejorando el manejo de los riesgos de los generadores ante eventos como un año hidrológico seco. Así, se estima que en el mediano plazo, con la entrada paulatina de

centrales a gas natural, tanto en ciclo simple como en ciclo combinado, las tarifas podrían disminuir de 36\$ por MWh a un promedio menor en el año 2010 (la reducción de precios a niveles menores a los 30 \$/MWh sería difícil debido a que este precio es cercano al costo medio en energía de una central a gas a ciclo combinado considerando sus costos y un factor de planta al 70 %. Entiéndase por factor de planta al resultado de dividir la energía generada por la planta, en un periodo de tiempo dado, generalmente se toma anual, sobre la energía que hubiera podido generar la planta si lo hiciera a plena carga durante todo el período).

Esta reducción de costos se puede estimar teniendo en cuenta los costos de inversión y operación esperados de las centrales de gas de ciclo simple y ciclo combinado. Así, las centrales de gas en el mediano plazo pasarían a representar una proporción importante de la capacidad instalada eficiente entre las diferentes tecnologías que proveen electricidad.

Si se desea abastecer la demanda de electricidad ordenada de mayor a menor, en base a las tecnologías existentes (representadas por sus curvas de costos lineales), la posibilidad de contar con nuevas tecnologías basadas en gas natural implica que aquellas deben pasar a representar una proporción importante de la capacidad eficiente a instalarse.

Así, debería esperarse que los precios de energía eléctrica se vayan reduciendo conforme ingresan centrales a gas natural hasta estabilizarse cuando esta tecnología tenga la participación óptima en el parque generador. Ello a su vez implica que no debería esperarse un mayor ingreso de centrales hidráulicas y diesel adicionales en este periodo. Esta entrada de centrales no sería inmediata, ya que el ingreso de una nueva central puede reducir significativamente los precios de energía, dado el relativo exceso de capacidad hidráulica existente, por lo que el ingreso de centrales más bien se daría conforme el incremento de la demanda lo permita (documento sobre inversión en el sector eléctrico preparado por Gallardo, García, y Pérez-Reyes 2004 OSINERGMIN).

Asimismo, la construcción de centrales a gas no está sujeta a las restricciones de localización (salvo su cercanía al ducto) lo que si enfrentan las centrales hidroeléctricas, por lo que sería factible que las de gas se ubiquen cerca del centro de carga del sistema lo que reducirá la necesidad de importantes inversiones en transmisión eléctrica.

El sector eléctrico será el principal demandante del gas natural, tal como indican las proyecciones existentes y las experiencias en países subdesarrollados. Esta demanda significa cerca del 50% en la etapa inicial de la operación comercial de Camisea. La entrada del gas natural en el sector posibilitará menores tarifas para los usuarios con implicancia positivas sobre la eficiencia y el bienestar. La reducción de la tarifa será consecuencia de la introducción en el parque generador de centrales tecnológicamente más eficientes (como las centrales de ciclo combinado) y el incremento en su participación en el despacho de energía. De esta manera, se desplaza las centrales que utilizan combustibles más caros como el diesel, permitiendo así el suministro a menor costo, incentivando una mayor competencia entre los generadores para ingresar a la programación de la producción que efectúa el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado (COES).

Dados los menores costos de inversión de las centrales eléctricas a gas natural, en el futuro cercano no debería esperarse inversiones en capacidad de generación que utilicen otras tecnologías, tales como las centrales hidráulicas (sólo aquellos que están en proceso de construcción como “El Platanal” con capacidad de 220MW, “Poechos” de 10 MW) o cuya rentabilidad no dependa directamente del sector eléctrico (proyectos agrícolas). Con la transferencia del contrato Take or Pay de Electroperu a la empresa Etevensa (hoy perteneciente a EDEGEL), que cuenta una potencia de 490 MW (dos unidades turbo gas de ciclo abierto y una turbo vapor para su cierre a ciclo combinado), y el ingreso de las nuevas unidades de Enersur con una capacidad total de 340 MW (compuesto por dos unidades TG de 170 MW cada una) y Kallpa Generación con 170 MW.

CAPÍTULO III

UNIDADES TÉRMICAS DE GENERACIÓN

3.1 Una Revisión de Turbinas a Gas.

La turbina a gas es una máquina de potencia, una turbomáquina motora, cuyo fluido de trabajo es el gas. La turbina de gas esta compuesta de tres partes principales: un compresor, un quemador y una turbina de potencia. Éstas maquinas operan en base al principio del ciclo Brayton, donde el flujo de trabajo es la mezcla de aire comprimido y combustible el cual es quemado bajo condiciones de presión constante. El gas caliente producido por la combustión se expande a través de la turbina haciendo girar a este y producir trabajo. La turbina de gas produce gran cantidad de energía para su tamaño y peso. En los últimos 40 años, las turbinas a gas han encontrado crecientes servicios en la industria de la energía, dos aspectos principales son los servicios en el mercado eléctrico tanto como en la industria petroquímica, y su uso alrededor del mundo. Su compacticidad, peso relativo bajo, y múltiples aplicaciones de combustible hacen de éste una planta de potencia que se adecuan a cualquier lugar (incluyendo aire, mar y tierra). Hoy en día, las turbinas a gas funcionan con gas natural, combustible diesel, nafta, metano, petróleo, gases de poca energía, residuales vaporizados, y gases de biomasa.

En los últimos 20 años se ha visto grandes avances en la tecnología de turbinas de gas. El avance es liderado por la mejora en la tecnología de los materiales, nuevos revestimientos, y nuevos diseños de refrigeración. Esto junto con el incremento de la razón de presión del compresor, ha incrementado la eficiencia térmica de la turbina de gas de alrededor de 15 % hasta los sobre 45 %.

La tabla 3.1 muestra una comparación económica de varias generaciones tecnológicas, desde el costo inicial de tales sistemas al costo de operación de estos sistemas. En cuanto a la distribución de la generación es importante señalar la variabilidad de costo así como la justificación de la instalación para los

diferentes tipos de sistemas. El uso de estas unidades de generación varía por el tamaño de las áreas urbanas así como también por el uso a diferentes alturas sobre el nivel del mar. La economía de estas unidades de potencia depende del costo de combustible, eficiencia de funcionamiento, costos de mantenimiento y costos iniciales, en ese orden. La elección del lugar de instalación depende del conocimiento de su entorno tales como: emisiones, ruidos, disponibilidad de combustible, tamaño y peso.

3.2 Unidades de Generación en ciclo Combinado o Modo de Cogeneración.

La utilización de los gases liberados de las turbinas de gas no es un concepto nuevo, ya algunas unidades han estado en operación desde la segunda mitad de la década de 1950. Actualmente está siendo explotado en su pleno potencial, principalmente: para la generación de vapor, calentamiento en medianas transferencias de calor, o en el uso de secado o calefacción de construcciones o parte de ciudades.

A nivel mundial, las unidades de generación con uso de combustibles fósiles de la década 1990 y entrando a inicios de los años del nuevo milenio son las unidades de Ciclo Combinado, con la turbina de gas como pieza central de la planta. Se estima que entre el año 1997 a 2006 se han agregado alrededor de 148 GW de potencia alrededor del mundo. Estas plantas han reemplazado a las grandes turbinas de vapor, las cuales fueron las principales unidades de generación de combustible fósiles en la década de 1980.

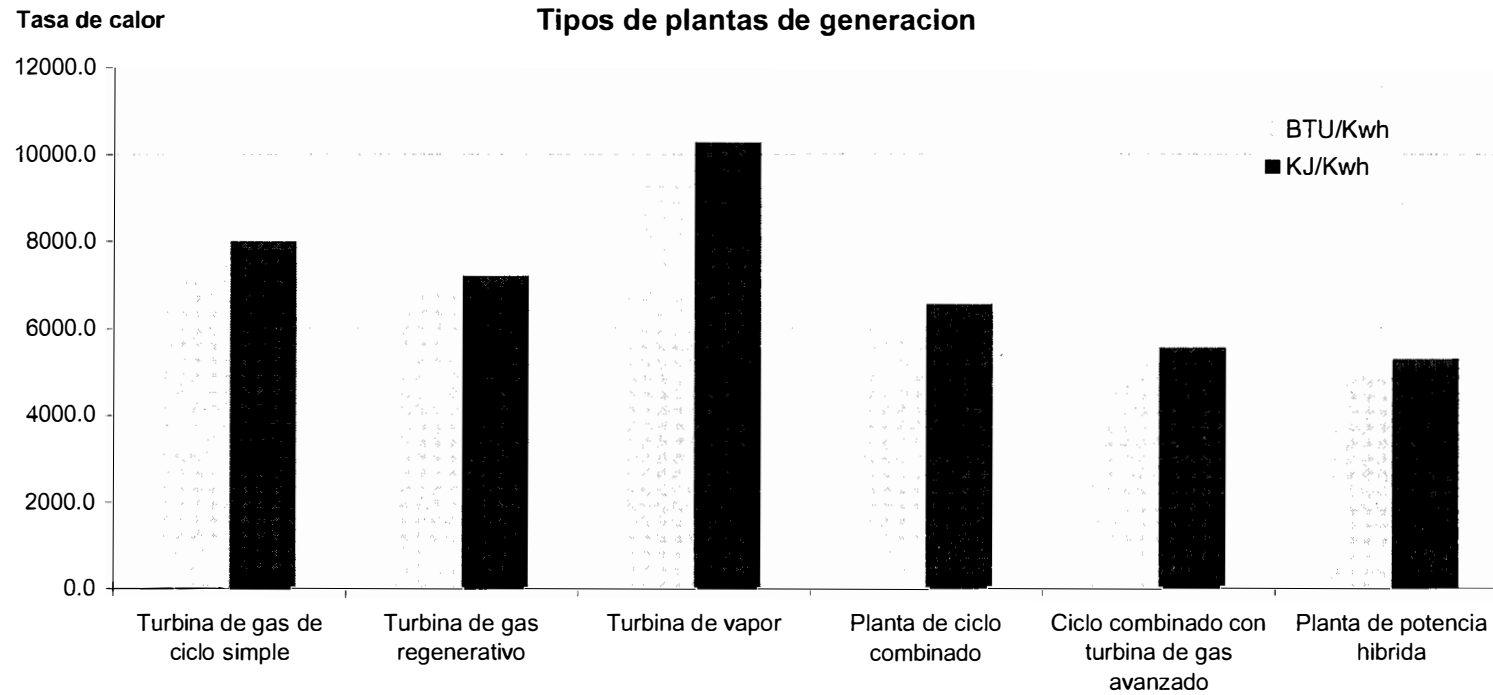
Las nuevas unidades para la conversión de energía tendrán principalmente novedosos conceptos en plantas de ciclos combinados. La figura 3.1 muestra la razón de calor de estas plantas, presentes y futuras, y en la figura 3.2 se muestra las eficiencias de las mismas plantas.

En la Figura 3.2, las plantas referidas son la turbina de gas de ciclo simple (Simple Cycle Gas Turbine SCGT) con temperaturas de fuego de 1315°C, turbina de gas de recuperación (Recuperative Gas Turbine RGT), planta de turbina a vapor (Steam Turbine Plant ST), la planta de ciclo combinado (Combined Cycle Power Plant CCPP).

Tabla 3.1 COMPARACIÓN ECONÓMICA DE DIVERSAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN

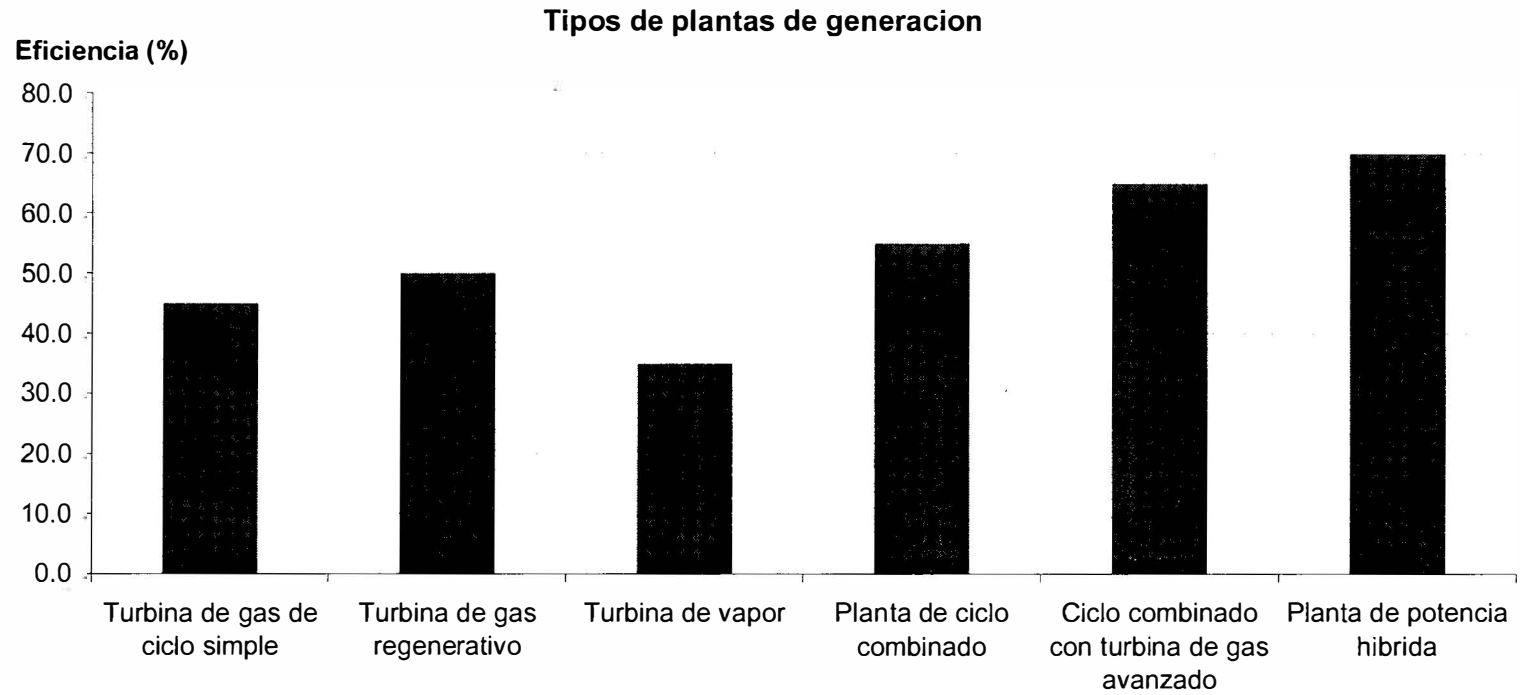
Tecnología	Motor Diesel	Motor a Gas	Turbina de gas de ciclo simple	Micro turbinas	Celda de Combustible	Celda solares	Viento	Biomasa	Hidraulicos
Productos en el mercado	Desarrollado	Desarrollado	Desarrollado	Desarrollado	1996 - 2010	Desarrollado	Desarrollado	2020	Desarrollado
Tamaño o potencia (KW)	20 a 25000	50 a 7000	500 a 450000	30 a 200	50 a 1000	1	10 a 2500	NA	20 a 1000
Eficiencia (%)	36 a 43 %	28 a 42 %	21 a 45 %	25 a 30 %	35 a 54 %	NA	45 a 55 %	25 a 35 %	60 a 70 %
Costo de generacion (US\$/KW)	125 a 300	250 a 600	300 a 600	350 a 800	1500 a 3000	NA	NA	NA	NA
Costo llave en mano sin recuperador de calor (US\$/kW)	200 a 500	600 a 1000	300 a 650	475 a 900	1500 a 3000	5000 a 10000	700 a 1300	800 a 1500	750 a 1200
Costo adicional de recuperacion de calor (US\$/kW)	75 a 100	75 a 100	150 a 300	100 a 250	1900 a 3500	NA	NA	150 a 300	NA
Costo de operación y mantenimiento (US\$/kWh)	0.007 a 0.015	0.005 a 0.012	0.003 a 0.008	0.006 a 0.01	0.005 a 0.01	0.001 a 0.004	0.007 a 0.012	0.006 a 0.011	0.005 a 0.01

Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook



Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

Figura 3.1.- Tasa de calor de diversos tipos de planta



Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

Figura 3.2.- Eficiencias típicas de diversos tipos de planta

La planta de potencia de ciclo combinado avanzado (Advanced Combined Cycle Power Plant ACCP). La CPP tanto como la ACCPP usa ciclos de turbina de gas avanzado. Finalmente se muestra la planta de potencia híbrido (Hybrid Power Plants HPP).

En la tabla 3.2 se muestra la característica económica y de operación de las plantas, así como un análisis de la competencia actual de los diferentes tipos de unidades de generación, su costo de capital, tasa de calor, costos de operación, mantenimiento, disponibilidad, confiabilidad, y tiempo de planificación. Examinando el costo de capital y tiempo de instalación, de estas nuevas plantas, obviamente que la turbina a gas es la mejor selección para la generación en las horas punta. El costo inicial de las turbinas a vapor \$800-\$1000/KW son 50% más altos que el costo inicial de las plantas de ciclo combinado, los cuales son de alrededor de \$400-\$900/KW. Las unidades de generación nucleares son los más costosos, el costo inicial elevado y el largo tiempo en la construcción hacen que estas plantas de potencia sean irrealizables para una utilidad desregulada.

En el área de performance, las plantas de turbina a vapor tienen una eficiencia de alrededor de 35%, comparado a las plantas de ciclo combinado los cuales tienen una eficiencia de 55%. En los próximos años, la tecnología de turbinas a gas realizará eficiencias en los ciclos combinados en el rango de 60-65%. Asimismo, un incremento de 1% en la eficiencia podría significar 3.3% más de capital a ser invertido. Sin embargo, se debe tener en cuenta que el incremento de la eficiencia no afecte a la disminución de la disponibilidad de la planta. Desde el año 1996 al 2000 se ha observado un aumento en la eficiencia de alrededor de 10% y una pérdida de disponibilidad cercanos al 10%. Esta dirección debería ser revertida, ya que diversos análisis muestran que una disminución de 1% en la confiabilidad necesita entre 2 a 3% de incremento en la eficiencia para ser anulado.

El tiempo que lleva para instalar una planta a vapor desde su concepción hasta la producción es alrededor de 42 a 60 meses, comparado con 22 a 36 meses para plantas de ciclo combinado. El tiempo de construcción actual es alrededor de 18 meses, mientras los permisos ambientales en muchos casos toman 12 meses y la ingeniería de 6 a 12 meses.

TABLA N^o 3.2 CARACTERISTICA ECONÓMICA Y DE OPERACIÓN DE PLANTAS

Tipo de planta	Costo de capital	Tasa de calor	Eficiencia	Operación y mantenimiento variables	Operación y mantenimiento fijos	Disponibilidad	Confiabilidad	Tiempo de planificación o construcción
	US\$/KW	Btu/kWh kJ/kWh	%	US\$/MWh	US\$/MWh	%	%	meses
Turbinas de gas de ciclo simple								
A gas natural	300 a 350	7582 a 8000	45	5.8	0.23	88 a 95 %	97 a 99 %	10 a 12
A Diesel	400 a 500	8322 a 8229	41	6.2	0.25	85 a 90 %	95 a 97 %	12 a 16
A crudo	500 a 600	10662 a 11250	32	13.5	0.25	75 a 80 %	90 a 95 %	12 a 16
Turbina de gas regenerativo								
A gas natural	375 a 575	6824 a 7200	50	6	0.25	86 a 93 %	96 a 98 %	12 a 16
Ciclo combinado								
A gas natural	600 a 900	6203 a 6545	55	4	0.35	86 a 93 %	95 a 98 %	22 a 24
Ciclo combinado								
turbina de gas avanzado	800 1000	5249 a 5538	65	4.5	0.4	84 a 90 %	94 a 96 %	28 a 30
Ciclo combinado con								
Carbon gasificado	1200 a 1400	6950 a 7332	49	7	1.45	75 a 85 %	90 a 95 %	30 a 36
Ciclo combinado con								
fluidos presurizados	1200 a 1400	7300 a 7701	47	7	1.45	75 a 85 %	90 a 95 %	30 a 36
Planta nuclear	1800 a 2000	10000 a 10550	34	8	2.28	80 a 89 %	92 a 98 %	48 a 60
Planta de vapor								
A Carbon	800 a 1000	9749 a 10285	35	3	1.43	82 a 89 %	94 a 97 %	36 a 42
Generador Diesel								
A diesel	400 a 500	7582 a 8000	45	6.2	4.7	90 a 95 %	96 a 98 %	12 a 16
Generador Diesel								
planta de generación a diesel	600 a 700	8124 a 8570	42	7.2	4.7	85 a 90 %	92 a 95 %	16 a 18
Motor a gas								
planta de generación	650 a 750	7300 a 7701	47	5.2	4.7	92 a 96 %	96 a 98 %	12 a 16

Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

El tiempo que toma para llevar a la planta en operación afecta económicamente, los grandes capitales empleados sin retorno, acumulan intereses, impuestos y seguros.

3.3 Categorías de las Turbinas de Gas.

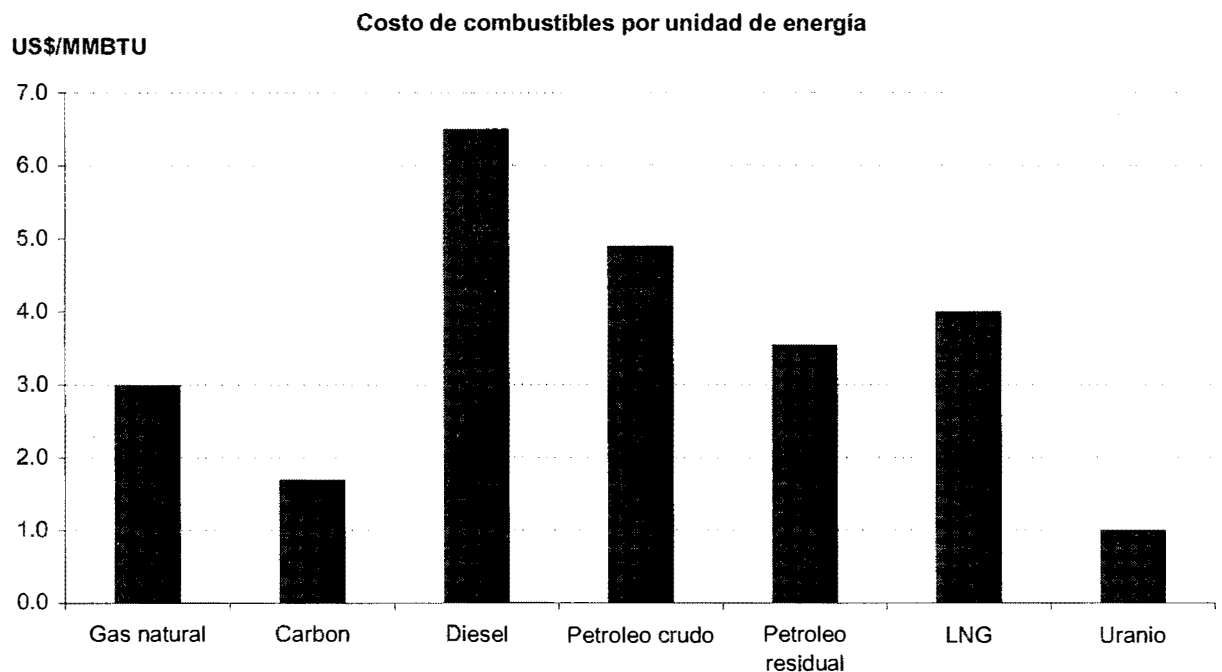
Las turbinas de gas de ciclo simple están clasificadas en cinco grandes grupos que son [3]:

- **Turbina de Gas de Trabajo Pesado (Frame Type Heavy-Duty Gas Turbine).**- Las unidades de este tipo son las de mayor potencia, del orden de 3MW a 480MW en la configuración de ciclo simple, con eficiencias de alrededor de 30 a 46%.
- **Turbinas a Gas Aeroderivativas (Turbines Aeroderivative).**- Como su nombre lo indica, son unidades de generación de potencia, los cuales tienen origen en la industria espacial como primer motor de aviación. Estas unidades han sido adaptadas a la industria de generación eléctrica por remoción de los ventiladores de by-pass, y agregando una turbina de potencia en su escape. Estas unidades se encuentran en el orden de 2.5 MW hasta alrededor de 50 MW de potencia. Las eficiencias de estas unidades son del orden de 35 a 45%.
- **Turbinas de Gas Industriales (Industrial Type-Gas Turbines).**- Estas unidades varían en el rango de 2.5 a 15 MW de potencia. Este tipo de turbinas es usado extensivamente en innumerables plantas petroquímicas para la conducción de los compresores. Las eficiencias de estas unidades están debajo de 30%.
- **Pequeñas Turbinas de Gas (Small Gas Turbines).**- Esta turbinas de gas están en el rango de 0.5-2.5 MW. Estas frecuentemente tienen compresores centrífugos y radiales en el flujo de las turbinas. Las eficiencias en las aplicaciones de ciclo simple varían de 15 a 25%.
- **Micro-Turbinas (Micro-Turbines).**- Estas turbinas están en el rango de 20 a 350KW. El crecimiento de estas turbinas ha sido dramático a finales de la década 1990, tal como un resurgimiento en el mercado de generación distribuida.

3.4 Tipos de Combustible.

El gas natural es la mejor opción cuando está disponible porque es más limpio para el quemado y los precios son competitivos; tal como se ve en la figura 3.3, el precio del uranio que es el combustible de las estaciones de potencia nuclear, y la del carbón que es el combustible de las plantas de potencia a vapor,

se han mantenido estables a lo largo de los años y están siendo los más bajos. Los entornos ambientales, la importancia de seguridad, los costos iniciales altos, y el largo tiempo de planificación para la producción han detenido la industria de potencia de vapor y las nucleares. Como el petróleo o el gas natural es seleccionado como combustible, las plantas de turbinas a gas y plantas de ciclo combinado son las plantas de potencia de selección para la conversión del combustible en electricidad muy eficientemente y a bajo costo.

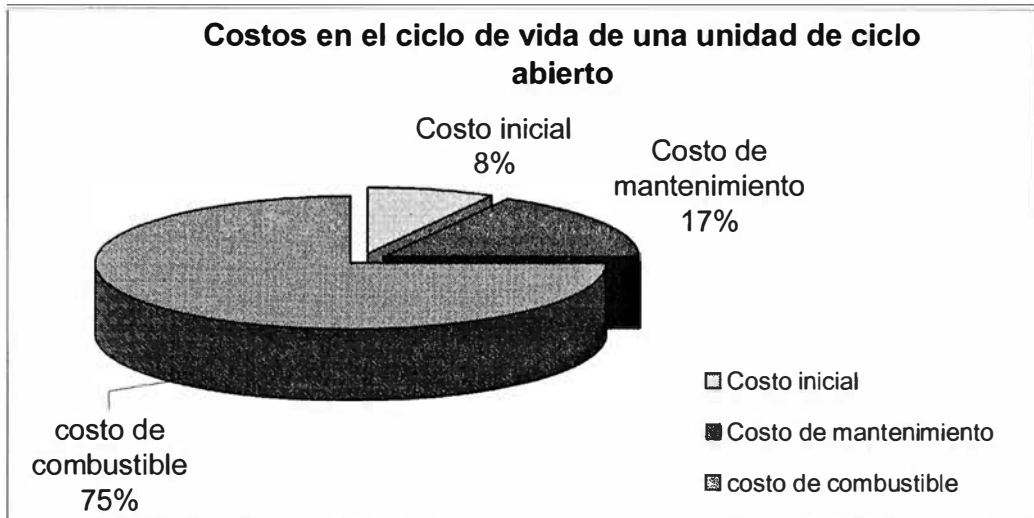


Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

Figura 3.3.- Costo de combustibles por Millón de BTU.

3.5 Costos en el Ciclo de Vida de las Unidades Térmicas.

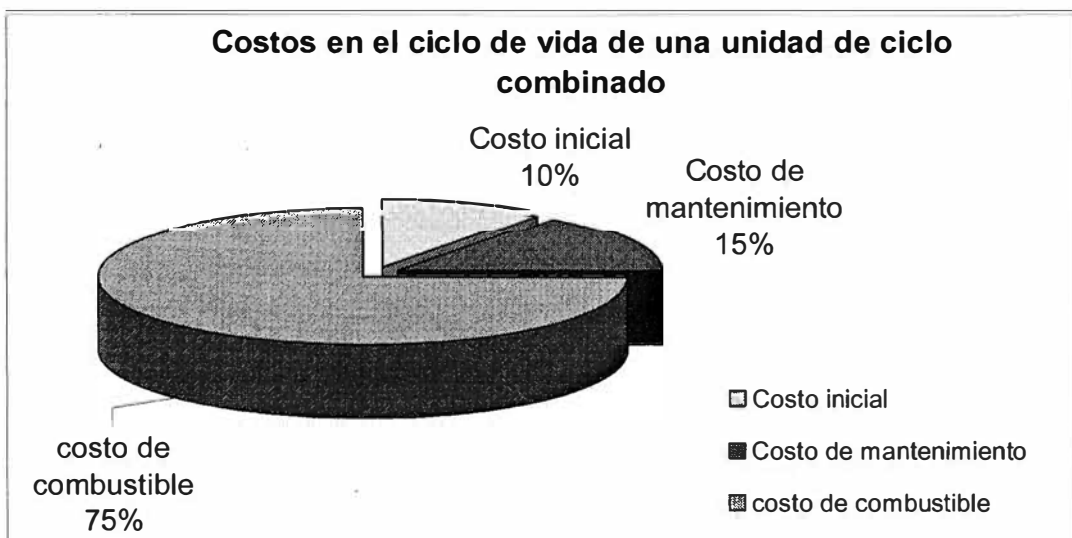
Los costos en los que se incurre, durante el ciclo de vida de una unidad de generación térmica depende del tiempo de vida de alguno de sus componentes, la eficiencia de su operación a lo largo de su vida. En la figura 3.4 se muestra la distribución de costos en el ciclo de vida de una planta de turbina a gas, estos se dividen en tres grandes categorías, costo inicial, costo de mantenimiento, y costo de operación o costo de energía. Es importante señalar que el costo inicial es alrededor del 8% del costo total del ciclo de vida, y el costo operacional y de mantenimiento es alrededor de 17%, y el costo de combustible alrededor de 75%.



Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

Figura 3.4.- Costos en el ciclo de vida para una planta de turbina a gas.

En la figura 3.5 se muestra los costos distribuidos del ciclo de vida de una unidad generación de ciclo combinado. Se observa que los costos de inversión son alrededor de 10% del costo total del ciclo de vida, mientras que los costos de mantenimientos son aproximadamente de 15 a 20% del costo del ciclo de vida, y el costo de operación que esencialmente consiste en el costo de energía está entre 70 a 80% en las maquinarias grandes.



Fuente: Gas Turbine Engineering Handbook

Figura 3.5.- Costos en el ciclo de vida para plantas de ciclo combinado.

3.6 Fundamento Termodinámico del Ciclo de la Turbina de Gas.

La turbina a gas termodinámicamente es una aplicación del ciclo Brayton [4]. La evolución que sigue el fluido se muestra en el diagrama T-S de la figura 3.6 y consta básicamente de las siguientes etapas:

- Una etapa de compresión, efectuada por una maquina térmica denominada compresor, lo mas isoentrópico posible.
- Una etapa de aportación de calor a presión constante.
- Una etapa de expansión, realizada en una maquina térmica denominada turbina, lo mas isentrópica posible.
- Una etapa de cesión de calor a presión constante.

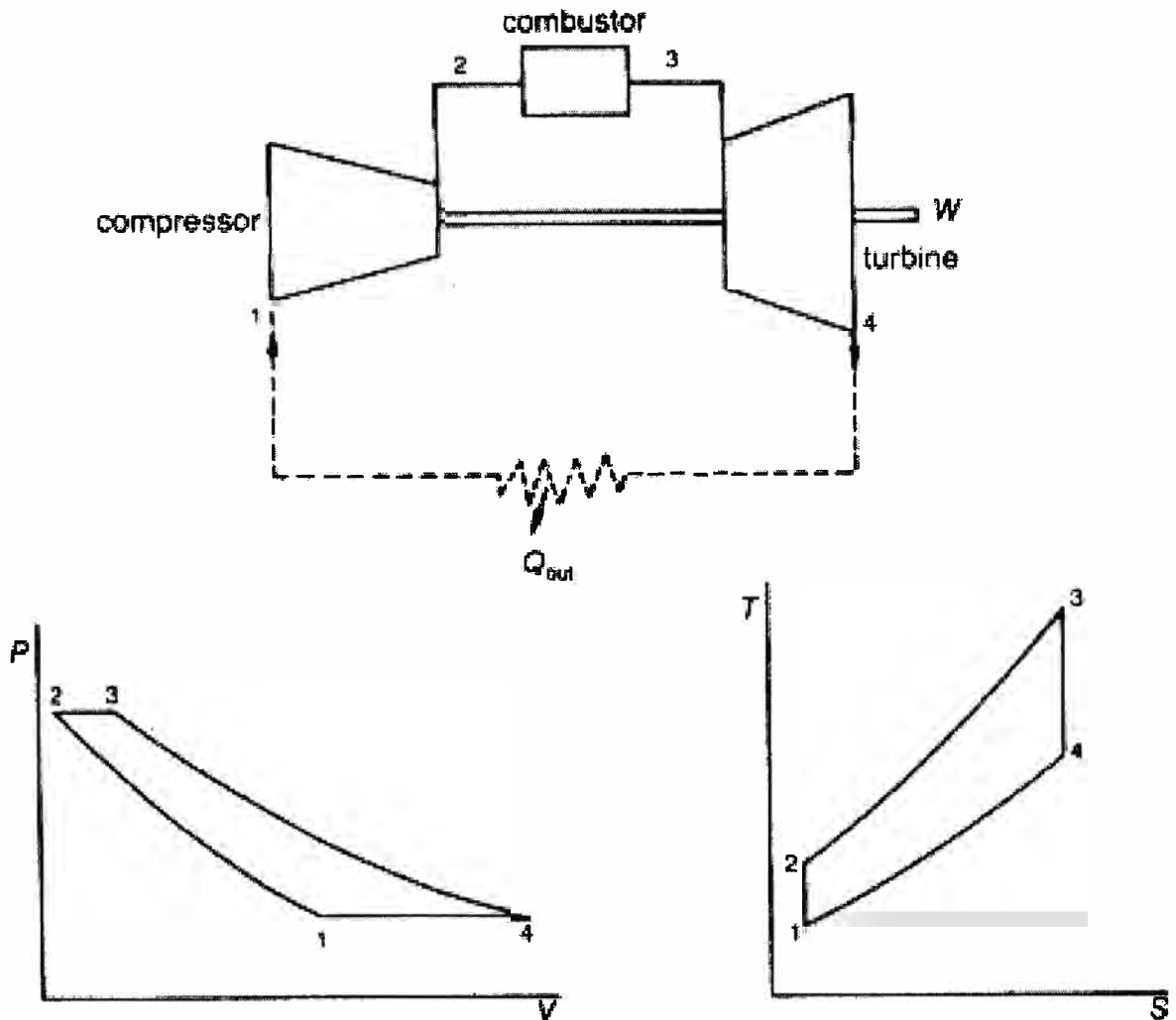


Figura 3.6 El ciclo de Brayton estándar libre

Tecnológicamente la aportación de calor puede efectuarse, mediante un proceso de combustión en el interior de la máquina, en lo que se denomina cámara de combustión de la turbina a gas, o aportando gas caliente y a presión combinado con un proceso externo (gasificación integrada de carbón, lechos fluidos presurizados, etc.).

La cantidad de calor aportada en el foco caliente (proceso 2-3), teniendo en cuenta que la temperatura no se mantiene constante durante el proceso viene dada por la expresión (3.6.1).

$$Q_c = \int_2^3 T dS \quad (3.6.1)$$

Y de forma análoga la cantidad de calor cedida en el foco frío (proceso 4-1) viene dada por la siguiente expresión (3.6.2).

$$Q_f = \int_1^4 T dS \quad (3.6.2)$$

Como las temperaturas no se mantienen constantes en los procesos de aportación y cesión de calor, los conceptos de foco caliente y foco frío no tienen el significado de un proceso ideal (como en el ciclo de Carnot, el cual está compuesto de dos procesos adiabáticos reversibles, una de expansión y otra de compresión, y dos procesos de adición y cesión de calor a temperaturas constantes). Sin embargo, es posible definir una temperatura media del foco tal que la aportación o cesión de calor total realizada en el ciclo sea la misma que una ideal efectuada a esta temperatura media y para ese mismo incremento de entropía, esto es:

$$Q_c = \int_2^3 T dS = \bar{T}_c \Delta S_{3-2} \quad (3.6.3)$$

$$Q_f = \int_1^4 T dS = \bar{T}_f \Delta S_{4-1} \quad (3.6.4)$$

Donde T_c y T_f son respectivamente las temperaturas medias de los focos caliente y frío. El trabajo que proporciona el ciclo, suponiendo que las pérdidas de calor son despreciables, vendrá dado entonces por la diferencia entre Q_c y Q_f . Gráficamente correspondería de forma al área encerrada por las líneas de evolución de fluido en el diagrama T-S.

La expresión de rendimiento para compresiones y expansiones isoentrópicas dada por la ecuación (3.6.5) es análoga a la del ciclo de Carnot con las temperaturas medias de focos, esto es

$$\eta_c = \frac{Q_c - Q_f}{Q_c} = 1 - \frac{Q_f}{Q_c} = 1 - \frac{T_f}{T_c} \quad (3.6.5)$$

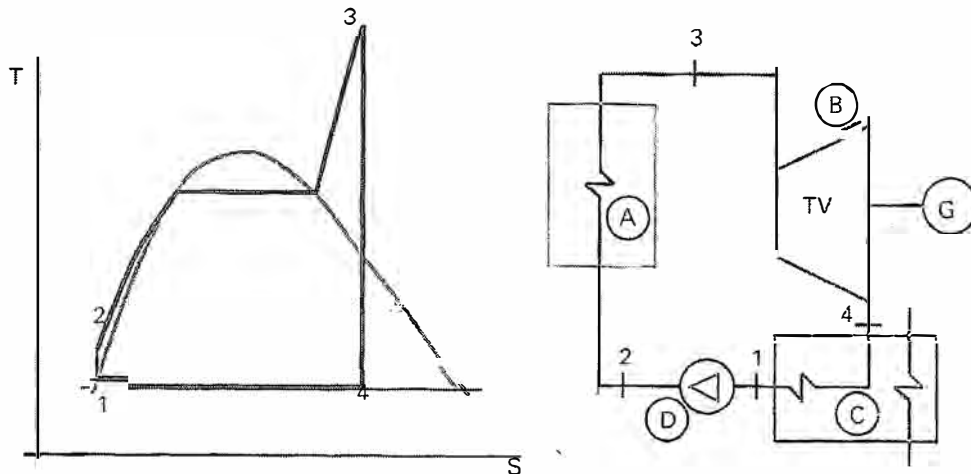
3.7 Fundamento Termodinámico del Ciclo de la Turbina de Vapor.

Los antecedentes de las turbinas a vapor, tal como las conocemos hoy en día, se remontan al siglo XIX con las turbinas de De Laval (1883, primera turbina de acción) Parson (1884, primera turbina de reacción de varios escalonamientos). Casi desde sus orígenes se observaron las ventajas que su aplicación presentaba en el campo de la generación eléctrica; de hecho la turbina Parson se conectó a un turbo generador que proporcionaba una potencia de 7 KW eléctricos en un buque, por lo que en grupos estacionarios de gran potencia, se realizó en forma generalizada poco tiempo después. Su utilización en el ciclo combinado gas-vapor se deriva del excelente acoplamiento térmico existente con el ciclo de las turbinas de gas en los rangos actuales de temperatura de trabajo y por los altos rendimientos que el empleo conjunto de dichas tecnología posibilita.

El ciclo de las turbinas a vapor corresponde al ciclo de Ranking y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzca cambios de fase. De forma simplificada y para el ciclo básico, la evolución del fluido sigue las siguientes etapas:

- Una etapa de la expansión del fluido en fase vapor, realizada en una máquina térmica denominada turbina a vapor y lo más isentrópica posible.
- A la salida de la turbina a vapor, una cesión de calor residual del vapor a presión constante en un dispositivo llamado condensador. En este dispositivo se realiza la condensación total del mismo y su paso a fase líquida.
- Una o varias etapas de la elevación de la presión del fluido. El proceso se realiza con el fluido en fase líquida, con bombas y fuera de la zona de cambio de fase. Esta es una de las principales diferencias con el ciclo de Carnot ya que, en sentido estricto, para obtener la máxima eficiencia sería necesario realizar la compresión de un fluido bifásico, con la dificultad tecnológica que ello conlleva,
- Una etapa de aportación de calor a presión constante. El fluido realiza una etapa de calentamiento previo en fase líquida, un proceso de cambio de fase y una elevación posterior de la temperatura del vapor en lo que se denomina sobrecalentador - motivada por la necesidad de disminuir la humedad en el vapor en las últimas etapas de expansión de la turbina -. Esto último constituye la segunda particularidad del ciclo de Ranking y otra diferencia fundamental con el ciclo de Carnot.

El fluido motor empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia, aunque conceptualmente no es el único y podrían emplearse otros fluidos tales como mercurio o fluidos orgánicos. La estructura básica de un ciclo agua vapor en su versión más sencilla, así como la evolución del fluido en un diagrama T-S se esquematiza en la Figura 3.7



LEYENDA: A: Caldera; B: Turbina de vapor; C: Condensador; D: Bomba; G: Generador.

Figura N^o 3.7 Representación en diagrama T-S del ciclo de la turbina de vapor y de los equipos principales necesario para su realización.

3.8 El Ciclo Combinado Gas Vapor.

Con las bases de partida expuestas, se puede definir un ciclo combinado como el acoplamiento de los ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otros con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

La idea de combinar un ciclo que opera a alta temperatura con otra de temperatura de trabajo más baja no es nueva. Emmet, a principios del siglo XX (1925), desarrolló la idea de obtener trabajo con la combinación de dos ciclos de Rankine: uno con fluido motor mercurio y otro con agua. Fue sin embargo el pleno desarrollo de las turbinas de gas como elemento productor de potencia y el acoplamiento de estas a un ciclo de Rankine agua-vapor lo que ha permitido el desarrollo de los ciclos combinados que conocemos hoy día.

En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine que trabajan con fluidos diferentes: gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclo termodinámicos individuales que lo componen.

La justificación de los ciclos combinados reside en que, desde un punto de vista tecnológico, resulta difícil conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje entre las temperaturas medias de los focos caliente y frío usuales. Es por ello que, como solución de compromiso, se acude al acoplamiento de dos ciclos: uno especializado en la producción de trabajo con alta eficiencia en rangos altos de temperaturas de trabajo (Brayton) y otro para temperaturas medias-bajas (Rankine). La eficiencia del ciclo combinado gas-vapor vendrá determinada por las eficiencias individuales de los ciclos Brayton y Rankine que lo componen, así como por la capacidad para realizar un adecuado trasvase del calor residual presente en el escape del ciclo Brayton al ciclo Rankine por medio de la caldera de recuperación de calor.

En la figura 3.8 y 3.9 se muestra el esquema de los elementos constitutivos principales de un ciclo combinado gas-vapor en su configuración más básica junto con la representación del diagrama T-S de los parámetros principales de los fluidos que evolucionan en los ciclo de Rankine y de Brayton.

El ciclo combinado gas-vapor más sencillo es el de un solo nivel de presión, cuyo esquema se representa en la figura 3.10. En la Figura 3.11 se muestra el diagrama de flujo de energía para este ciclo en el cual se ven los aprovechamientos y pérdidas para una aportación dada de energía en el combustible.

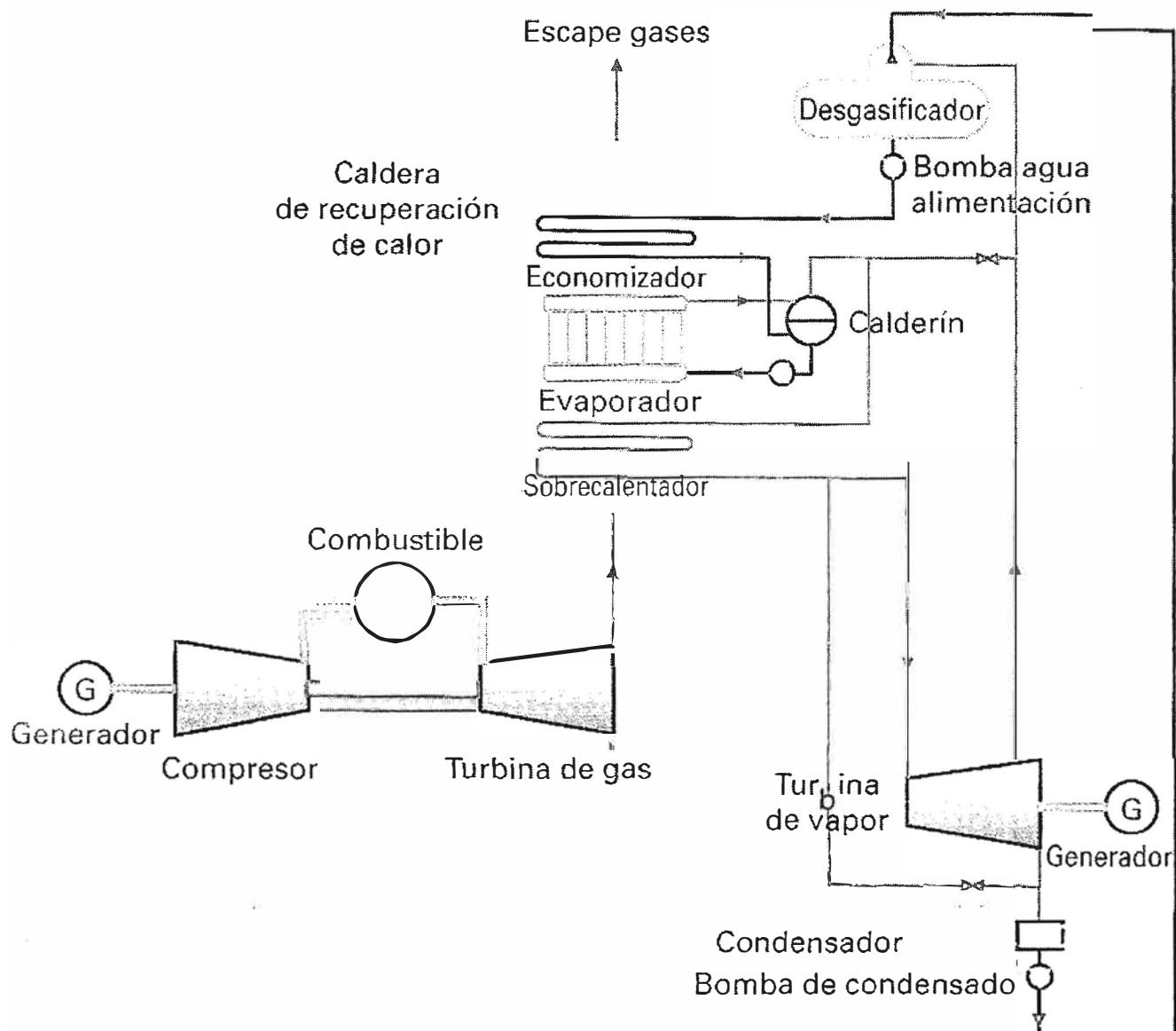


Figura N^o 3.8 Ciclo combinado básico. Elementos constitutivos principales.

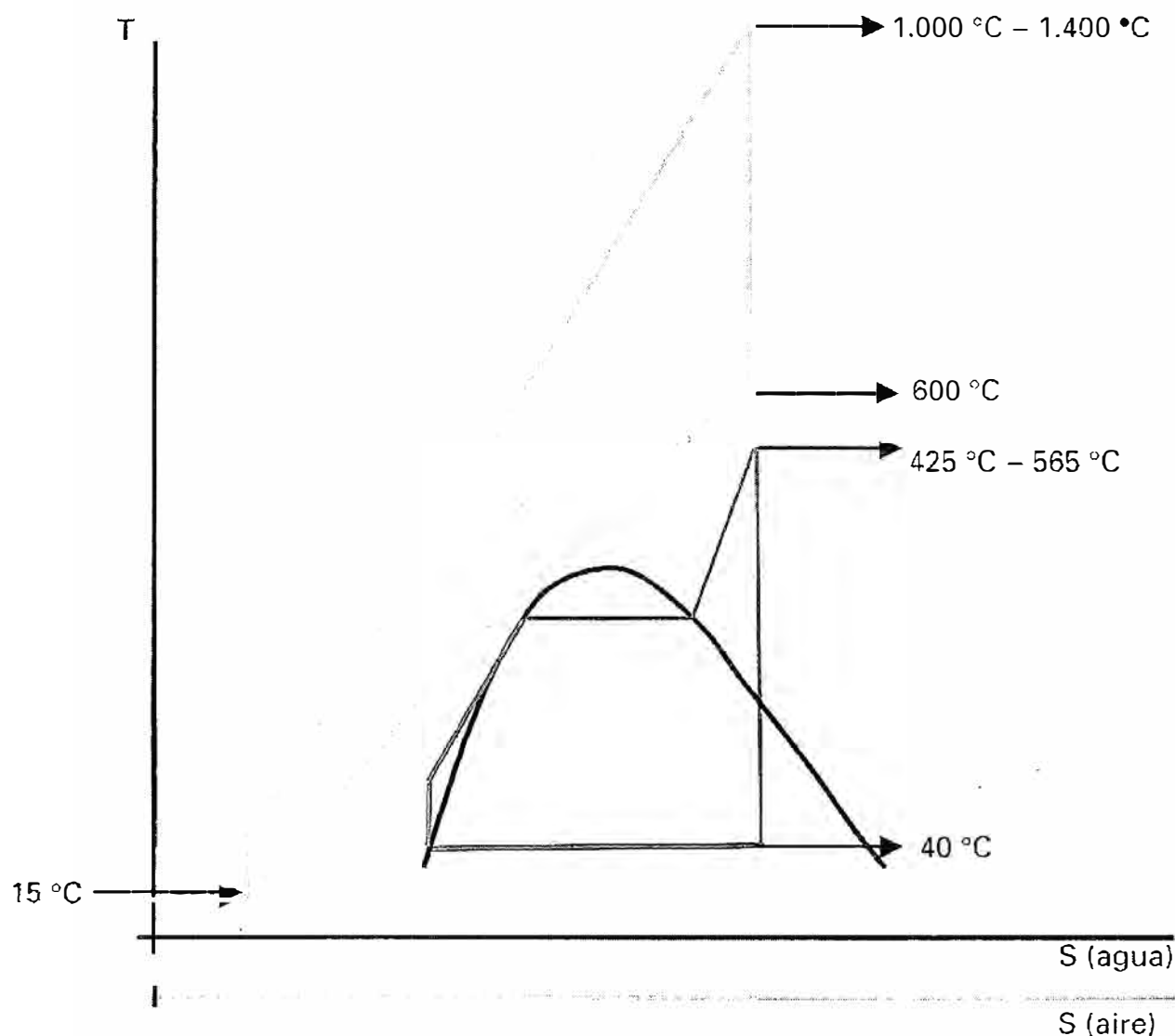
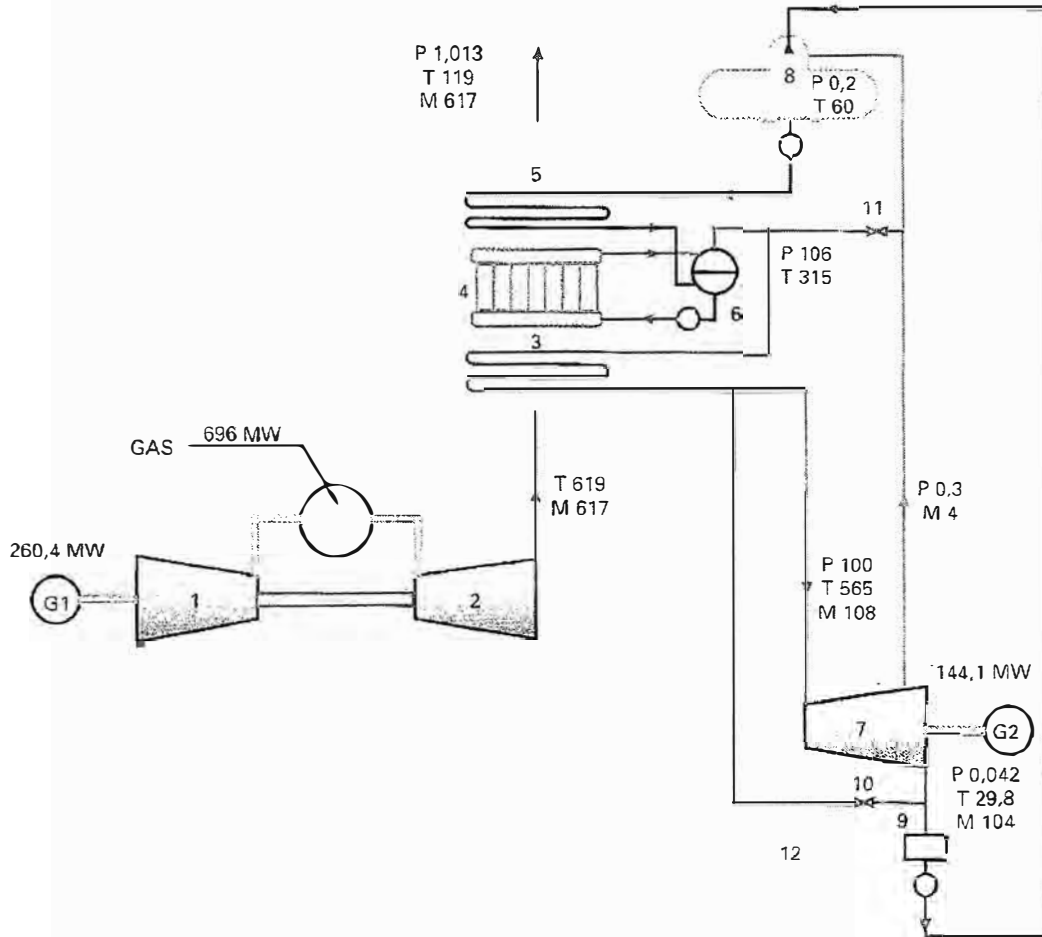


Figura N^a 3.9 Representación en un diagrama T-S de la evolución de los flujos empleados en los ciclos combinados gas-vapor; así como de los valores orientativos de los puntos de trabajo fundamentales.

Dado que las turbinas de gas utilizadas en los ciclo combinados gas-vapor están estandarizadas - con potencias y temperaturas de gases ya definidas -, quedan como grados de libertad para la optimización del ciclo de la presión, la temperatura y el caudal de vapor producido en la caldera de recuperación de calor. Estos han de ser seleccionados de forma que se obtenga el menor coste final del KWh producido en el conjunto caldera turbina de vapor.



Presiones (P) en bar, temperaturas (T) en °C y flujos másicos (M) en kg/s.

LEYENDA: (1) Compresor, (2) Turbina de gas, (3) Sobrecalentador, (4) Evaporador, (5) Economizador, (6) Calderín, (7) Turbina de vapor, (8) Desgasificador, (9) Condensador, (10) By-pass de vapor al condensador, (11) Suministro de vapor al desgasificador en los arranques, (12) Reposición de agua al ciclo.

Figura N^a 3.10 Esquema de un ciclo combinado gas-vapor con un nivel de presión. Potencia bruta de 404.5 MW. Rendimiento bruto de 58.1%.

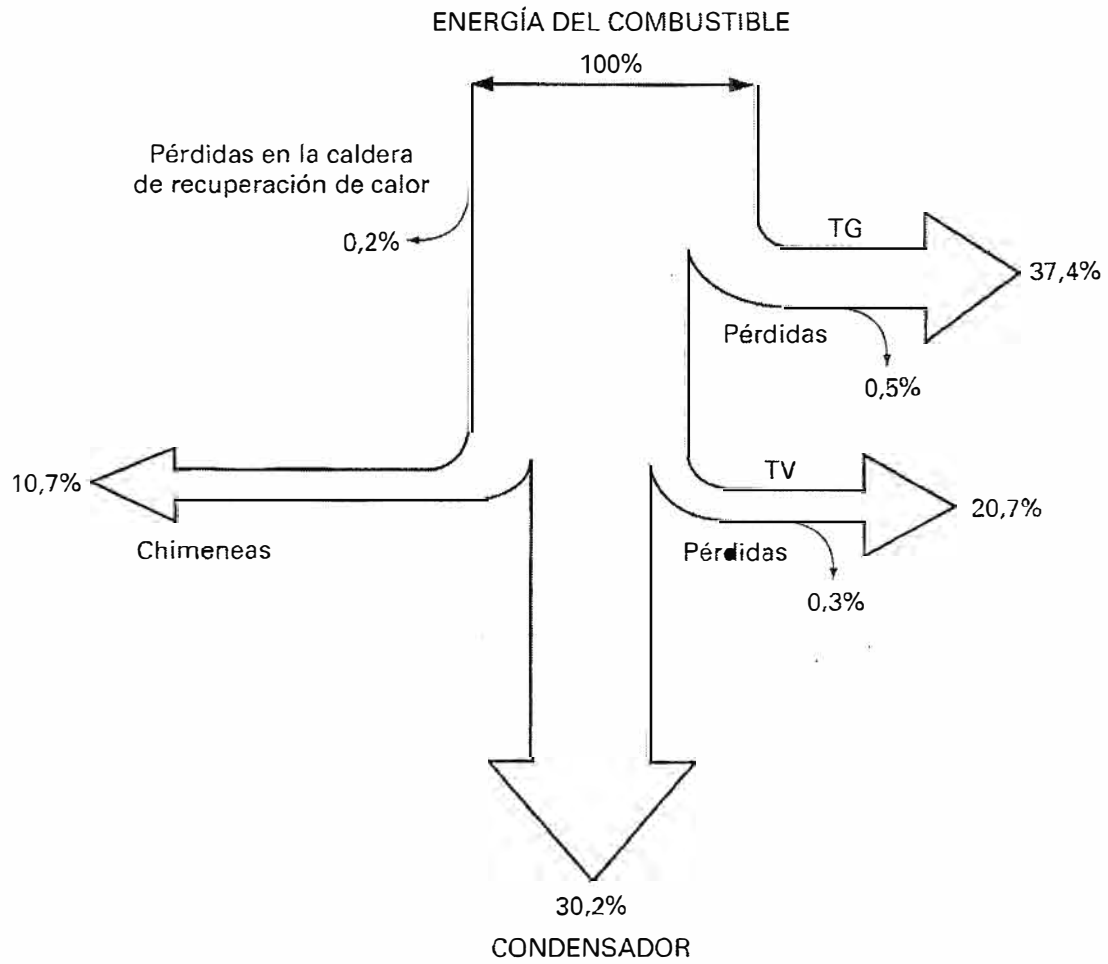


Figura N^a 3.11 Diagrama de flujo de energía de un ciclo combinado gas-vapor con un nivel de presión.

CAPITULO IV

BASES DE PROYECCION

4.1 Estimación de la Demanda de Energía.

La demanda de energía en el Sistema Interconectado Nacional (Demanda Global del SINAC) es la demanda en energía representativa del país.

La demanda global se divide en dos tipos: demanda vegetativa y demanda de grandes cargas y proyectos. La proyección se efectúa por cada tipo en forma individual.

4.1.1 Proyección de Demanda Vegetativa con el Modelo Econométrico Eviews.

La demanda vegetativa representa el consumo doméstico de hogar y en general el consumo de energía eléctrica que tenga característica a un consumo doméstico. Una característica principal que tiene un consumo doméstico es de utilizar energía eléctrica en mayor cantidad en algunas horas del día definidos como horas punta (de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas el Osinergmin determinó tres bloques horarios para un día, esto es horas de bloque Punta, Bloque Media, y horas de Bloque Base).

La mayoría de modelos econométricos utilizados para la proyección de la demanda de consumo de energía eléctrica utilizan como variables a los indicadores económicos tales como el producto bruto interno (PBI), crecimiento de la población, precios de tarifas de energía como variables principales, cabe indicar que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) y el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES-SINAC) en sus proyecciones de demanda usan las mismas variables. Para nuestro análisis de crecimiento de la demanda vegetativa se utilizan estos indicadores para la proyección. Considerando la metodología de proyección del OSINERGMIN se obtiene el pronóstico de demanda para los próximos 10 años (2009-2018).

Los indicadores macroeconómicos para la proyección de energía eléctrica se toman del informe del Caso Base 38 realizado por Edegel, estos indicadores se muestran en la tabla N° 4.1.

TABLA N° 4.1 INDICADORES MACROECONÓMICOS

Variables	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Crecimiento del PBI (%)	7.0%	6.3%	5.6%	5.2%	5.0%	5.0%
Crec. Poblacional (%)	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%	1.4%

La información macroeconómica en el largo plazo (2014-2018) es casi impredecible por diferentes aspectos, ya sean acontecimientos políticos, sociales, ó económicos principalmente, por tal motivo, para los años 2014 en adelante se asume que los indicadores macroeconómicos son constantes e iguales al año 2013.

Para la determinación de la proyección de la demanda vegetativa se considera la información histórica de: la variable económica PBI, población, ventas de energía y tarifas. Obtenida de la información histórica que ha utilizado el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERMIN) para el estudio de la fijación de tarifas de energía para el año 2008. Esta información histórica conjuntamente con la proyección macroeconómica se ingresa al modelo econométrico de proyección Eviews para realizar la proyección de ventas de energía vegetativa a nivel del SINAC.

A continuación se muestra una breve información de la metodología de cálculo de la proyección de ventas con el modelo econométrico Eviews.

Los datos ingresados al modelo Eviews son los de la tabla N° 4.2.

El OSINERGMIN para la proyección de la demanda vegetativa considera las siguientes variables: PBI, Ventas de Energía, Diferencia de Ventas, y una variable para eliminar la anomalía estadística del año 1992.

La ecuación general de la proyección es la siguiente:

$$DLOG(VENTAS1) = C_1 + B1*DLOG(PBIEDG) + B2*DLOG(VENTAS1(-2)) + B3*(LOG(VENTAS1(-1))_{final} - LOG(VENTAS1)_{inicial}) + B4*D(D92) \text{ ----- (4.1)}$$

**TABLA N° 4.2 DATOS INGRESADOS AL MODELO ECONOMETRICO
EViews**

ANOS	POBLACION	PBI	TARIFAS	VENTAS	Crec. Poblac.	Crecim. PBI	Crecim. Ventas
	Miles	Miles de Soles de 1994	ctvs. US\$ /KWh	GWh	%	%	%
1981	16322	88731	4.54	5679			
1982	16700	88440	4.93	5947	2.32%	-0.3%	4.7%
1983	17077	79801	3.91	5756	2.26%	-9.8%	-3.2%
1984	17454	82908	4.37	6114	2.21%	3.9%	6.2%
1985	17832	84853	4.23	6498	2.17%	2.3%	6.3%
1986	18213	95573	4.15	7030	2.14%	12.6%	8.2%
1987	18596	103328	4.15	7674	2.10%	8.1%	9.2%
1988	18978	93160	2.93	7762	2.05%	-9.8%	1.1%
1989	19354	80428	2.40	7180	1.98%	-13.7%	-7.5%
1990	19719	76089	4.90	7126	1.89%	-5.4%	-0.8%
1991	20070	78123	4.71	7667	1.78%	2.7%	7.6%
1992	20410	77848	6.43	6806	1.69%	-0.4%	-11.2%
1993	20744	81447	5.59	7794	1.64%	4.6%	14.5%
1994	21078	92343	7.61	8805	1.61%	13.4%	13.0%
1995	21420	100281	8.37	9193	1.62%	8.6%	4.4%
1996	21768	102765	8.66	9448	1.62%	2.5%	2.8%
1997	22120	109859	8.20	9940	1.62%	6.9%	5.2%
1998	22474	108722	7.04	10575	1.60%	-1.0%	6.4%
1999	22829	109769	6.85	10950	1.58%	1.0%	3.5%
2000	23185	113022	7.16	11775	1.56%	3.0%	7.5%
2001	23541	113262	7.02	12019	1.54%	0.2%	2.1%
2002	23898	119102	6.60	12592	1.52%	5.2%	4.8%
2003	24256	123748	6.64	13286	1.50%	3.9%	5.5%
2004	24614	130207	7.04	14120	1.48%	5.2%	6.3%
2005	24972	138605	7.61	15043	1.45%	6.4%	6.5%
2006	25330	149139	7.58	16452	1.43%	7.6%	9.4%
2007	25688	162547	7.41	17860	1.41%	9.0%	8.6%
2008	26046	173986	7.41		1.39%	7.0%	
2009	26409	184899	7.41		1.39%	6.3%	
2010	26777	195265	7.41		1.39%	5.6%	
2011	27150	205423	7.41		1.39%	5.2%	
2012	27528	215788	7.41		1.39%	5.0%	
2013	27912	226667	7.41		1.39%	5.0%	

Donde:

DLOG (VENTAS1): Diferencia de logaritmo de ventas

DLOG (PBIEDG): Diferencia de logaritmo de PBI

DLOG (VENTAS1 (-2)): Diferencia de logaritmo de ventas de dos series anteriores al de las ventas proyectadas.

LOG (VENTAS1 (-1))_{final}: Logaritmo de ventas de la series anterior de las ventas proyectadas.

LOG (VENTAS1)_{inicial}: Logaritmo de ventas de iniciales proyectadas.

C₁, C₂, C₃, C₄, C₅, B₁, B₂, B₃, B₄: Variables a determinar con el modelo Eviews

D(D92); Variable que elimina el año de anomalidad.

$$\text{LOG (VENTAS1)}_{\text{inicial}} = C_2 + C_3 \cdot \text{LOG(PBIEDG)} + C_4 \cdot \text{LOG(TARIFA)} + C_5 \cdot \text{LOG(POBLA)} \quad (4.2)$$

Para el cálculo de la estimación de la demanda vegetativa, inicialmente ingresamos la información de la tabla N° 4.1 al modelo econométrico Eviews, luego se proyecta el logaritmo de ventas iniciales con el ingreso de la ecuación (4.2) al modelo Eviews, los resultados de esta primera estimación será usado para la estimación final de la demanda; La información de la proyección de ventas iniciales se ingresa al modelo de la ecuación (4.1) para proyectar la demanda vegetativa final. En la tabla N° 4.3 se muestra la proyección de la demanda vegetativa final.

TABLA N° 4.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA VEGETATIVA

ANOS	POBLACION	PBI	TARIFAS	VENTAS	Crec. Poblac.	Crecim. PBI	Crecim. Ventas
	Miles	Miles de Soles de 1994	ctvs. US\$ /KWh	GWh	%	%	%
2008	26046	173986	7.41	19142	1.39%	7.0%	7.2%
2009	26409	184899	7.41	20411	1.39%	6.3%	6.6%
2010	26777	195265	7.41	21728	1.39%	5.6%	6.5%
2011	27150	205423	7.41	23087	1.39%	5.2%	6.3%
2012	27528	215788	7.41	24495	1.39%	5.0%	6.1%
2013	27912	226667	7.41	25977	1.39%	5.0%	6.1%

4.1.2 Proyección de Grandes Cargas y Proyectos

En general las cargas especiales o grandes cargas se encuentran conectadas a nivel de alta o muy alta tensión (mayores a 60 kV). Esta información se ha obtenido del OSINERGMIN usada para la fijación de tarifas de barra de mayo del 2008.

Las cargas especiales que se tomaron son los que se muestran en la tabla N° 4.4 y son las de mayor consumo de energía.

4.1.3 Proyección de Demanda Global

La proyección de la demanda global (demanda de energía del SINAC) está conformada por dos grandes componentes; la proyección de la demanda vegetativa y la proyección de la demanda de grandes cargas o cargas especiales.

TABLA N° 4.4 CARGAS ESPECIALES

	2007	2008	2009	2010
ELECTROANDES	1,093	1,107	1,220	1,298
SHOUGESA	430	562	681	727
ANTAMINA	682	690	725	767
SOUTHERN	1,557	1,690	1,729	1,729
CERRO VERDE	328	386	386	386
TINTAYA BHP	286	308	308	308
SAN RAFAEL (MINSUR)	104	113	113	113
CALLALI	117	197	197	197
CEMENTOS YURA	94	101	105	106
YANACOCHA (nuevo)	294	434	454	454
HUARON	59	65	68	72
CERRO VERDE (socabaya)	811	901	901	901
CERRO CORONA (Cajamarca)		107	178	178
AMPLIACION DE ACEROS AREQUIPA			55	197
Total Cargas Especiales	5,855	6,663	7,120	7,434

La demanda vegetativa por lo general se encuentra conectada en niveles de media y baja tensión. Para representar esta demanda vegetativa a nivel de alta tensión o muy alta tensión es necesario agregar las pérdidas de las líneas de transmisión y las correspondientes pérdidas de transformación y transmisión en niveles de distribución.

Para la determinación de la demanda global se agrega: el cálculo de la demanda vegetativa representada a nivel de alta tensión, las grandes cargas puntuales y los proyectos eléctricos señalados en el numeral 4.1.2

La Tabla N° 4.5 muestra la demanda global obtenida para el cálculo del estudio.

TABLA N° 4.5 ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA GLOBAL DE ENERGÍA

Año	Max Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de crecimiento	
				Potencia	Energía
2008	4,272	29,914	79.9%		
2009	4,529	31,668	79.7%	6.0%	5.9%
2010	4,934	35,098	81.2%	8.9%	10.8%
2011	5,182	36,904	81.2%	5.0%	5.1%
2012	5,449	38,752	81.2%	5.2%	5.0%
2013	5,722	40,690	81.2%	5.0%	5.0%
2014	6,013	42,743	81.2%	5.1%	5.0%
2015	6,316	44,895	81.2%	5.0%	5.0%
2016	6,633	47,140	81.2%	5.0%	5.0%
2017	6,967	49,509	81.2%	5.0%	5.0%
2018	7,314	51,983	81.2%	5.0%	5.0%

4.2 Estimación de los Precios de Combustibles Líquidos.

Los precios de los combustibles líquidos Diesel N° 2, Residual N° 500, Residual N° 6 usados para la generación de energía eléctrica son influenciados directamente por la canasta de precios WTI (por sus siglas en inglés West Texas Intermediate). Es así que para realizar una proyección del precio de los combustibles líquidos primeramente se revisara la evolución del WTI, así como la inflación americana.

4.2.1 Evolución del WTI (West Texas Intermediate)

El WTI es un precio de referencia para los combustibles líquidos del continente americano, en la Tabla N° 4.6 se muestra los precios históricos del WTI (información obtenida de “Energy Information Administration”).

TABLA N° 4.6 PRECIOS HISTÓRICOS DEL WTI

Decada	Año-0	Año-1	Año-2	Año-3	Año-4	Año-5	Año-6	Año-7	Año-8	Año-9
1980's							15.05	19.2	15.97	19.64
1990's	24.53	21.54	20.58	18.43	17.2	18.43	22.12	20.61	14.42	19.34
2000's	30.38	25.98	26.18	31.08	41.51	56.64	66.05	72.34		

La proyección del WTI para los próximos años son obtenidos del informe "Caso Base 43" realizados por la empresa Edegel. Esta información se muestra en la Tabla N° 4.7:

TABLA N° 4.7 ESTIMACION DEL WTI

Variables	2008	2009	2010	2011	2012	2013
WTI Nominal (US\$/bbl)	64	70	79	85	90	98

Por otro lado, en la Tabla N° 4.8 se muestran la evolución histórica de precios del WTI y de los precios del Diesel N° 2 (D2), precios de Petróleo Industrial N° 6 (R6), precios de Petróleo Industrial N° 500 en Lima.

Para proyectar los precios de los combustibles líquidos en la planta de venta (Planta de Referencia Lima y Callao). Se realiza una Estimación Lineal con la ayuda de las funciones de estadística de la herramienta Microsoft Excel para encontrar una ecuación lineal que representan la estimación de los precios de combustible de planta en función a los precios del WTI.

TABLA N° 4.8. EVOLUCIÓN DE PRECIOS COMBUTIBLES LÍQUIDOS

	WTI (US\$/bbl) "Histórico"	D2 (soles/galon) "Histórico"		WTI (US\$/bbl) "Histórico"	D2 (soles/galon) "Histórico"
21-Feb-01	29.50	3.800	22-Ago-04	42.28	4.710
24-Mar-01	27.00	3.400	28-Ago-04	41.95	4.810
08-Abr-01	27.50	3.330	21-Sep-04	40.93	4.910
19-May-01	29.00	3.550	02-Oct-04	46.75	5.010
29-Jun-01	27.50	3.450	12-Oct-04	48.54	5.260
20-Jul-01	26.50	3.350	24-Oct-04	49.89	5.260
04-Ago-01	27.50	3.230	30-Oct-04	49.84	5.560
28-Sep-01	26.50	3.080	25-Nov-04	45.13	5.560
19-Oct-01	22.00	2.810	04-Dic-04	40.19	5.560
24-Nov-01	19.50	2.490	12-Dic-04	38.77	5.560
12-Dic-01	19.00	2.240	05-Mar-05	49.85	5.710
09-Ene-02	19.20	2.490	21-Mar-05	51.40	5.810
08-Feb-02	20.00	2.410	14-Abr-05	51.09	5.810
22-Mar-02	25.00	2.770	16-Abr-05	50.61	6.060
05-Abr-02	26.00	2.940	16-Jun-05	51.17	6.130
14-Jun-02	25.50	2.820	02-Ago-05	60.60	6.230
12-Jul-02	27.00	3.020	03-Ago-05	60.90	6.230
19-Sep-02	29.50	3.070	12-Ago-05	64.89	6.450
24-Nov-02	26.50	3.150	20-Ago-05	64.96	6.650
31-Dic-02	29.50	3.400	10-Sep-05	65.24	6.950
19-Feb-03	36.00	3.810	01-Ene-06	61.92	6.513
14-Mar-03	33.50	3.970	25-Abr-06	66.71	6.783
27-Abr-03	28.50	3.670	15-Ago-06	73.35	7.033
15-Jun-03	25.50	3.540	20-Sep-06	64.50	6.733
01-Ago-03	31.50	3.540	14-Nov-06	58.74	6.553
18-Sep-03	28.50	3.500	22-Nov-06	58.74	6.473
18-Nov-03	30.00	3.550	15-Ene-07	53.11	6.273
20-Dic-03	32.00	3.910	23-Ene-07	51.82	6.103
27-Mar-04	37.00	4.120	24-Ene-07	52.32	6.103
15-May-04	36.50	4.320	27-Abr-07	65.09	6.443
17-Jul-04	36.38	4.370	29-May-07	63.82	6.743

CONTINUACIÓN: EVOLUCIÓN DE PRECIOS COMBUTIBLES LÍQUIDOS

	WTI (US\$/bbl) "Histórico"	R6 (soles/galon) "Histórico"		WTI (US\$/bbl) "Histórico"	R6 (soles/galon) "Histórico"
21-Feb-01	29.50	2.300	04-Dic-04	40.19	3.240
20-Abr-01	27.50	1.950	12-Dic-04	38.77	3.040
19-May-01	29.00	2.050	05-Mar-05	49.85	3.040
22-Jun-01	27.50	2.120	21-Mar-05	51.40	3.140
04-Ago-01	27.50	2.000	14-Abr-05	51.09	3.140
21-Sep-01	26.50	2.350	16-Abr-05	50.61	3.240
24-Oct-01	22.00	1.740	16-Jun-05	51.17	3.500
09-Ene-02	19.20	1.870	02-Ago-05	60.60	3.660
08-Feb-02	20.00	1.810	12-Ago-05	64.89	3.770
22-Mar-02	25.00	2.110	20-Ago-05	64.96	3.860
05-Abr-02	26.00	2.460	10-Sep-05	65.24	4.010
17-May-02	27.00	2.560	26-Nov-05	57.60	4.150
19-Sep-02	29.50	2.610	25-Abr-06	69.50	4.400
19-Feb-03	36.00	2.900	15-Ago-06	73.35	4.450
23-Mar-03	33.50	2.740	20-Sep-06	64.50	4.350
27-Abr-03	28.50	2.530	14-Nov-06	58.74	4.250
15-Jun-03	25.50	2.280	22-Nov-06	58.74	4.090
01-Ago-03	31.50	2.280	15-Ene-07	53.11	3.890
02-Sep-03	28.50	2.430	23-Ene-07	51.82	3.840
18-Nov-03	30.00	2.580	24-Ene-07	52.32	3.840
10-Dic-03	32.00	2.630	27-Abr-07	65.09	4.090
19-May-04	36.50	2.830	29-May-07	64.28	4.470
17-Jul-04	36.38	2.830			
22-Ago-04	42.28	2.830			
28-Ago-04	41.95	2.830			
21-Sep-04	40.93	2.830			
02-Oct-04	46.75	2.830			
12-Oct-04	48.54	2.950			
24-Oct-04	49.89	3.140			
30-Oct-04	49.84	3.530			
25-Nov-04	45.13	3.350			

CONTINUACIÓN: EVOLUCIÓN DE PRECIOS COMBUTIBLES LÍQUIDOS

	WTI (US\$/bbl) "Histórico"	R500(soles/galón) "Histórico"
21-Feb-01	29.50	2.270
20-Abr-01	27.50	1.920
19-May-01	29.00	2.020
22-Jun-01	27.50	2.090
04-Ago-01	27.50	1.950
21-Sep-01	26.50	2.300
19-Oct-01	22.00	2.010
24-Nov-01	19.50	1.690
09-Ene-02	19.20	1.840
08-Feb-02	20.00	1.760
22-Mar-02	25.00	2.060
05-Abr-02	26.00	2.420
17-May-02	27.00	2.520
19-Sep-02	29.50	2.570
19-Feb-03	36.00	2.860
23-Mar-03	33.50	2.700
27-Abr-03	28.50	2.500
15-Jun-03	25.50	2.250
01-Ago-03	31.50	2.250
02-Sep-03	28.50	2.400
18-Nov-03	30.00	2.550
10-Dic-03	32.00	2.590
19-May-04	36.50	2.790
17-Jul-04	36.38	2.790
22-Ago-04	42.28	2.790
28-Ago-04	41.95	2.790
21-Sep-04	40.93	2.790
02-Oct-04	46.75	2.790
12-Oct-04	48.54	2.790
24-Oct-04	49.89	2.790
30-Oct-04	49.84	3.280

	WTI (US\$/bbl) "Histórico"	R500(soles/galón) "Histórico"
25-Nov-04	45.13	3.110
04-Dic-04	40.19	2.990
12-Dic-04	38.77	2.790
05-Mar-05	49.85	2.790
21-Mar-05	51.40	2.890
14-Abr-05	51.09	2.890
16-Abr-05	50.61	2.990
16-Jun-05	51.17	3.240
02-Ago-05	60.60	3.500
12-Ago-05	64.89	3.580
20-Ago-05	64.96	3.640
10-Sep-05	65.24	3.780
26-Nov-05	57.60	3.920
25-Abr-06	69.50	4.170
15-Ago-06	73.35	4.220
20-Sep-06	64.50	4.120
14-Nov-06	58.74	4.020
22-Nov-06	58.74	3.920
15-Ene-07	53.11	3.720
23-Ene-07	51.82	3.670
24-Ene-07	52.32	3.670
27-Abr-07	65.09	3.920
29-May-07	64.28	4.320

La ecuación de la estimación lineal para cada tipo de combustible se muestra en los siguientes gráficos (Figura N° 4.1):

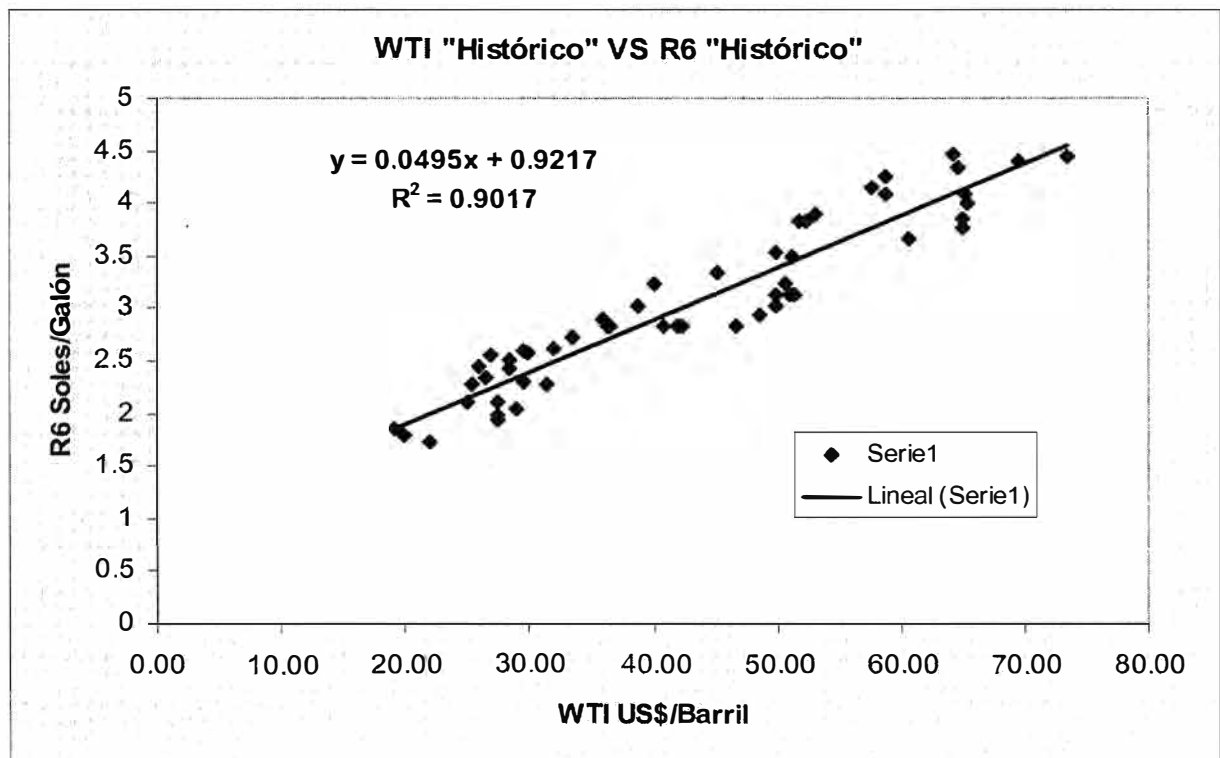
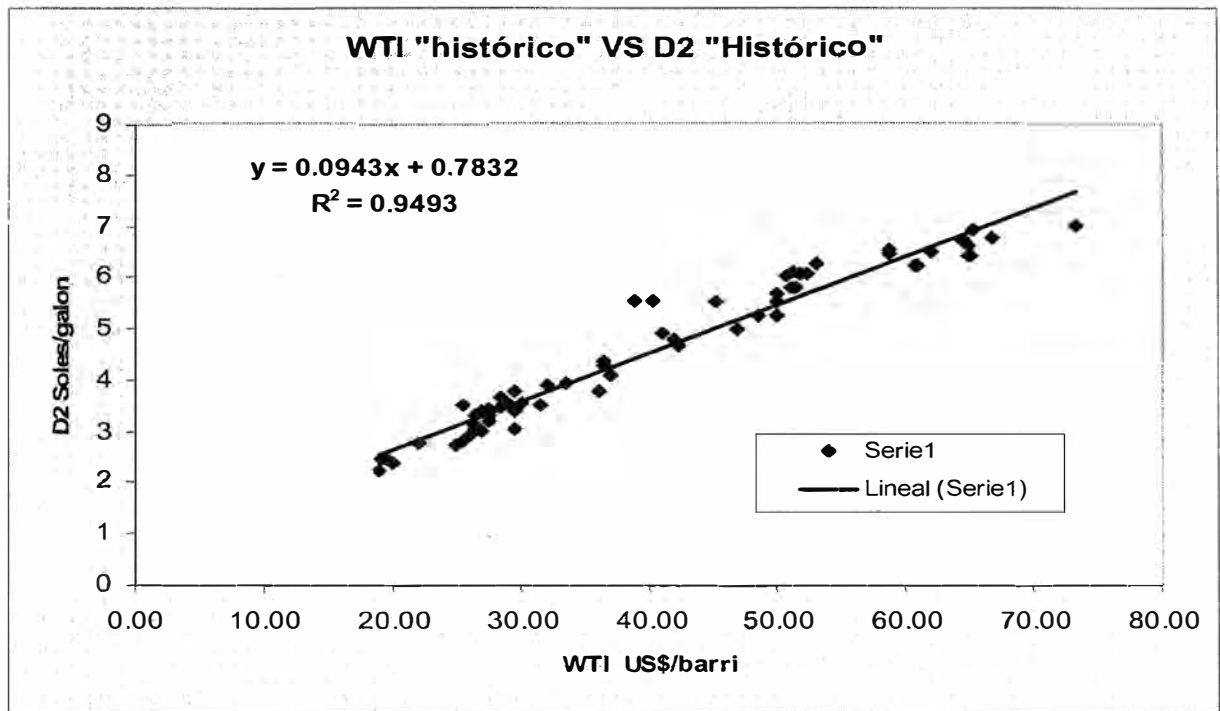
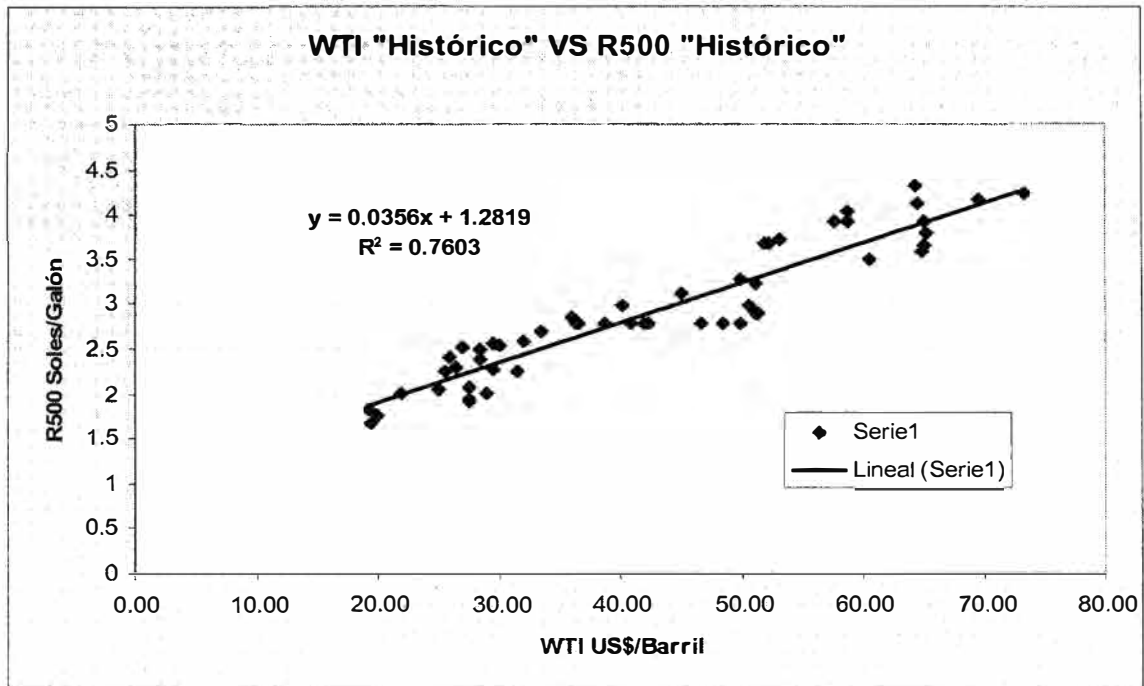


Figura N°4.1.- Estimación Lineal de Combustibles Líquidos

CONTINUACIÓN: Estimación Lineal de Combustibles Líquidos



4.2.2 Evolución de la Inflación Americana

La inflación americana se ha utilizado para convertir los precios nominales a precios reales. En la Tabla N° 4.9 se muestra la evolución de la inflación americana. Esta información se ha obtenido del informe del "Caso Base 38" realizado por la empresa Edegel.

TABLA N° 4.9 INFLACION AMERICANA

Variables	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Inflacion de EE. UU. (%)	2.0%	2.4%	2.2%	2.5%	2.4%	2.4%

4.2.3 Precio de Combustibles Líquidos

Como se ha señalado el numeral anterior (4.2.1), la proyección de los precios de combustibles líquidos se representa en función a los precios futuros del petróleo crudo WTI. Luego de realizar la estimación lineal de los combustibles líquidos, en la Tabla N° 4.10 se muestra los precios proyectados para la planta Lima y Callao.

Para obtener los precios de otras plantas de venta diferentes a la planta Lima y Callao, se consideró como referencia los precios actuales de la lista de precios de venta de Petroperu, estos precios son referenciados a los precios de venta de Lima y Callao de Petroperu mediante factores, estos factores calculados en por unidad se usa para representar los precios de las otras plantas de venta. En la

Tabla N° 4.11 se muestra una lista de precios actuales de venta de las plantas existentes y los valores en por unidad respecto al precio de referencia de Lima.

TABLA N° 4.10 PRECIOS PROYECTADOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN LIMA

		2009	2010	2011	2012	2013
Moneda	Soles/US\$	3.03	3.12	3.15	3.17	3.21
Diesel 2	Soles/Galón	7.2	8.3	8.8	9.4	10.1
Residual 6	Soles/Galón	4.8	4.8	5.1	5.3	5.7
Residual 500	Soles/Galón	4.6	4.1	4.3	4.5	4.8
Carbón	US\$ /Ton	130.7	113.1	113.5	120.4	134.2

TABLA N° 4.11 LISTA DE PRECIOS REFERENCIALES DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN OTRAS PLANTAS

Plantas	Por unidad resp. del Callao			Precio Nominal Petroperu (soles/gl)		
	Petroleo Diesel 2	Petroleo Industrial 6	Petroleo Industrial 500	Petroleo Diesel 2	Petroleo Industrial 6	Petroleo Industrial 500
TALARA	0.99	1.00	1.00	7.150	4.780	4.650
PIURA	1.00	0.00	0.00	7.190	0.000	0.000
ETEN	1.00	1.01	1.00	7.210	4.830	4.650
SALAVERRY	1.00	1.02	0.00	7.240	4.850	0.000
CHIMBOTE	1.01	0.00	1.02	7.300	0.000	4.740
SUPE	1.01	1.01	1.01	7.260	4.820	4.680
CALLAO	1.00	1.00	1.00	7.210	4.770	4.640
CONCHAN	1.00	1.00	1.00	7.210	4.750	4.620
C. DE PASCO	1.04	0.00	0.00	7.510	0.000	0.000
PISCO	1.01	0.00	1.03	7.300	0.000	4.770
MOLLENDO	1.01	1.01	1.02	7.300	4.840	4.710
JULIACA	1.04	0.00	0.00	7.525	0.000	0.000
CUSCO	1.05	0.00	0.00	7.595	0.000	0.000
ILO	1.01	1.02	0.00	7.300	4.850	0.000
EL MILAGRO	1.01	1.08	0.00	7.250	5.140	0.000
TARAPOTO	1.04	0.00	0.00	7.466	0.000	0.000

Con las dos Tablas mencionadas (Tabla N° 4.10 y Tabla N° 4.11) se encuentra los precios de venta proyectados de los combustible líquidos de todas las unidades térmicas, los cuales son usados para los análisis de comparación en el presente informe.

4.3 Precio Total del Gas Natural.

En reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos (Artículo 2do del Decreto Supremo N° 042-99-EM), no define categorías por tipo de actividad económica, si no sólo por efectos que su consumo podría tener dentro de la red de distribución. De esta manera se define dos tipos de consumidores:

- ✓ **Consumidor regulado:** Consumidor que adquiere Gas Natural por un volumen igual o menor a treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000 m³/día). El consumidor regulado solo puede adquirir el gas natural del distribuidor con todos los servicios de red incluidos, pero desagregados en el recibo de pago.
- ✓ **Consumidor independiente:** Consumidor que adquiere gas natural directamente del productor, Comercializador o Concesionario, siempre y cuando sea un volumen mayor a los treinta mil Metros Cúbicos Estándar por día (30 000 m³/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

Para cualquier consumidor, el precio final del gas natural es la suma de los cuatro componentes básicos:

- ✓ Precio del gas natural cobrado por el productor, o el autorizado a trasladar por el concesionario a los consumidores regulados.
- ✓ Tarifa por la Red Principal o red de alta presión, la cual involucra el gasoducto desde Camisea hasta Ventanilla.
- ✓ Tarifa por Red de Media y Baja presión de la Concesión (también se denomina Red Común u Otras Redes), estructurada según Categorías volumétricas.
- ✓ Cargos Máximos por la Acometida y la Tubería de Conexión. La Acometida está ubicada dentro o en el límite del predio e incluye el regulador de presión, válvulas, medidor y sistemas de protección y seguridad. La acometida es propiedad del Consumidor sólo para consumos mayores a 300 m³ por mes. La Tubería de Conexión es el conjunto de válvulas ubicadas fuera del predio y sirve para conectar la Acometida con la red común del Concesionario. La Tubería de Conexión es parte del Sistema de Distribución del Concesionario. En la Figura N° 4.2 se muestra la composición de la tarifa final.

En la tabla N° 4.12 se presenta un resumen de precios para las centrales térmicas que usan el gas de Camisea como combustible (Las centrales térmicas pertenecen al tipo de Consumidores Independientes).

$$\begin{array}{c}
 \text{Precio} \\
 \text{Final} \\
 = \\
 \text{GAS} + \text{T} + \text{D}_{AP} + \text{D}_{OR} \\
 \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{RED PRINCIPAL}} \\
 \begin{array}{ccc}
 \text{Libre} & & \text{Regulado} \\
 \text{Contrato} & \text{Ley 27133} & \text{D.S. 042-99-EM} \\
 \text{de Licencia} & \text{D.S. 040-99-EM} & \text{Contratos BOOT} \\
 & \text{Contratos BOOT} & \text{Contratos BOOT}
 \end{array}
 \end{array}$$

Figura N° 4.2 Composición de precios final del gas de Camisea

Donde:

T: Tarifa de transporte por la red principal

D_{AP}: Tarifa de distribución por red principal.

D_{OR}: Tarifa de distribución de otras redes

4.3.1 Precio del Gas Natural en Camisea.

De acuerdo a la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Artículo 77) corresponde a un precio libre, pero con un tope máximo, determinado en el Contrato de Licencia de Camisea cuyo valor base es igual a 1 y 1.8 dólares americanos por Millón de BTU, para los generadores eléctricos y los demás usuarios respectivamente (BTU: Unidad de medida Británica de la energía térmica). El precio de gas natural para el caso de la concesión de Lima tiene una fórmula de actualización similar a la del Contrato de Licencia.

En el año 2006 el Estado Peruano y el Consorcio Liderado por Pluspetrol han realizado una renegociación del contrato de Licencia de Camisea, entre las modificaciones relacionada con los precios se tienen las siguientes:

- ✓ El precio real máximo para el gas natural de uso residencial y vehicular no será mayor al precio real del gas natural para la exportación.
- ✓ El precio real máximo del gas natural para el mercado interno se reajustará mediante la aplicación de un Factor de Ajuste (FA) siguiendo la fórmula 4.3.1 que se detalla a continuación:

$$FA = 0.60 \left(\frac{FO1j}{FO1a} \right) + 0.40 \left(\frac{FO2j}{FO2a} \right) \quad (4.3.1)$$

FO1j: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191), publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses disponibles anteriores al 1 de enero del respectivo año calendario.

FO2j: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power (WPU05), publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses disponibles anteriores al 1 de enero del respectivo año calendario.

FO1a: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191), publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de

Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (diciembre de 1999 a noviembre de 2000).

FO2a: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power (WPU05), publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (diciembre de 1999 a noviembre de 2000).

El Factor de Ajuste se determinará al inicio de cada año calendario, y durante los 6 primeros años contados a partir del 01.01.2007 no podrá presentar un incremento acumulado anual en el precio real máximo superior al 5 %. Durante los 5 años subsiguientes el incremento acumulado anual en los precios realizados máximos, no superará el 7%.

Es así que a partir del año 2007 no se basará en la variación de precios de una canasta de petróleo crudo WTI (como era antes), sino que incorpora elementos relacionados con la industria del gas natural.

La variación del factor de ajuste así como los precios reales máximos, estimados para los próximos años son mostrados en la tabla N° 4.12.

Estas modificaciones le dan al precio del gas natural en el Perú estabilidad en el tiempo, eliminando la volatilidad asociada al precio de los hidrocarburos en el mercado internacional; lo cual en adición a su bajo precio resulta un incentivo adicional para emplear este combustible en lugar de otros.

Estos precios no son regulados por Osinergmin, sino que son libres hasta el límite establecido en el Contrato de Licencia de Explotación. En la tabla N° 4.13 siguiente muestra las tarifas máximas estimadas para los Generadores Eléctricos para el año 2009.

En la tabla N° 4.14 se muestra los precios estimados de las tarifas máximas para el suministro de gas natural que se usará en los análisis de los dos escenarios de ciclos abiertos y ciclos combinados.

TABLA N° 4.12 VARIACION DEL FACTOR DE AJUSTE

	Indicador WPS1191	Indicador WPU05	Factor de Ajuste	Crecimiento Regulado	Crecimiento Real
2008	183.55	175.03	1.5527	5.0%	8.11%
2009	193.64	217.69	1.7688	5.0%	17.3%
2010	181.19	181.23	1.5662	-1.1%	-1.1%
2011	189.21	196.59	1.6646	5.0%	6.3%
2012	195.61	207.87	1.7392	5.0%	5.8%
2013	201.73	218.49	1.8099	4.8%	4.8%
2014	208.94	231.56	1.8954	4.7%	4.7%
2015	213.91	239.51	1.9501	2.9%	2.9%
2016	216.08	241.14	1.9668	0.9%	0.9%
2017	217.99	242.21	1.9800	0.7%	0.7%
2018	219.88	243.27	1.9930	0.7%	0.7%

TABLA N° 4.13 TARIFA MÁXIMA DE GAS 2009 ESTIMADA PARA GENERADORES ELÉCTRICOS

	Sta Rosa	Ventanilla	Enersur	Globeq
Precio de Gas en US\$/MMBTU	Jul-09	Jul-09	Jul-09	Jul-09
Precio Boca de Pozo contrato	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual	0.9600	0.9600	0.9600	0.9600
Factor B: Por Take or Pay 100%	0.9500	0.9500	0.9500	0.9500
Factor por descuento promocional	1.0000	0.9500	1.0000	1.0000
Factor de ajuste	1.5834	1.5834	1.5834	1.5834
Precio del Gas (PGn) [Nominal]	1.4441	1.3719	1.4441	1.4441

TABLA N° 4.14 ESTIMACIÓN DE PRECIOS DE SUMINISTRO DE GAS

	Precio de Suministro de Gas US\$/MMBTU				
	S. Rosa	S. Rosa Nueva	Ventanilla	Enersur	Kallpa y Otros
Jul-08	1.3753	1.3409	1.3065	1.3753	1.3961
Jul-09	1.4441	1.4080	1.3719	1.4441	1.4441
Jul-10	1.4284	1.3927	1.3570	1.4284	1.4284
Jul-11	1.4998	1.4623	1.4248	1.4998	1.4998
Jul-12	1.5748	1.5354	1.4960	1.5748	1.5748
Jul-13	1.6506	1.6094	1.5681	1.6506	1.6506
Jul-14	1.7286	1.6854	1.6422	1.7286	1.7286
Jul-15	1.7785	1.7340	1.6896	1.7785	1.7785
Jul-16	1.7937	1.7489	1.7040	1.7937	1.7937
Jul-17	1.8058	1.7606	1.7155	1.8058	1.8058
Jul-18	1.8176	1.7722	1.7267	1.8176	1.8176

4.3.2 Tarifa de la Red Principal de Camisea

Costo que cubre el servicio de transporte de gas natural por Red Principal de TGP y de distribución en alta presión de Calidda (Concesionario de distribución de gas natural de Lima y Callao). Son realizados mediante tarifas máximas por el Osinergmin y de acuerdo a la normas vigentes se puede calcular cada dos años, de acuerdo a como lo establezca previamente el regulador. Actualmente se está fijando cada dos años, considerando que es un mercado nuevo y se deben incorporar las variaciones de la demanda. A estas tarifas se le aplica un factor de

ajuste asociado al PPI (Serie ID: WPSSOP3500) o índice Norteamericano de precio de productos.

La tabla N° 4.15 muestra las tarifas actualizadas al año 2008 para los generadores eléctricos y la estimación de los precios para todo el horizonte de estudio.

TABLA N° 4.15 TARIFA DE RED PRINCIPAL DE CAMISEA

	Precio de Transporte de Gas US\$/MMBTU		
	EDEGEL ⁽¹⁾	Enersur ⁽²⁾	Otros ⁽²⁾
Jul-08	0.9572	0.8219	0.8219
Jul-09	0.995	0.854	0.854
Jul-10	1.017	0.873	0.873
Jul-11	1.042	0.895	0.895
Jul-12	1.067	0.916	0.916
Jul-13	1.093	0.938	0.938
Jul-14	1.118	0.960	0.960
Jul-15	1.181	1.014	1.014
Jul-16	1.206	1.036	1.036
Jul-17	1.232	1.058	1.058
Jul-18	1.257	1.079	1.079

(1) Incluye Transporte y Distribución.

(2) Incluye solo Transporte.

Los precios de la tabla anterior considera el Factor de Descuento que se aplica a las tarifas por Red Principal fijadas en la regulación, considera el pago adelantado que se hizo de la Garantía por Red Principal, es decir, se descuenta el pago realizado en la fecha previa al inicio de operaciones de la red. Asimismo considera el Factor de Actualización, lo que hace es actualizar las tarifas en función del PPI, es así que desde la fecha en que se ofertó el servicio de transportes por red principal (otorgamiento de Concesión) hasta enero del 2006 la variación del PPI ha sido aproximadamente de 5%. Como se observa en la tabla los precios son crecientes por este incremento.

4.3.3 Tarifa por Otras Redes.

Costo que cubre el servicio de distribución de gas natural de los ramales distintos a la Red Principal, los cuales permiten llevar gas a nuevos consumidores dentro de la concesión de Lima y Callao. Son establecidos por el OSINERGMIN y revisadas cada cuatro años.

Para el consumidor independiente (Generadores Eléctricos entre otros cuyo volumen de gas consumido es mayor a 30,000m³ por día), éste sólo pagará por el servicio de Otras Redes cuando haga uso de ellas, mientras que en el caso de los consumidores regulados, estos siempre realizarán el pago por este servicio.

4.3.4 Topes Máximos por la Acometida

El Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, dispone que el Osinergmin establezca los Topes Máximos de Acometida aplicables a los Consumidores Regulados, cuyo consumo sea mayor a 30 000m³ por mes. Asimismo dispone que para los Consumidores Independientes, este cargo se establezca por acuerdo con el Concesionario, mediante negociación directa, y sólo a falta de acuerdo cualquiera de la partes podrá solicitar la dirimencia al Osinergmin.

CAPÍTULO V

MODELO MATEMÁTICO: MODELO HIDROTÉRMICO PERUANO

5.1 Modelo Hidro-Térmico Peruano (MHTP)

5.1.1 Objetivo

El Modelo Hidro-Térmico Peruano (MHTP) tiene como objetivo simular la operación del sistema eléctrico con un embalse (mono-embalse - Lago Junín), minimizando los costos de operación, para lo cual considera los parámetros de modelación más importantes del sistema eléctrico, y obtener las variables físicas y monetarias de interés.

5.1.2 Características Generales.

El modelo MHTP es una herramienta que sirve para representar el negocio eléctrico del sistema eléctrico peruano [10]. Muestra resultados detallados del sistema eléctrico. En el Perú este modelo está siendo utilizado por las empresas de Edegel S.A.A, Kallpa Generación, y la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA).

Todos los archivos de entrada y salida son archivos ASCII planos. Los datos de los archivos de entrada se ingresan separados por espacios.

El MHTP opera en tres fases o etapas, que en principio deben ejecutarse en orden, ellos son:

- ✓ Fase de optimización del Embalse o cálculo del Valor del Agua
- ✓ Fase de cálculo del Precio de Nudo o cálculo de Precio de Barra.
- ✓ Fase de simulación.

El modelo considera características de las centrales térmicas, hidráulicas de pasada y de embalse o regulación. Asimismo representa, la topología de las centrales hidráulicas del sistema, el sistema de transmisión, así como el manejo de las indisponibilidades de las centrales térmicas.

Determina variables monetarias como costos marginales, ingresos o margen de energía y potencia descripción detallada por empresa o unidad de negocio.

Asimismo determina variables físicas como generación de centrales, transmisión en las líneas, pérdidas en el sistema, consumo de energía y máximas demandas.

A continuación se muestra un esquema (figura 5.1.2) general de la administración de datos del MHTP.

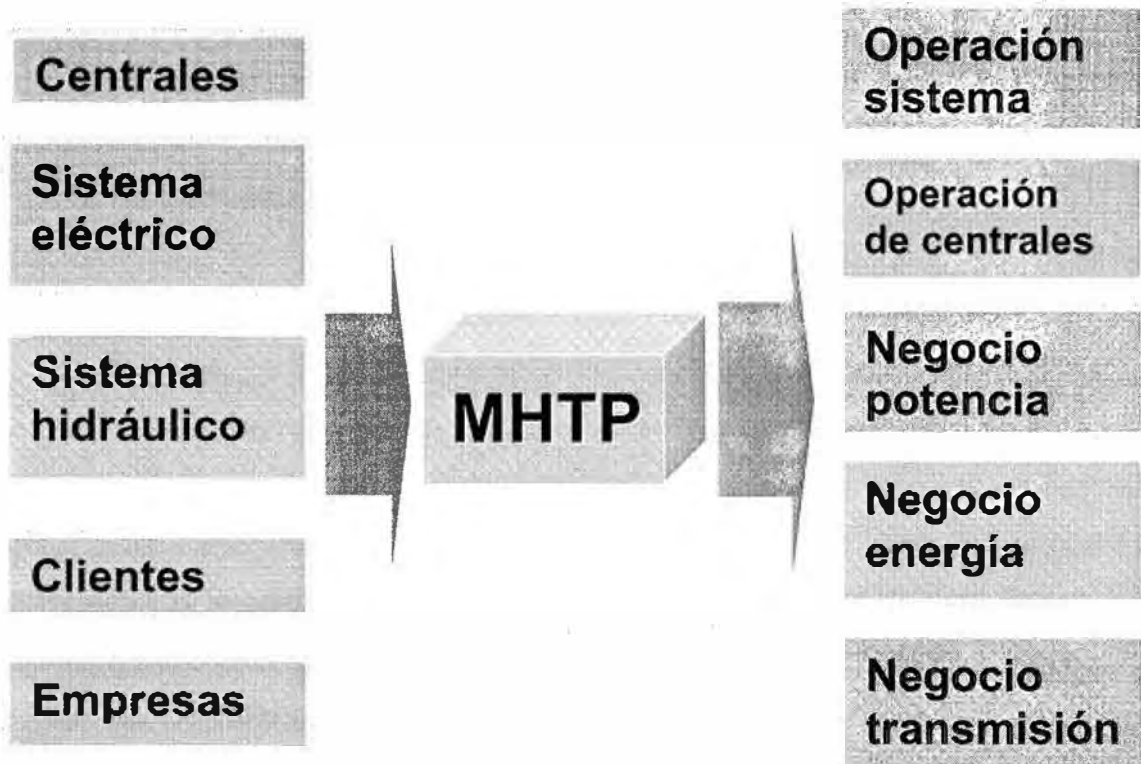


Figura Nº 5.1.2 Esquema general de administración de datos del MHTP

El negocio de la potencia consiste básicamente en la asignación de los ingresos por potencia que perciben las unidades de generación, estos ingresos están relacionados al precio de la potencia. Mientras que el negocio de la energía se relaciona a los ingresos recaudados por la producción de energía eléctrica comercializados al costo marginal.

5.1.3 Fase de Optimización del Embalse.

En esta fase se determinan los valores estratégicos (valor de disposición del agua para la generación de energía eléctrica) del embalse a optimizar. Para ello, es necesario entregar al modelo el valor estratégico inicial, es decir, los valores estratégicos o valor del agua del embalse a optimizar para el periodo siguiente al último año de estudio. Los otros archivos, conteniendo los valores estratégicos del resto de los periodos, los genera automáticamente el modelo.

En el numeral 5.2 se muestra la descripción gráfica de los datos y resultados de esta fase.

5.1.4 Fase de Cálculo de Precio de Nudo o Barra.

En esta fase se determinan los precios de nudo o de barra de la energía para diferentes fijaciones contenidas en el horizonte de estudio. Estos precios son determinados para cada barra y cota de discretización del embalse único representado en el modelo, para ello se ha utilizado los archivos de salida de la fase de optimización del embalse. En el numeral 5.2 se muestra la descripción gráfica de los datos y resultados de esta fase.

5.1.5 Fase de Simulación.

En esta fase se realiza la simulación tanto de la operación del sistema eléctrico como la del negocio eléctrico en el modelo MHTP. Asimismo en esta fase se controla los parámetros más importantes de la simulación como el número de simulaciones (o número de secuencias) a realizar en la ejecución de esta fase, la impresión, el cálculo de valorización del negocio eléctrico de potencia y energía, cálculo referente a los peajes de transmisión, entre otros. En el numeral 5.2 se muestra la descripción gráfica de los datos y resultados de esta fase.

5.2 Descripción Gráfica del Funcionamiento del Modelo MHTP.

5.2.1 Fase de Optimización del Embalse

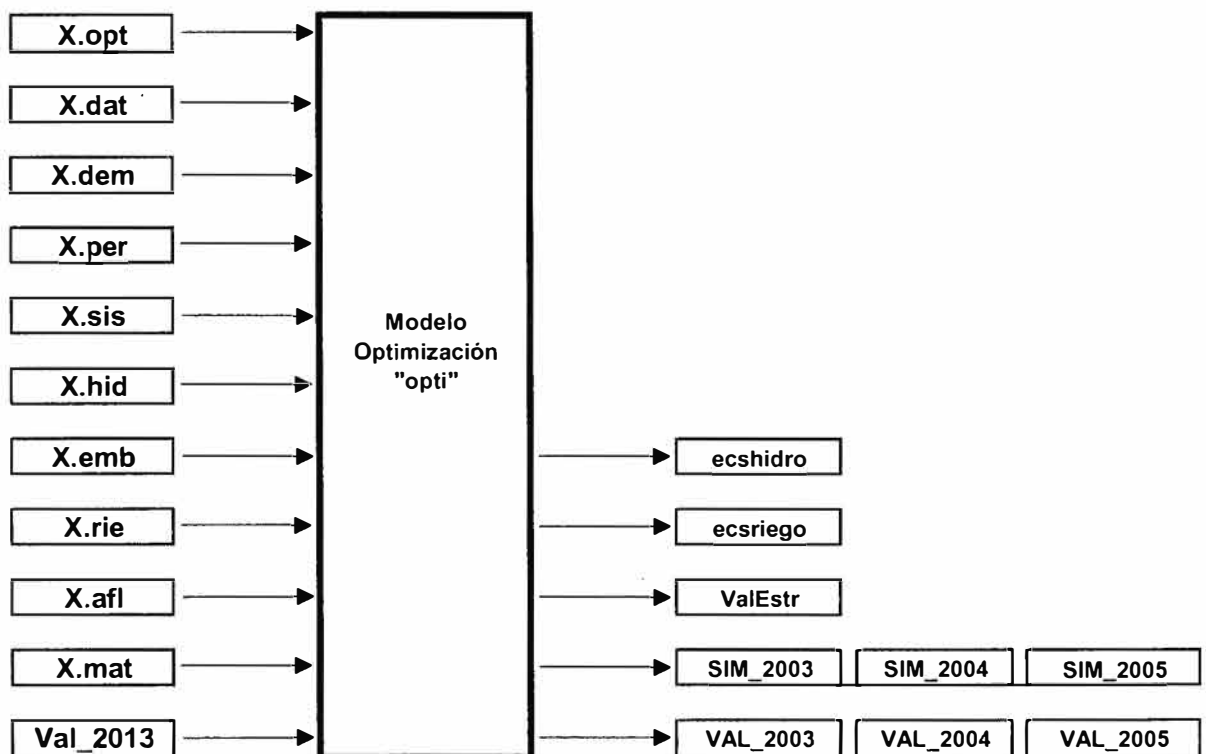


Figura 5.2.1 Descripción gráfica de la optimización del embalse

5.2.2 Fase de cálculo de Precio de Nudo

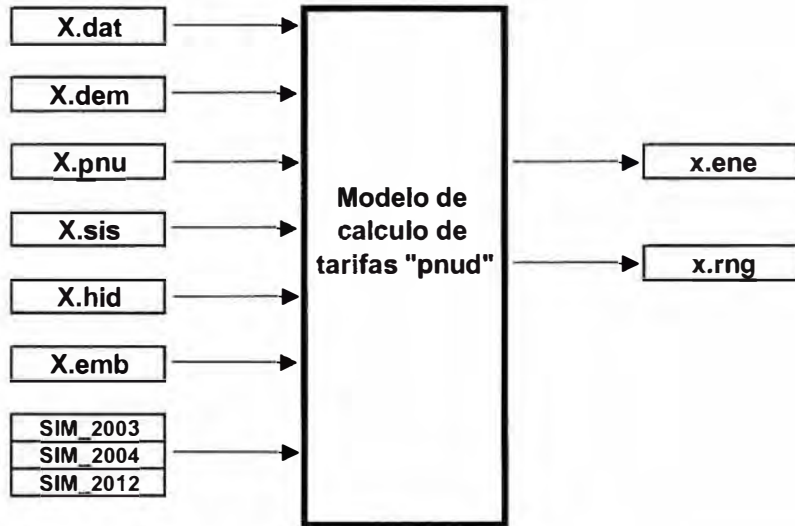


Figura 5.2.2 Descripción gráfica del cálculo del precio de barra

5.2.3 Fase de Simulación

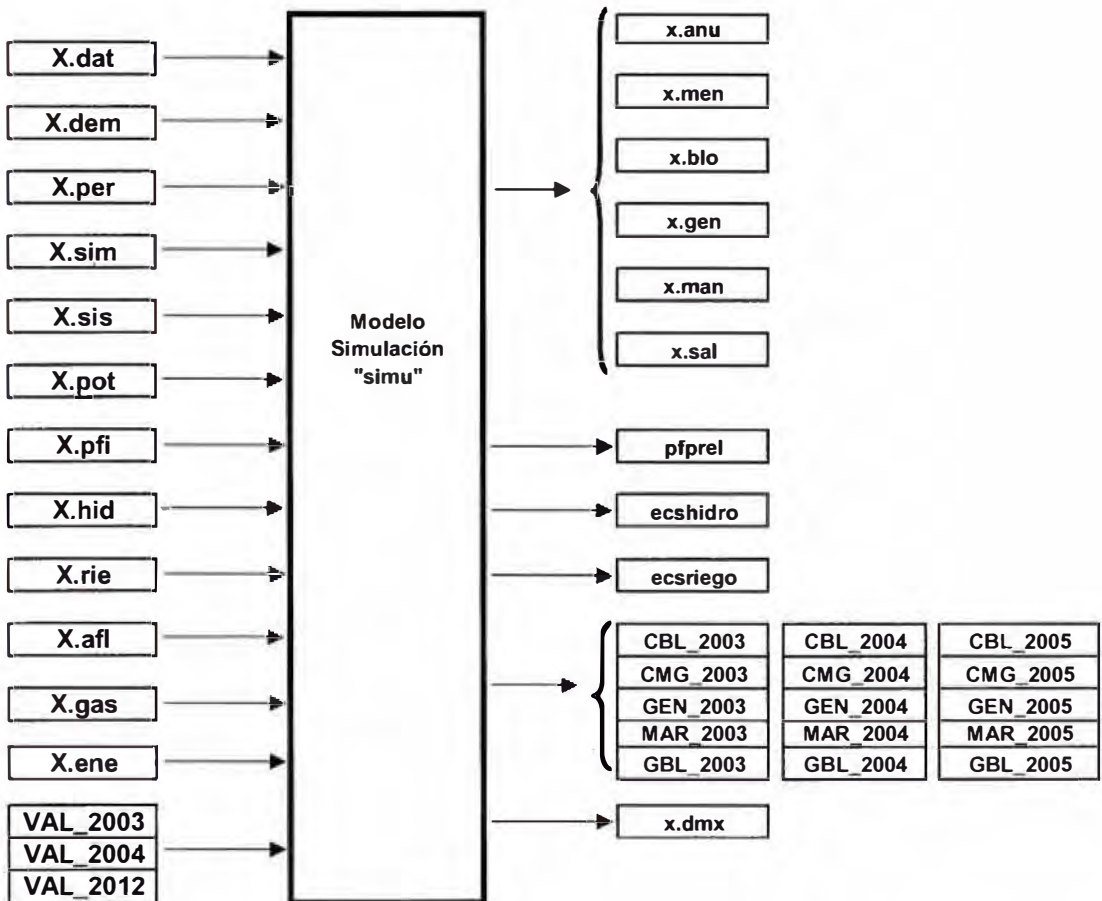


Figura 5.2.3 Descripción gráfica de la fase de simulación

5.3 Archivos Planos de Entrada

5.3.1 Datos de las Centrales (X.dat)

Archivo planos donde se ingresa las características técnicas de las centrales hidráulicas y térmicas. Las principales características ingresadas en el archivo es la potencia efectiva de la unidad, rendimientos, costos variables no combustibles, la tasa de salida forzada, la barra de conexión al sistema eléctrico y los propietarios.

5.3.2 Datos Periódicos (X.per)

El archivo contiene información de datos periódicos. Los principales datos periódicos ingresados al modelo son: mantenimientos de las unidades térmicas, presentes y futuras, plan de obras de generación, y precios.

Los precios de combustible son de dos tipos: Uno de ellos son los precios declarados, los cuales sirven para el despacho de las unidades de generación, el segundo precio ingresado es el precio real, los cuales se usan para calcular el costo de producción de las unidades (para el cálculo de costos de combustibles).

5.3.3 Datos de Demanda (X.dem)

En esta parte en los archivos se ingresan la demanda por barra, una curva de duración típica mensual por barra, así como los factores de carga para cada barra. Los datos de demanda se ingresan como potencia media mensual.

5.3.4 Datos de Sistema (X.sis)

Los datos ingresados aquí son todo lo concerniente a las líneas de transmisión del sistema eléctrico. Los principales componentes son las barras del sistema, líneas de interconexión así como sus características eléctricas.

5.3.5 Datos de Potencia Firme para las Centrales (X.pfi)

Es este archivo se ingresan los datos de potencia firme o efectivas de todas las unidades de generación. Si se usa potencia efectiva además se deberá colocar la tasa de indisponibilidad fortuita de las unidades Este archivo solo se usa en la fase de simulación.

5.3.6 Datos de Caudales Afluentes (X.afl)

Archivo donde se ingresan los caudales afluentes a las centrales hidráulicas. Los caudales afluentes son las estadísticas históricas de desde el año 1965 hasta 2004.

5.3.7 Datos de Embalses (X.emb)

Archivo donde se ingresa los datos de los embalses a optimizar. El único embalse optimizado en el modelo es el Lago Junín.

5.3.8 Datos de Cascadas Hidráulicas (X.hid)

Aquí en el archivo se ingresa la topología del sistema hidráulico a cada una de las centrales asociadas. Al igual que en el archivo (X.emb) sólo se describe el sistema hidráulico del lago Junín.

5.3.9 Datos de Precios de Potencia (X.pot)

Archivo donde se ingresa el plan de obras de los subsistemas de potencia. Los datos principales ingresados son los precios de potencia, factor de pérdidas por barra y los factores de distribución horario del precio de potencia.

5.3.10 Datos de Valor Estratégico (VAL_xxxx)

Es este archivo contiene los valores estratégicos (valor de la oportunidad del agua para el despacho de la energía) por mes y por hidrología para cada año del horizonte de estudio. Para la operación del modelo en la fase de optimización es necesario que exista al menos un archivo de este tipo conteniendo los valores estratégicos para el mes siguiente a la fecha en que termina el estudio.

5.4 Archivos Planos de Salida

El contenido los archivos de salida se puede componer en dos tipos: Una información de salida en valores esperados, es decir un valor promedio de todas las simulaciones. Y otra información de simulación en el que se muestra cada una de las secuencias realizadas por el modelo en una ejecución.

5.4.1 Salida por Bloque (X.blo)

En este archivo contiene por cada año los costos marginales esperados por bloque por barra y por mes, así como los flujos esperados por bloque de cada línea eléctrica, la frecuencias de uso de las líneas así como los sentidos de envío.

5.4.2 Salida por Mes (X.men)

En este archivo se muestra para cada año de simulación, los costos marginales ponderados por energía mensuales esperadas, así como los ingresos tarifarios mensuales por línea, información mensual por empresa conteniendo variables físicas mensuales de generación y potencia, información de variables monetarias del margen variable de energía, de potencia, de transmisión y peajes.

Además se muestra información por mes y por barra de para todo el horizonte de estudio: información de falla, pérdidas esperadas por línea,

información de consumos, demanda máxima, cotas finales mensuales del Lago Junín, precios de barra, potencia firme, Ingresos adicionales de potencia, ingresos garantizados de potencia, así como la información de la generación de las centrales o unidades térmicas.

5.4.3 Salida por Año (X.anu)

Contiene información anual de: Costos marginales esperados por barra, Ingresos tarifarios por línea, información por empresa de las variables físicas de generación y potencia así como variables monetarias del margen variable de energía, potencia, transmisión y peajes.

Asimismo, información anual de; falla en el suministro de la energía, pérdidas esperadas por línea de transmisión, información de consumos máxima demanda del bloque de punta, cotas finales de Lago Junín, información de ingresos adicionales por potencia generada por unidad de generación, ingresos garantizados por potencia por unidad de generación, así como la generación de cada una de las unidades de generación del sistema.

5.4.4 Salida con Generación por Bloque (X.gen)

En este archivo se muestra para cada año del horizonte de estudio, la generación esperada de las centrales de por mes y por bloque en valor esperado en MW.

5.4.5 Salida con Costos Marginales por Secuencia (CBL_xxxx)

En este archivo se genera por cada año, el cual contiene los costos marginales por secuencia y por bloque para cada una de las barras del sistema. El número de archivos generados es igual al número de años del horizonte de estudio.

5.4.6 Salida con Generaciones por Secuencia (GBL_xxxx)

Archivo que se genera para cada año de simulación, contiene la generación por bloque y por secuencia para todas las unidades de generación (en MW). El número de archivos generados es igual al número de años del horizonte de estudio.

5.4.7 Salida con Margen de Energía por Secuencia (MVE_xxxx)

Información por secuencia de una empresa o propietario. Para cada unidad de la empresa se calcula como la diferencia de la venta de energía a costo marginal menos su costo de producción. La información de la empresa es la suma

de cada unidad de la empresa o propietario. Los archivos se generan por año para todo el horizonte de estudio.

5.4.8 Salida con Margen de Potencia por Secuencia (MVP_xxxx)

Información por secuencia de una empresa o propietario. Para cada unidad de la empresa se calcula como la suma de los ingresos garantizados por potencia firme y los ingresos adicionales por potencia generada. La información de la empresa es la suma de cada unidad de la empresa o propietario. Los archivos se generan por año para todo el horizonte de estudio.

5.4.9 Salida con Transmisiones por Bloque y Secuencia (TBL_xxxx)

Información por secuencia, por bloque horario y por mes de los flujos de las líneas de transmisión. Los archivos se generan por año para todo el horizonte de estudio.

5.5 Resultados Obtenidos del Modelo para la Evaluación Económica.

5.5.1 Costos Marginales Esperados

Los costos marginales esperados se usan para la evaluación económica en el cálculo de los ingresos por energía de las unidades de generación a evaluar. Este cálculo es un promedio de todas las secuencias simuladas en la fase de Simulación.

5.5.2 Producción de Energía Esperada.

Generación esperada de las unidades en evaluación económica, que se usan para la evaluación de los ingresos por energía. La generación esperada es un promedio de todas las energías generadas por secuencia realizadas en la fase de simulación.

5.5.3 Ingresos Garantizados por Potencia Firme

Ingresos por potencia se perciben por capacidad instalada total (potencia efectiva), son calculados como la máxima demanda mensual por el precio de potencia. De acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, los ingresos garantizados por potencia firme son el 70% de los ingresos totales. Estos ingresos son distribuidos a las unidades de generación en orden a su costo variable creciente hasta llegar a la máxima demanda más un Margen de Reserva definido por el Ministerio de Energía y Minas.

5.5.4 Ingreso Adicional por Potencia Generada

Los ingresos adicionales por potencia generada se calculan como el 30 % (factor de incentivo al despacho) de los ingresos totales de potencia (Artículo 111° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas... Literal c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema. I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho...). La distribución de estos ingresos a las unidades de Generación se realiza en función a su energía generada.

5.5.5 Margen Variable de Energía Esperada

El margen variable de energía se calcula como el valor de la inyección menos el costo de generación. El valor de la inyección es igual a la producción de la energía de la unidad multiplicada por el costo marginal en la barra inyectada. Y el cálculo del costo de generación es igual a costo variable de la unidad multiplicada por su energía generada. Además el costo variable se calcula como el producto del precio de combustible multiplicado por el consumo específico de la unidad, y agregado el costo variable no combustible.

Todos los cálculos realizados en el párrafo anterior se realizan por secuencia de simulación y luego se realiza un promedio para calcular el Margen Variable de energía Esperada. Y esto se realiza en el modelo MHTP en la fase de simulación.

5.5.6 Margen Variable de Potencia Esperada

Los ingresos por potencia son iguales a la suma de los ingresos garantizados por potencia firme y los ingresos adicionales por potencia generada. El cálculo lo realiza el modelo MHTP por secuencia de simulación y luego realiza un promedio para encontrar el Margen Variable de Potencia Esperada. El cálculo se realiza en la fase de simulación del MHTP.

CAPÍTULO VI

EVALUACIÓN ECONÓMICA Y CÁLCULOS

6.1 Consideraciones Generales.

Para realizar la evaluación económica de una unidad térmica de ciclo abierto o ciclo combinado, se realizó un flujo de caja económico con una tasa de descuento nominal del 12% (tasa de descuento fijado por la Ley de Concesiones Eléctricas). Para el cálculo del flujo económico se consideró las proyecciones de la inflación americana y tipo de cambios anuales para los próximos años, información indicada en la tabla N° 4.9 y tabla N° 4.10.

Asimismo el monto de la inversión, como los datos técnicos de las unidades a evaluar, las conexiones eléctricas necesarias para su operación son los proporcionados por la empresa EDEGEL S. A. A.

6.2 Metodología de Ajuste de la Nueva Oferta de Generación para Unidades de Mediano Plazo.

“La metodología de ajuste de la nueva oferta de generación para el mediano plazo”, consiste en colocar la unidades de generación en fechas determinadas a priori (plan de obras de nueva oferta de generación inicial), tomando como referencia el crecimiento de la demanda colocados en el modelo MHTP, luego se ingresa el plan de obras inicial al modelo MHTP, una vez ejecutado se extrae los resultados de ingresos y egresos anuales de la unidades en evaluación, luego para un año determinado, los ingresos y egresos económicos de la unidades presentes se llevan a una hoja de cálculo (Hoja de cálculo de Microsoft Office Excel), en el cual se evalúa la rentabilidad económica esperada con una tasa de descuento indicada en la Ley de Concesiones Eléctricas del 12 %, la evaluación se realiza mediante la función VNA de la hoja de cálculo Excel (VNA: valor neto presente de una inversión para una tasa de descuento y una serie de pagos futuros e ingresos sea igual a cero). En el Tabla N° 6.1 y Tabla N° 6.2 se muestra el flujo de caja económico, así como las variables de cálculo que se usa en el

VNA de las nuevas unidades térmicas de ciclo abierto y ciclo combinado del plan de obras.

El método de evaluación es retroalimentado, el objetivo es obtener para un año VNA igual a cero. Si, el VNA es mayor a cero se modifica el plan de obras inicial, dado que hay mayores ingresos que el valor objetivo, será necesario colocar mayor oferta de generación, esto se realiza adelantando el plan de obras previas o iniciales. Por otro lado si el VNA calculado es menor a cero será necesario retirar oferta de generación, postergando el plan de obras previo o inicial.

En la Figura N° 6.1 se muestra un diagrama de flujo de la metodología de ajuste de la evaluación económica.

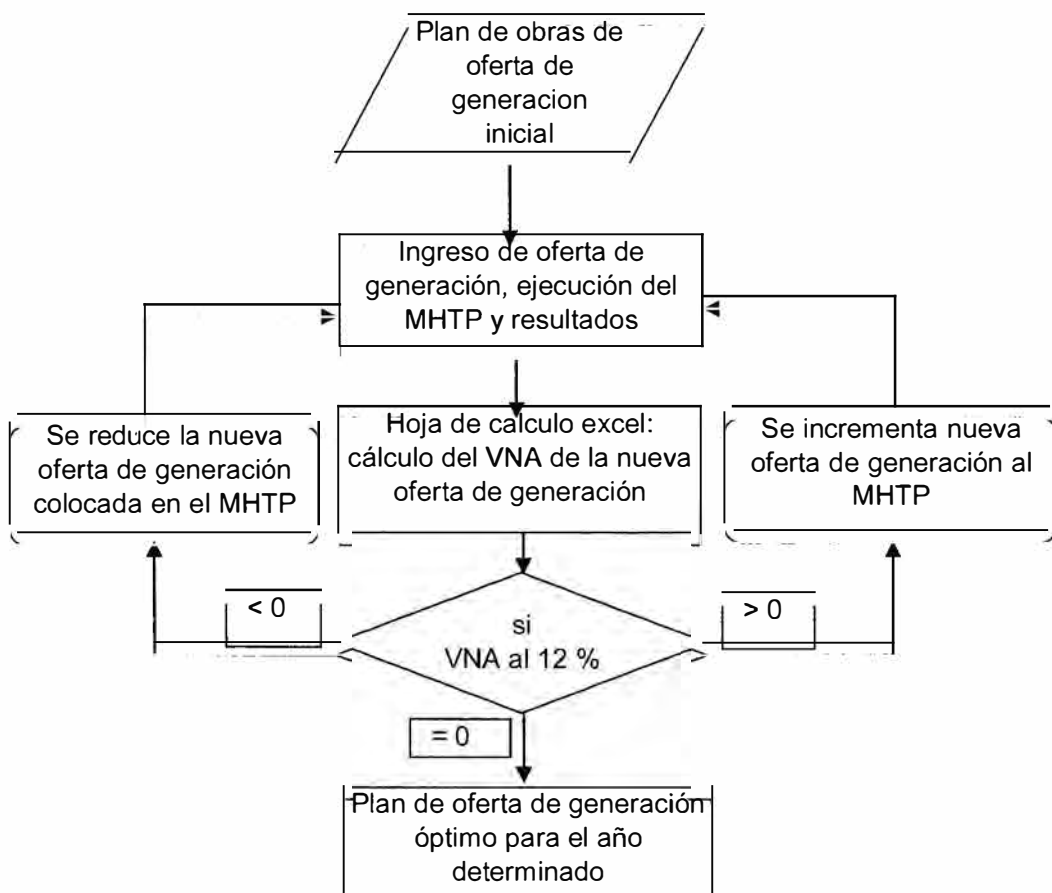


Figura N° 6.1 Diagrama de flujo de la metodología para la selección de una nueva unidad de ciclo abierto o de ciclo combinado

TABLA N° 6.1 FLUJO DE CAJA ECONÓMICO DE UNA UNIDAD DE CICLO ABIERTO

Unidad de Desarrollo - CA - 198 MW

GENERACION	unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Ingresos	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	68.5	72.4	74.2	76.9	78.1	81.2	
Inyección Energía	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	57.4	61.0	62.4	64.8	65.7	68.4	
Potencia Firme	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.1	11.4	11.8	12.1	12.5	12.8	
Costos	MMUS\$	18.7	19.2	19.6	19.9	20.3	48.6	51.6	54.6	55.6	56.6	57.2	
Variables													
Combustible - Gas	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	21.4	23.7	26.0	26.6	27.1	27.3	
No Combustible	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.3	5.5	5.8	5.9	5.9	5.9	
Fijos													
Transporte Combustible	MMUS\$	13.6	14.0	14.3	14.5	14.8	15.1	15.4	15.7	16.0	16.3	16.6	
AVNR + CO&M	MMUS\$	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
Personal y gastos asociados	MMUS\$	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	
Insumos, gastos mantención	MMUS\$	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
Seguros de operacion	MMUS\$	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	
Impuestos	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Pago COES, OSINERG	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	
Margen de Generación	MMUS\$	-18.7	-19.2	-19.6	-19.9	-20.3	19.9	20.8	19.7	21.2	21.5	24.0	
Costos de superestructura y otros	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
G. de Adm. y Ventas	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Evaluación central que entra el 1 de enero de	2018	<=Cambiar	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EBITDA	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	24.0
Depreciacion Tributaria	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6
Utilidad antes de impuesto	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19.4
Pérdida acumulada	MMUS\$	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuestos	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.5
Inversiones, Cap. de Trabajo	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.0	24.3	2.0
Variación Capital Trabajo	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
Inversiones	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.0	24.3	0.0
Central	MMUS\$	591	US\$/kW	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	86.0	24.3	0.0
Flujo de caja Activo Total	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-86.0	-24.3	15.5

VAN	Jul-08	MMUS\$	-0.1
WACC		%	12.0%
TIR		%	12.0%
EVA		%	0.0%

TABLA N° 6.2 FLUJO DE CAJA ECONÓMICO DE UNA UNIDAD DE CICLO COMBINADO

Unidad de Desarrollo - CC - 274 MW

GENERACION	unidad	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	
Ingresos	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	103.7	107.6	109.5	112.0	112.3	115.4	
Inyección Energía	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	87.5	90.8	92.2	94.2	94.1	96.7	
Potencia Firme	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.2	16.8	17.3	17.7	18.2	18.7	
Costos	MMUS\$	18.8	19.3	19.7	20.0	20.4	55.5	57.2	58.5	59.5	60.1	60.7	
Variables													
Combustible - Gas	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.1	26.3	27.2	27.8	28.0	28.1	
No Combustible	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	
Fijos													
Transporte Combustible	MMUS\$	13.7	14.1	14.4	14.7	15.0	15.3	15.6	15.9	16.2	16.5	16.8	
AVNR + CO&M	MMUS\$	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	
Personal y gastos asociados	MMUS\$	2.5	2.6	2.6	2.7	2.8	2.8	2.9	3.0	3.0	3.1	3.2	
Insumos, gastos mantención	MMUS\$	1.3	1.3	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	
Seguros de operacion	MMUS\$	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	0.8	0.8	0.8	0.8	
Impuestos	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
Pago COES, OSINERG	MMUS\$	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	1.9	1.9	2.0	2.0	2.0	
Margen de Generación	MMUS\$	-18.8	-19.3	-19.7	-20.0	-20.4	48.2	50.4	51.0	52.4	52.1	54.7	
Costos de superestructura y otros	MMUS\$	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
G. de Adm. y Ventas	MMUS\$	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	
Evaluación central que entra el 1 de enero de	2018	<=Cambiar	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
EBITDA	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54.6
Depreciacion Tributaria	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3
Utilidad antes de impuesto	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.3
Pérdida acumulada	MMUS\$	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuestos	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.5
Inversiones, Cap. de Trabajo	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.3	92.0	137.1	4.6
Variación Capital Trabajo	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6
Inversiones	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.3	92.0	137.1	0.0
Central	MMUS\$	994	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	43.3	92.0	137.1	0.0
US\$/kW													
Flujo de caja Activo Total	MMUS\$		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-43.3	-92.0	-137.1	35.6

VAN	Jul-08	MMUS\$	-0.1
WACC		%	12.0%
TIR		%	12.0%
EVA		%	0.0%

Para el cálculo de la rentabilidad económica, se realiza un flujo de caja económico con VNA cero y tasa de descuento 12%. El flujo de caja se obtiene de los flujos de utilidades antes de la participación de los trabajadores y del impuesto a la renta (EBITDA), descontando los flujos de: la participación de los trabajadores, en impuesto a la renta, y la inversión.

El EBITDA se obtiene por diferencia de flujos del Margen de Generación y los gastos de administración y ventas.

Finalmente el Margen de Generación es igual a los ingresos por venta de energía a costo marginal y los ingresos por potencia menos los costos fijos y variables de la unidad en evaluación.

6.3 Metodología de Ajuste de Nueva Oferta de Generación para la Unidad de Largo Plazo (último año de evaluación).

Para el último año del horizonte de estudio, la metodología de colocar oferta de generación es variando la potencia de la unidad térmica en evaluación u otra de similar característica de tal manera de obtener una rentabilidad económica para una tasa de descuento definida del 12%. El cálculo de la rentabilidad económica esperada es incrementando o disminuyendo la potencia de la unidad de tal manera que el valor neto presente de una inversión para una tasa de descuento y una serie de pagos futuros (valores negativos) e ingresos (valores positivos) sea igual a cero, es decir el VNA para la tasa de descuento del 12 % sea igual a cero.

6.4 Análisis de Escenarios de Oferta de Generación.

6.4.1 Consideraciones Generales

El sistema eléctrico nacional Peruano actualmente presenta una capacidad de oferta de generación con participación relevante de unidades térmicas e hidráulicas. Por otro lado el tiempo de maduración de una nueva unidad de Ciclo Abierto es de aproximadamente 18 meses, y para una unidad térmica de Ciclo Combinado es de 36 meses aproximadamente. Entonces, si se toma la decisión de colocar nueva unidad de ciclo combinado en enero del 2009 esta unidad ingresará en operación comercial en enero del 2012, y si en julio del año 2010 se colocara una unidad térmica de ciclo abierto De esta manera, la oferta actual y los nuevos proyectos se consideran definidos para nuestro análisis hasta el año

2011, y nuestro análisis de los dos escenarios de plan de obras de ciclos abiertos y de ciclos combinados serán comparables sólo a partir del año 2012 en adelante.

Para el análisis de los escenarios de oferta de generación, se representa el sistema eléctrico peruano en el modelo MHTP idéntico en todo el horizonte de estudio, excepto el plan de obras (escenarios de ciclo abierto o ciclos combinados). Es decir la información como la demanda de energía, información de precios de combustibles, oferta de generación actual y/o proyectos definidos, información hidrológica de las centrales hidráulicas existentes, precio de potencia, margen de reserva del sistema, sistema de transmisión eléctrico, entre los datos principales del MHTP, son idénticos para los dos escenarios en análisis. Esta información se ingresa al modelo MHTP para la simulación.

En la Tabla N° 6.3 se muestra la oferta de generación actual y los proyectos definidos.

TABLA N° 6.3 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS ACTUALES

Centrales Hidroeléctricas	Empresa Eléctrica	Pot. Efectiva MW
CC. HH. Gallito Ciego	CAHUA	38.1
CC. HH. Misapuquio	CAHUA	5.1
CC. HH. Cahua	CAHUA	43.1
CC. HH. Paria	CAHUA	4.5
CC. HH. Chimay	EDEGEL	150.9
CC. HH. Huinco	EDEGEL	247.3
CC. HH. Matucana	EDEGEL	128.6
CC. HH. Callahuanca	EDEGEL	81.4
CC. HH. Moyopampa	EDEGEL	64.7
CC. HH. Huampani	EDEGEL	30.2
CC. HH. Yanango	EDEGEL	42.6
CC. HH. Charcani IV	EGASA	15.3
CC. HH. Charcani V	EGASA	139.9
CC. HH. Charcani VI	EGASA	8.9
CC. HH. Charcani I	EGASA	1.7
CC. HH. Charcani II	EGASA	0.6
CC. HH. Charcani III	EGASA	4.6
CC. HH. Machupicchu	EGEMSA	85.8
CC. HH. Caño del Pato	EGENOR	263.5
CC. HH. Carhuaquero	EGENOR	95.0
Repot.CC. HH. Carhuaquero	EGENOR	9.8
CC. HH. Aricota I	EGESUR	22.5
CC. HH. Aricota II	EGESUR	12.4
CC. HH. MALPASO	ELECTROANDES	48.0
CC. HH. Yaupi	ELECTROANDES	110.2
CC. HH. Pachachaca	ELECTROANDES	9.7
CC. HH. Oroya	ELECTROANDES	9.5
CC. HH. MANTARO	ELECTROPERU	650.5
CC. HH. RESTITU	ELECTROPERU	215.4
CC. HH. Yuncan	ENERSUR	136.8
CC. HH. Huanchor	HUANCHOR	19.6
CC. HH. San Gaban	SANGABAN	113.1

CONTINUACIÓN: CENTRALES TÉRMICAS ACTUALES

Unidades Termicas con combustible Diesel, residual, carbon y GN	Empresa	Potencia	Cespecifico	CVNC
		MW	TON/MWh	US\$/MWh
Turbo Gas de Trujillo	EGENOR	21.3	0.360	2.70
Turbo Gas de Chimbote sin TG2	EGENOR	42.7	0.342	2.70
Turbo Gas de Piura con R6	EGENOR	21.0	0.322	11.58
Grupos Diesel de Piura	EGENOR	22.2	0.229	7.39
Grupos Diesel de Chiclayo	EGENOR	24.1	0.247	7.04
Grupos Diesel de Sullana	EGENOR	10.3	0.248	7.30
Grupos Diesel de Paita	EGENOR	8.8	0.245	7.54
Turbo Vapor de Shougesa	SHOUGESA	64.5	0.309	2.00
G. Diesel Shougesa	SHOUGESA	1.2	0.209	7.11
G. Diesel Tumbes Nueva 1	ELECTROPERU	9.1	0.195	11.38
G. Diesel Tumbes Nueva 2	ELECTROPERU	9.0	0.208	11.26
G. Diesel Pucallpa Wartsila	ELECTROPERU	25.0	0.198	5.80
Dolorespata GD N° 1 al N° 7	EGEMSA	11.8	0.250	4.80
Taparachi GD N° 1 al N° 4	SANGABAN	4.5	0.236	14.18
Bellavista GD N° 1 al N° 2	SANGABAN	3.3	0.248	11.92
Chilina TV N° 2	EGASA	6.2	0.398	4.53
Chilina TV N° 3	EGASA	9.9	0.435	4.22
Chilina Ciclo Combinado	EGASA	16.7	0.278	3.58
Chilina GD N° 1 y N° 2	EGASA	10.4	0.212	6.75
Calana GD	EGESUR	25.5	0.217	10.58
Mollendo I GD	EGASA	32.0	0.207	13.83
Mollendo II TG	EGASA	73.2	0.264	2.56
Ilo 1 TV N° 2	ENERSUR	23.2	3.896	3.18
Ilo 1 TV N° 3	ENERSUR	71.7	0.241	1.96
Ilo 1 TV N° 4	ENERSUR	55.3	0.297	1.93
Ilo 1 GD N° 1	ENERSUR	3.2	0.222	11.98
Ilo 1 TG N° 1	ENERSUR	34.6	0.282	8.00
Ilo 1 TG N° 2	ENERSUR	34.9	0.264	6.09
Turbo Gas Diesel Malacas 3	EEPSA	14.7	0.363	4.00
Ilo 2 TV Carbón N° 1	ENERSUR	141.8	0.349	0.90
TG. Santa Rosa UTI-5 - GN	EDEGEL	52.0	13.364	7.07
TG. Santa Rosa UTI-6 - GN	EDEGEL	52.0	13.363	7.07
TG. Santa Rosa WTG (con inyección de agua)	EDEGEL	123.3	11.374	4.10
CC TG3 Ventanilla	EDEGEL	228.0	6.977	3.94
Fuego adi. CC TG3 Ventanilla	EDEGEL	12.0	7.529	3.94
CC TG3 Ventanilla	EDEGEL	228.0	6.977	3.94
Fuego adi. CC TG4 Ventanilla	EDEGEL	12.0	7.529	3.94
TG. Malacas 1 con GN	EEPSA	15.0	16.106	4.00
TG Malacas 2 con GN	EEPSA	15.0	15.667	4.00
TG. Malacas 4 (sin inyec. de agua)	EEPSA	88.7	12.109	3.13
Inyecc. Agua TG. Malacas 4	EEPSA	11.9	12.405	21.60
TG1. Aguaytía	TERMOSELVA	87.0	11.462	3.03
TG2. Aguaytía	TERMOSELVA	85.9	10.853	3.03
C.T. Chilca 1 - TG1 GN	ENERSUR	174.0	10.433	3.00
C.T. Chilca 1 - TG2 GN	ENERSUR	174.0	10.433	3.00
C.T. Kallpa - TG1 GN	GLOBELEQ	170.0	10.785	4.00

CONTINUACIÓN: PROYECTOS DE GENERACIÓN DEFINIDOS

Proyectos de Unidades Definidas	Ubicación	Pot. (MW)	Fecha de Ingreso
CA TG1 Sudamericana	Lima	32.0	Dic-08
CA TG2 Sudamericana	Lima	32.0	Ene-09
Conversión a GN de la CT Calana	Sur de Lima	25.5	Jun-09
CA TG2 Kallpa GLOBELEQ	Sur de Lima	186.5	Jun-09
Conversión a GN de la CT Mollendo	Sur de Lima	73.0	Jul-09
CA TG3 Chilca de ENERSUR	Sur de Lima	186.5	Oct-09
CA Nuevo Santa Rosa	Lima	186.5	Ene-10
CH El Platanal Celepsa	Sur de Lima	220.0	Feb-10
CA TG1 Las Flores EGENOR	Sur de Lima	186.5	Mar-10
CA TG3 Kallpa GLOBELEQ	Sur de Lima	186.5	Jul-10
CH Machupichu Egemsa (Repot.)	Cuzco	64.0	Ene-11

CC: Ciclo Combinado, CA Ciclo Abierto, TG: Turbo Gas, TV: turbina a Vapor.

6.4.2 Escenario con Nueva Oferta Térmica de Ciclo Abierto

En la Tabla N° 6.4 y la Tabla N° 6.5 se muestra las características técnicas de las unidades de ciclos abiertos para la situación de análisis y comparación; Así como los costos involucrados en la inversión para una nueva Unidad de generación térmica de ciclo abierto:

TABLA N° 6.4 CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE POTENCIA

Unidad de Desarrollo - CA - 198 MW		
Datos		
Potencia	186.5	MW
Eficiencia	37.3%	%
Precio Transporte	0.8219	US\$ / MMBTU pcs
Cálculo de Costo Anual		
Consumo Especifico	10.121	MMBTU/MWh pcs
Generación Anual	1,634	GWh
Costo Anual Transporte	13.59	MMUS\$

TABLA N° 6.5: COSTOS INVOLUCRADOS EN LA INVERSIÓN

INVERSIÓN		Unidad
Costo Directo de la Central (kUS\$)		79,655
Contrato Abierto CIF		58,556
Derechos de internación	6.0%	3,513
Gastos puertos y bancos	1.6%	932
Transporte local (Perú)	1.0%	587
Sitio	4.1%	2,418
Obras civiles	7.7%	4,480
Montaje y puesta en servicio	6.0%	3,518
Otros contratos	3.3%	1,915
Administración del propietario	1.0%	576
Ingeniería e inspección	2.5%	1,458
Imprevistos	2.9%	1,702
Costo Directo Línea (kUS\$)		25,300
Total antes de IDC (kUS\$)		104,955
Intereses durante la construcción		
Central	5%	4,358
Línea	4%	951
Total (kUS\$)		110,264

El plan de obras colocadas en el MHTP es optimizado de acuerdo la metodología descrita en el numeral 6.2 y 6.3 y, realizado la optimización se muestra el plan de obras óptimo para el escenario de ciclos abiertos.

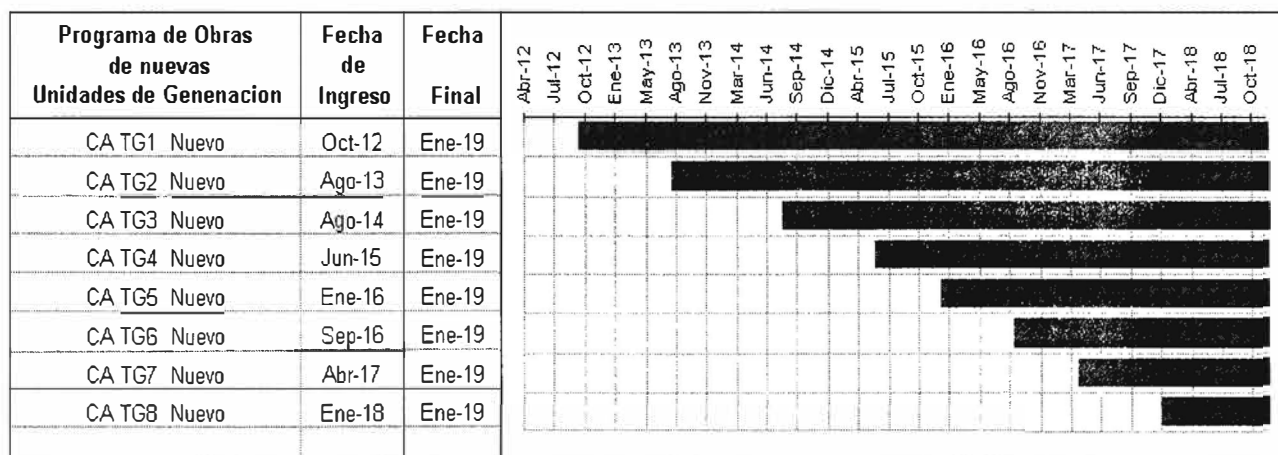
En la tabla N° 6.6 muestra una lista con la nueva oferta de generación de ciclos abiertos señalados.

TABLA N° 6.6 NUEVA OFERTA DE GENERACIÓN DE CICLO ABIERTO

Unidades	Ubicación	Pot. (MW)	Fecha de Ingreso
CA TG1 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Oct-12
CA TG2 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Ago-13
CA TG3 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Ago-14
CA TG4 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Jun-15
CA TG5 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Ene-16
CA TG6 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Sep-16
CA TG7 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Abr-17
CA TG8 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Ene-18

CA: Ciclo Abierto

A continuación en la figura N° 6.2 se muestra un esquema de fecha de ingreso de las unidades de ciclo abierto.



CA; Ciclo Abierto

Figura N° 6.2 Ingreso de plan de obras de unidades de ciclo abierto.

Finalmente se muestra en la figura N° 6.3 los costos marginales esperados anuales para el escenario realizado.

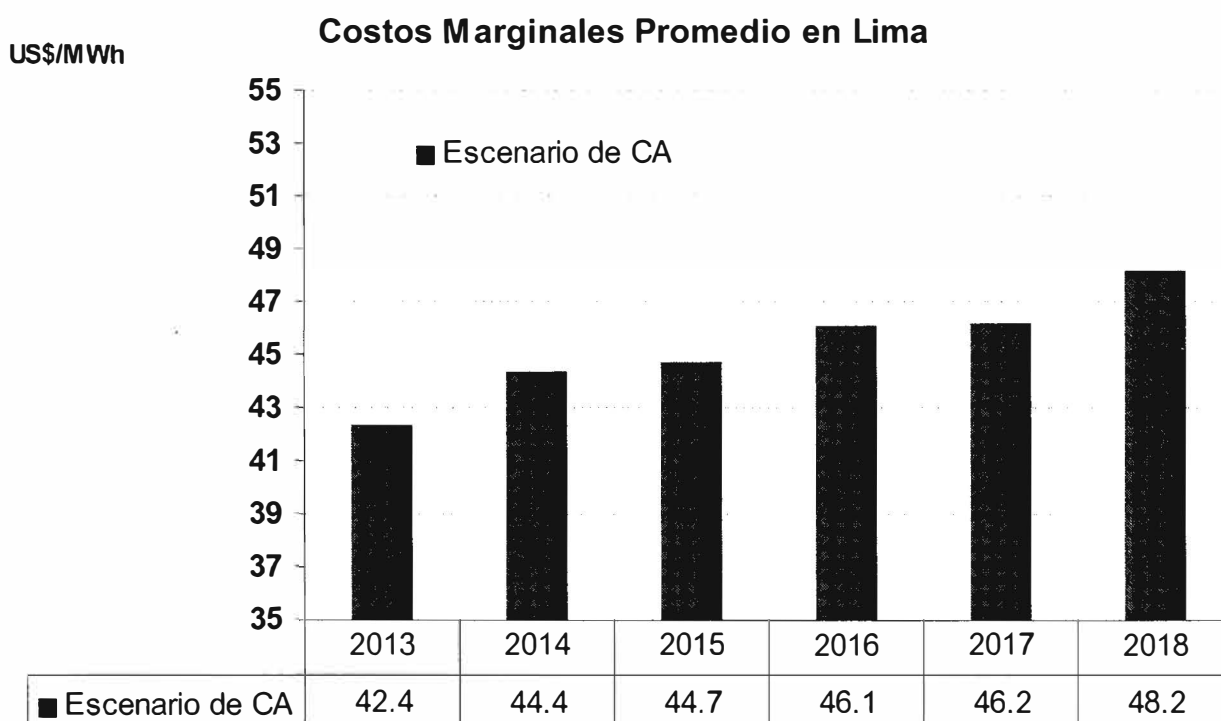


Figura N° 6.3 Costos marginales promedio el Lima para escenario de ciclos abiertos

6.4.3 Escenario con Nueva Oferta Térmica de Ciclo Combinado

En la Tabla N° 6.7 se muestra las características técnicas de las unidades de ciclos combinados para la situación de análisis y comparación. Asimismo los

costos involucrados en la inversión para una nueva unidad de generación térmica de ciclo combinado se muestran en la tabla N° 6.8.

TABLA N° 6.7 CARACTERÍSTICAS DE LA UNIDAD DE POTENCIA

Unidad de Desarrollo - CC - 293 MW		
Configuración CC 1x1x1 (TG 198 MW, CC 274 MW)		
Datos		
Potencia	274.0	MW
Eficiencia	54.4%	%
Precio Transporte	0.8219	US\$ / MMBTU pcs
Cálculo de Costo Anual		
Consumo Específico	6.945	MMBTU/MWh pcs
Generación Anual	2,400	GWh
Costo Anual Transporte	13.70	MMUS\$

TABLA N° 6.8 COSTOS INVOLUCRADOS EN LA INVERSIÓN

INVERSIÓN	Unidad
Costo Directo de la Central (kUS\$)	233,416
Contrato Ciclo Combinado CIF	171,589
Derechos de internación	6.0% 10,295
Gastos puertos y bancos	1.6% 2,731
Transporte local (Perú)	1.0% 1,721
Sitio	4.1% 7,085
Obras civiles	7.7% 13,127
Montaje y puesta en servicio	6.0% 10,309
Otros contratos	3.3% 5,612
Administración del propietario	1.0% 1,687
Ingeniería e inspección	2.5% 4,274
Imprevistos	2.9% 4,986
Costo Directo Línea (kUS\$)	25,300
Total antes de IDC (kUS\$)	258,716
Intereses durante la construcción	
Central	5% 12,771
Línea	4% 951
Total (kUS\$)	272,437

El plan de obras colocadas en el MHTP es optimizado de acuerdo a la metodología descrita en el numeral 6.2 y 6.3, y realizado la optimización, se muestra el plan de obras óptimo para el escenario de ciclos combinados.

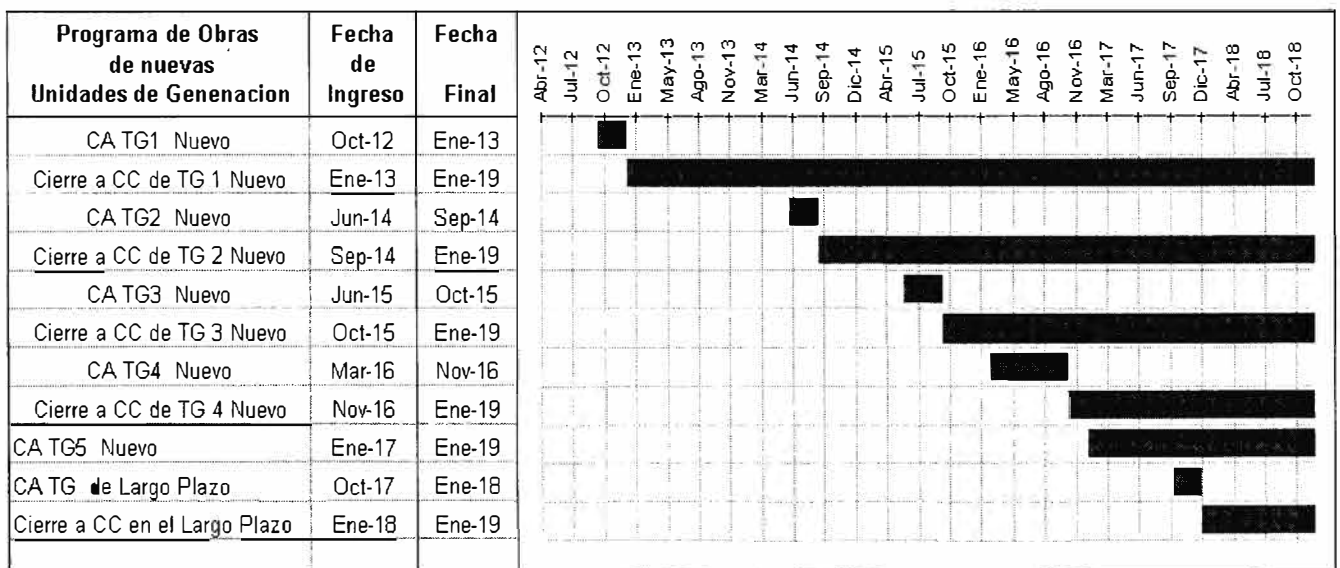
En la tabla N° 6.9 muestra una lista con la nueva oferta de generación de ciclos combinados señalados.

TABLA N° 6.9 NUEVA OFERTA DE GENERACIÓN DE CICLOS COMBINADOS

Unidades	Ubicación	Pot. (MW)	Fecha de Ingreso
CA TG1 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Oct-12
Cierre a CC de TG 1 Nuevo	Sur de Lima	87.5	Ene-13
CA TG2 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Jun-14
Cierre a CC de TG 2 Nuevo	Sur de Lima	87.5	Sep-14
CA TG3 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Jun-15
Cierre a CC de TG 3 Nuevo	Sur de Lima	87.5	Oct-15
CA TG4 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Mar-16
Cierre a CC de TG 4 Nuevo	Sur de Lima	87.5	Nov-16
CA TG5 Nuevo	Sur de Lima	186.5	Ene-17
CA TG de Largo Plazo	Sur de Lima	186.5	Oct-17
Cierre de CC de Largo Plazo	Sur de Lima	87.5	Ene-18

CC: Ciclo Combinado, CA Ciclo Abierto

A continuación en la figura N° 6.4 se muestra un esquema de las fechas de ingreso de las nuevas unidades de ciclo combinado.



CC: Ciclo Combinado, CA Ciclo Abierto

Figura N° 6.4 Ingreso de plan de obras de unidades de ciclo combinado.

Finalmente se muestra en la figura N° 6.5 los costos marginales esperados anuales para el escenario de ofertas de ciclo combinado.

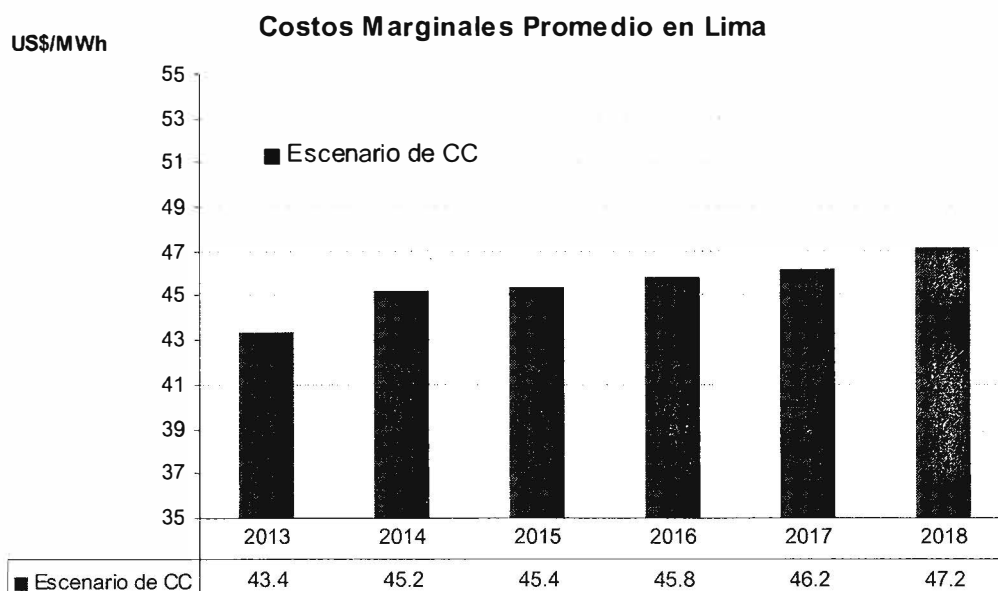


Figura N° 6.5 Costos marginales promedio en Lima para el escenario de ciclo combinado

6.5 Resultados de Comparación de Escenarios de Oferta de Generación

Luego de haber efectuado los cálculos en el modelo MHTP y evaluaciones del VNA de los dos escenarios de plan de obras (escenarios de unidades térmicas de ciclo abierto y de ciclo combinado), en esta parte resumiremos los resultados del costo marginal del sistema, en la figura N° 6.6 se muestra la comparación de los costos marginales para los dos escenarios de evaluación realizados. De la misma manera se muestra en la figura N° 6.7 el precio de combustible relevante (precio del gas natural de Camisea en el punto de venta del productor Pluspetrol).

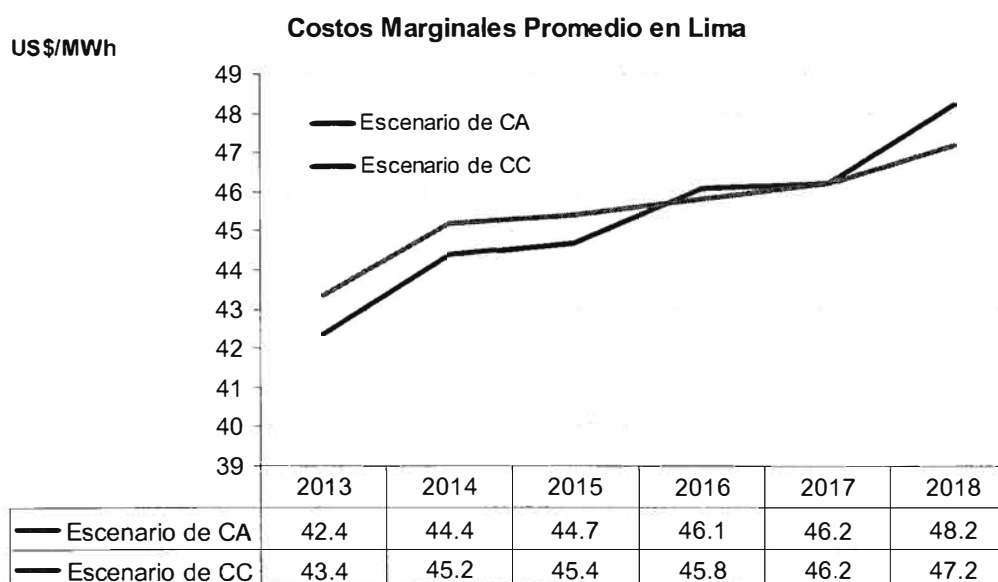


Figura N° 6.6 Comparación de costos marginales para los escenarios de ciclo abierto y de ciclo combinado

Estimación de precios de suministro de gas natural de Camisea

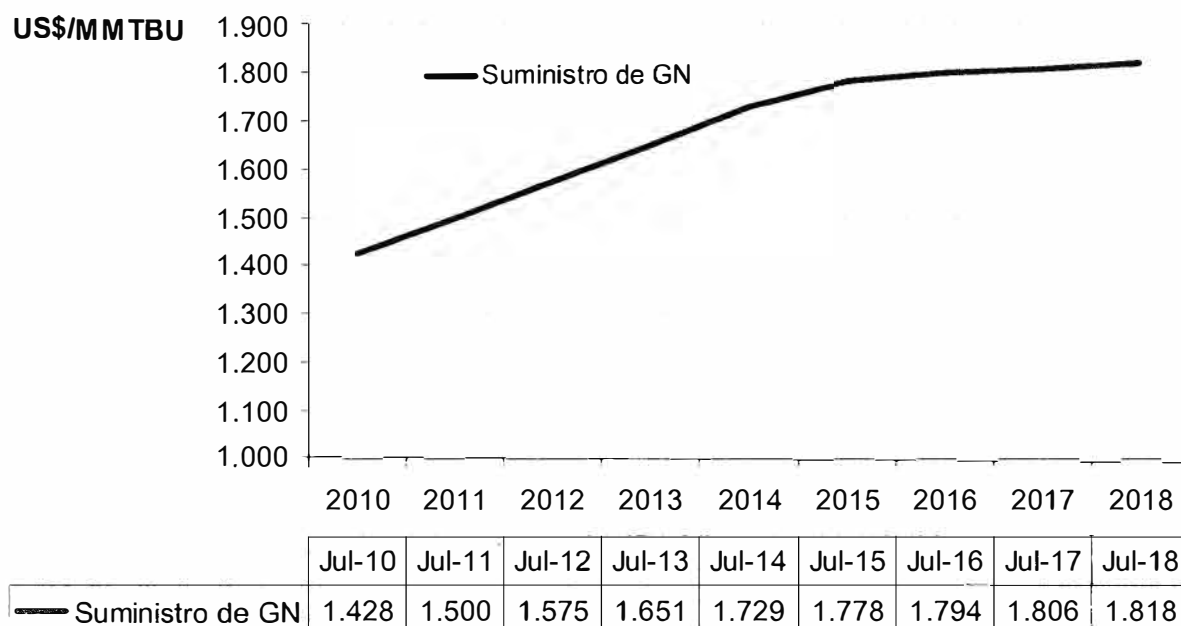


Figura N° 6.7 Estimación del precio del gas natural de Camisea

CAPÍTULO VII

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y CONCLUSIONES

7.1 Análisis de Resultados.

✓ **Plan de Obras de Unidades de Ciclo Abierto.-** Para el escenario con plan de obras de ciclos abiertos con los supuestos indicados en el capítulo IV, se muestran resultados realizados en el numeral 6.4.2, donde se observa que en el periodo de del año 2012 al 2018 ingresan aproximadamente ocho unidades térmicas TG de 190MW de capacidad.

✓ **Plan de Obras de Unidades de Ciclo Combinado.-** En el capítulo VI se muestran resultados realizados en el numeral 6.4.2, donde se observa que en el periodo del año 2012 al 2018 ingresan aproximadamente cinco unidades térmicas de ciclo combinado de 275MW de capacidad y un ciclo abierto de 190MW de capacidad que no se ciclo combina en el periodo de evaluación por falta de demanda de energía.

✓ **Costos Marginales.-** En el capítulo VI, en la figura N° 6.6 se observa una comparación de costos marginales del sistema, se observa que para el escenario de plan de obras de ciclo abierto, los costos marginales tienen una pendiente de crecimiento mayor al escenario de ciclo combinado. Asimismo se observa que los costos marginales tanto como los precios de suministro de gas tienen crecimientos sostenidos.

✓ De acuerdo a las hipótesis planteadas para los dos escenarios, se observa en la figura N° 6.6 en el periodo 2012-2016 los costos marginales del sistema del escenario de ciclo abierto son menores que los costos marginales del escenario de ciclo combinado.

✓ **Consumo de combustibles de gas de Camisea.-** Con respecto a los consumos de combustible para los dos escenarios realizados se determina: en la situación de plan de obras de ciclo abierto para el año 2018 se considera necesario el ingreso de ocho unidades TG, mientras que para el escenario de

ciclo combinado se necesita cinco unidades en ciclo combinado y una unidad en ciclo abierto, como cada unidad de ciclo combinado necesita para su funcionamiento un ciclo abierto, para este escenario sólo es necesario seis unidades de ciclo abierto. En la tabla N° 7.1 y tabla N° 7.2 se muestran el volumen que se consume en un día para las situaciones de oferta de generación de ciclos abiertos y ciclos combinados respectivamente.

TABLA N° 7.1 CONSUMO DE GAS PARA EL ESCENARIO DE CICLOS ABIERTOS

UNIDADES	Potencia (MW)	Consumo Específico (MMBTU/MWh)	Consumo día (m3-día)	Millones de pies cubicos día (MPCD)
TG nuevo 1	186.50	10.121	1,180,141	41.7
TG nuevo 2	186.50	10.120	1,180,025	41.7
TG nuevo 3	186.50	10.120	1,179,966	41.7
TG nuevo 4	186.50	10.120	1,179,966	41.7
TG nuevo 5	186.50	10.119	1,179,908	41.7
TG nuevo 6	186.50	10.119	1,179,908	41.7
TG nuevo 7	186.50	10.119	1,179,850	41.7
TG nuevo 8	186.50	10.119	1,179,850	41.7
Total	1,492.00		9,439,614	333.4

TG: Turbinas a Gas

TABLA N° 7.2 CONSUMO DE GAS PARA EL ESCENARIO DE CICLOS COMBINADOS

UNIDADES	Potencia (MW)	Consumo Específico (MMBTU/MWh)	Consumo día (m3-día)	Millones de pies cubicos día (MPCD)
TG nuevo 1	186.50	10.121	1,180,141	41.7
Cierre a CC de	88.00			
TG nuevo 2	186.50	10.120	1,180,025	41.7
Cierre a CC de	88.00			
TG nuevo 3	186.50	10.120	1,179,966	41.7
Cierre a CC de	88.00			
TG nuevo 4	186.50	10.120	1,179,966	41.7
Cierre a CC de	88.00			
TG nuevo 5	186.50	10.119	1,179,908	41.7
TG nuevo 6	186.50	10.119	1,179,908	41.7
Cierre a CC de	88.00			
Total	1,559.00		7,079,915	250.0

TG: Turbinas a Gas. CC: Ciclo Combinado.

De las dos tablas anteriores se observa que en el escenario de ciclo abierto hay un consumo de aproximadamente 33% más de consumo de combustible gas natural de Camisea respecto al escenario con ofertas de ciclo combinado.

7.2 Conclusiones

✓ **Plan óptimo de oferta de generación térmica.-** Tomando como referencia los resultados de los costos marginales representativos del sistema, mostrados en la figura N° 6.4.4.1, se observa que hasta el año 2016 resulta beneficioso generar energía eléctrica en base a ciclos abiertos, mientras que después del año 2016 resulta más competitivo las unidades de ciclo combinado. Estos resultados tienen como premisa principal la variación del costo de combustible en el que se incurre para la generación; es decir, cuanto mayor es el costo del combustible será más económica la generación con ciclos combinados y esto se da a partir del año 2017 en adelante. Sin embargo se debe considerar que, cuando se genera electricidad con ciclos abiertos es mayor el consumo de gas (es decir gas consumido o también gas quemado y por ende gases liberados o calor liberado), el cual representa un costo económico que se deberá evaluar y que el alcance del presente informe escapa de este cálculo.

✓ **Oferta de generación diversos.-** Teniendo en consideración los últimos cambios climáticos que estamos atravesando, en la cual están involucrados por un lado las unidades térmicas con la liberación de gases calientes y por otro lado la escasa fuente de recursos energéticos para la generación térmica; se hace necesario realizar estudios para otras fuentes de energía para el uso en la generación eléctrica, principalmente energía renovable. De esta manera, sería importante en el largo plazo realizar estudios en el potencial hidroeléctrico que nos brinda nuestra geografía debido a la importante capacidad desarrollable que existe en el país.

BIBLIOGRAFIA

1. Rolando Salvatierra Combina, "La Evolución Jurídica del Sector Eléctrico Peruano". Profesor de Derecho Administrativo de la Pontificia Universidad Católica del Perú.
2. Raúl García Carpio y Arturo Vásquez Cordano, "La Industria del Gas Natural en el Perú". Documento de Trabajo N° 1. Oficina de estudios económicos OSINERGMIN. Agosto del 2004.
3. Meherwan P. Boyce, "Gas Turbine Engineering Handbook", Second Edition.
4. Santiago Sabugal García y Florentino Gómez Muñoz, "Centrales Térmicas de Ciclo Combinado". Teoría y Proyecto. 2006. Ediciones Díaz de Santos.
5. Alfredo Dammert Lira y Fiorella Molinelli Aristondo, "¿Qué Significa el Proyecto de Camisea?" Documento de Trabajo N° 23. Oficina de Estudios Económicos. OSINERGMIN. Setiembre del 2006.
6. Informe de los Casos Bases de la Empresa Edegel S.A.A.
7. Pagina web de Camisea. De Consorcio Camisea.
8. Plan Referencial de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas 2005-2015.
9. Estadística de Operaciones del COES.
10. Manual del Modelo Hidro-Térmico Peruano de la Empresa Endesa Chile.
11. Informe de Situación de las Tarifas Eléctricas 1993-2008. de la Comisión de Tarifas Eléctricas del OSINERGMIN.
12. Página de Petroperu www.petroperu.com.pe