

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



ANÁLISIS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA CONVERSION DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA DE CICLO SIMPLE A CICLO COMBINADO

INFORME DE SUFICIENCIA

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

DAVID ALEJANDRO DAVILA SOBRINO

PROMOCIÓN

2008-I

LIMA – PERU

2012

**ANÁLISIS Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA
CONVERSIÓN DE UNA CENTRAL TERMOELÉCTRICA DE
CICLO SIMPLE A CICLO COMBINADO**

**Dedico este trabajo a todos
los que lo hicieron
posible.**

SUMARIO

El presente trabajo se realiza en el contexto de un importante crecimiento de la inversión en el sector energía, particularmente en proyectos de centrales termoeléctricas a raíz de la disponibilidad del gas natural de Camisea.

Este informe contiene un análisis de las tecnologías utilizadas en este tipo de centrales, enfatizando en dos opciones: centrales de ciclo simple y de ciclo combinado, y a la vez evalúa los elementos necesarios para realizar la conversión de la primera a la segunda.

En la segunda parte se analiza la operación económica de ambos tipos de central y las condiciones operativas y comerciales bajo las cuales ingresa al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. También se evalúa las ventajas económicas que se obtienen de la operación de una central de ciclo combinado.

En la última parte del cuerpo de este trabajo se realiza una evaluación económica para un proyecto de central termoeléctrica a gas natural, se analizan dos opciones: Construir una central de ciclo simple y una de ciclo combinado. Se evalúan los parámetros técnicos y económicos que involucran estos dos proyectos y se realizan corridas de flujo de caja para varios casos teniendo como variante principal el tamaño de la central a construir, de esta manera se da una visión de la conveniencia de invertir en una central o en otra. Por último se muestran las conclusiones y recomendaciones del trabajo realizado así como el material de referencia utilizado.

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| INTRODUCCION..... | 1 |
| CAPITULO I | |
| MARCO DE REFERENCIA..... | 2 |
| 1.1 Antecedentes | 2 |
| 1.2 Situación problemática..... | 3 |
| 1.3 Objetivos | 4 |
| 1.4 Alcances | 4 |
| CAPITULO II | |
| BASES TEORICAS..... | 5 |
| 2.1 El gas natural | 5 |
| 2.1.1 Generalidades | 5 |
| 2.1.2 Especificaciones técnicas | 6 |
| 2.1.3 El gas natural en el Perú | 8 |
| 2.2 Centrales de ciclo simple..... | 14 |
| 2.2.1 Ciclo termodinámico: Ciclo Brayton..... | 14 |
| 2.2.2 Turbina a Gas | 15 |
| 2.2.3 Pruebas de Potencia Efectiva y Eficiencia..... | 19 |
| 2.3 Centrales de ciclo combinado..... | 21 |
| 2.3.1 Introducción..... | 21 |
| 2.3.2 Ciclo Termodinámico: Ciclo Rankine..... | 21 |
| 2.3.3 Turbina a Vapor..... | 22 |
| 2.3.4 Sistemas Principales de la Turbina a Vapor..... | 24 |
| 2.3.5 Consumo de Agua en el Ciclo Combinado..... | 24 |
| 2.3.6 Pruebas de Potencia Efectiva y Eficiencia del Ciclo Combinado | 29 |
| 2.4 Conversión de Ciclo Simple a Ciclo Combinado..... | 31 |
| 2.4.1 Descripción del Proyecto..... | 31 |
| 2.4.2 Equipamiento | 32 |
| 2.4.3 Programación del Proyecto..... | 33 |
| 2.4.4 Operación Comercial | 33 |

CAPITULO III

ANALISIS OPERATIVO DE UNA CENTRAL TERMOELECTRICA EN CICLO

| | |
|--|----|
| SIMPLE Y CICLO COMBINADO..... | 35 |
| 3.1 Operación y Costos con Generación en Ciclo Simple | 35 |
| 3.1.1 Despacho Económico | 35 |
| 3.1.2 Costos de Operación del Sistema..... | 37 |
| 3.1.3 Declaración de Costos Variables | 37 |
| 3.2 Operación y Costos con generación a Ciclo Combinado..... | 39 |
| 3.2.1 Despacho Económico | 40 |
| 3.2.2 Proyección de la Oferta y Demanda | 40 |
| 3.2.3 Costos de Operación del Sistema | 43 |

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA DE LA CONVERSIÓN DE CICLO SIMPLE A CICLO

| | |
|--|----|
| COMBINADO | 46 |
| 4.1 Inversiones | 46 |
| 4.1.1 Ingeniería y Construcción..... | 46 |
| 4.2 Ingresos o beneficios | 46 |
| 4.2.1 Venta de Energía..... | 46 |
| 4.2.2 Venta de Potencia | 47 |
| 4.2.3 Otros..... | 47 |
| 4.3 Egresos o Costos principales..... | 47 |
| 4.3.1 Gas Natural | 48 |
| 4.3.2 Operación y mantenimiento | 48 |
| 4.3.3 Otros | 49 |
| 4.4 Caso Práctico..... | 49 |
| 4.5 Resultados..... | 49 |
| CONCLUSIONES..... | 54 |
| ANEXO A | |
| CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO | 55 |
| ANEXO B | |
| PLANO DE PLANTA CICLO COMBINADO KALLPA..... | 57 |
| ANEXO C | |
| FLUJOS DE CAJA CASO 1 | 59 |
| ANEXO D | |
| FLUJOS DE CAJA CASO 2..... | 61 |

ANEXO E

FLUJOS DE CAJA CASO 3.....63

BIBLIOGRAFIA.....65

INTRODUCCION

Actualmente en el Perú la generación de energía se divide en dos grandes tipos, la primera es la hidráulica que oscila entre el 52% y el 64% de la producción total dependiendo del periodo estacional y la generación térmica a gas natural que varía entre el 30% y el 45% de la producción total de energía eléctrica que consume el Sistema Interconectado Nacional.

Es sobre este último tipo de energía que se ocupa el presente trabajo, debido a que del total de producción de energía térmica solo el 8% proviene de la recuperación de energía calorífica del gas por medio de un ciclo combinado, este se realiza en la central termoeléctrica de ventanilla.

Los ciclos combinados son sistemas energéticos que elevan la eficiencia del gas natural aprovechando una parte de la energía que se libera de la combustión para generar energía eléctrica adicional.

Se sabe en principio que será beneficioso generar más energía consumiendo la misma cantidad de combustible, pero lo que se necesita para ello, que tecnologías se utilizan en estas centrales y cuáles son los elementos para convertir una central de ciclo simple a ciclo combinado, esto se explica en el Capítulo II.

Los Ciclos Combinados generan a la vez ventajas operativas que se analizan en el Capítulo III.

Pero la pregunta de fondo es que tan rentable es invertir en un central de ciclo combinado en lugar de una de ciclo simple, para responder esta pregunta en el Capítulo IV se analizan las opciones por separado, utilizando los parámetros técnicos y económicos propios de estas inversiones y de las centrales en operación se realiza una evaluación económica por medio de flujos de caja, con lo cual demostraremos cual de las dos opciones es la más rentable para invertir.

Las limitaciones propias de esta evaluación parten del hecho que son básicos los conceptos utilizados como los indicadores de inversión como la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN).

Al mismo tiempo se agradece la colaboración de la compañía Kallpa Generación, de donde se ha obtenido valiosa información que ha sido utilizada en el presente trabajo.

CAPITULO I

MARCO DE REFERENCIA

1.1 Antecedentes

En los últimos años, luego de los compromisos asumidos por el estado peruano con la empresa privada para explotar las reservas de gas natural en Camisea y con la opción latente de cambiar la matriz energética del País hacia este combustible, hemos experimentado un incremento importante en las inversiones en el mercado de generación eléctrica.

Hasta el 2002 el gas peruano de Camisea era el de menor costo a nivel mundial (al no trasladarse al costo final lo invertido por el consorcio Shell-Movil). Al mismo tiempo el Estado, por intermedio del Ministerio de Energía y Minas y OSINERGMIN garantiza, por medio de la normatividad vigente, la calidad del servicio que recibe el usuario a un bajo costo.

Estas condiciones traen consigo oportunidades de inversión privada en diferentes campos de la industria, para nuestro estudio abordamos fundamentalmente las inversiones en el Subsector Eléctrico. Estas inversiones están orientadas principalmente en la construcción de centrales de generación termoeléctrica que operan con gas natural como energía primaria, debido a su bajo costo de instalación por MW producido y a una mayor eficiencia en la generación de electricidad.

El desarrollo de tecnologías en turbinas a gas de última generación de compañías como ABB, SIEMENS y General Electric, entre otras, facilita la elaboración y ejecución de los proyectos llave en mano de generación eléctrica. Estas centrales operan inicialmente en ciclo simple o abierto y con la opción de mejorar su rendimiento convirtiéndolas a ciclo combinado.

El Ciclo Combinado es un sistema energético altamente eficiente, de bajos costos de inversión en comparación con otros sistemas de generación de electricidad como centrales a carbón o nucleares, de un corto plazo de ejecución, con una gran flexibilidad de operación y con un bajo impacto ambiental, que puede instalarse próximo a los centros de consumo, con el consiguiente ahorro en pérdidas por transporte. Actualmente está en operación en el Sistema Eléctrico Nacional una sola planta de generación de ciclo

combinado, la Central de Ventanilla con una potencia instalada de 492.7MW ubicada en el distrito del mismo nombre, originalmente con turbinas a diesel y convertidas a gas natural.

1.2 Situación problemática

En los últimos años el mercado energético en el País viene experimentando un crecimiento de la demanda de energía en un promedio del 7%, esto es un indicador importante del crecimiento de las actividades económicas en el País. No así el crecimiento de la oferta de generación, si bien es cierto se están incrementando las inversiones en el sector de centrales termoeléctricas cercanas a los puntos de consumo y con una amplia flexibilidad para su operación, se tiene las limitaciones a corto plazo de la capacidad de transporte de gas natural. Esto se debe a la demora en las obras para ampliar la capacidad del transporte del gasoducto de Camisea, necesario para alimentar a las plantas termoeléctricas. Si bien su capacidad es de 530 millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD), se requieren un 920 (MMPCD).

Este retraso en la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto de Camisea originaría que en el 2013 la generación térmica operaría en promedio al 60%, recién en el 2014 se ejecutaría dicha ampliación completa.

Ante esa menor oferta de generación, de ocurrir la falla simultánea de centrales con potencia combinada mayor a 350 MW (por ejemplo, dos turbinas de Kallpa o Edegel), el sistema interconectado nacional suministraría energía con cortes no programados transitorios y parciales durante el segundo trimestre del año 2012.

Pero, si se considerara además un escenario en el que el crecimiento de la demanda fuera de 9% anual y se produjera un estiaje severo (reducción de la oferta hidroeléctrica de 20%), la probabilidad de restricción del suministro eléctrico aumentaría significativamente durante las temporadas de estiaje en ese periodo.

En este escenario de alto crecimiento de demanda y estiaje severo, la máxima demanda podría exceder a la oferta disponible hasta en 250 MW, lo que podría implicar situaciones de racionamiento transitorio y parcial.

En este contexto recientemente el Ministerio de Energía y Minas (MEM) autorizó al Comité de Operación Económica del Sistema (COES) a efectuar la redistribución de gas natural hasta el 31 de marzo, aplicando los criterios dispuestos en el artículo 4° del Decreto Legislativo N° 1041, para reducir los riesgos de racionamiento de electricidad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Dicho artículo señala que en periodos de congestión en el suministro de gas natural, declarados por el MEM, los generadores podrán redistribuir entre ellos de manera eficiente el gas y/o la capacidad de transporte disponible contratada.

Entonces se observa claramente la importancia que tiene actualmente el uso eficiente del gas natural para la generación eléctrica en nuestro país, además que la producción de energía por este recurso varía entre 35% y 42%.

1.3 Objetivos

Analizar y evaluar las implicancias operativas y económicas de la conversión de una central de ciclo simple a ciclo combinado.

1.4 Alcances

El presente trabajo analiza las condiciones técnicas bajo las cuales se decide invertir en la conversión de una central de ciclo simple a una de ciclo combinado.

En primer lugar se presenta un marco teórico de los procesos que intervienen en la operación de centrales termoeléctricas.

Luego evaluar los costos operativos de la producción de electricidad en ambos tipos de operación.

Por último se muestra las expectativas económicas que se generan a raíz de las inversiones de este tipo.

CAPITULO II

BASES TEORICAS

2.1 El gas natural

2.1.1 Generalidades

El gas natural se ha convertido en los últimos años en una importante fuente de energía para la economía mundial debido a su competitividad frente a otros combustibles; ya que es menos contaminante y tiene un precio de mercado menor al de cualquier otro combustible fósil.

Como el gas natural llega por tubería, se dispone en forma continua las 24 horas y los 365 días del año. De esta forma se evita tener que almacenarlo en tanques o cilindros, garantizando un suministro continuo y confiable. No requiere mayor tratamiento previo a su utilización, como por ejemplo pulverizarlo o bombearlo como ocurre con el carbón o el petróleo.

Los equipos y quemadores de gas natural son fáciles de limpiar y conservar. La combustión del gas natural puede finalizar instantáneamente tan pronto como cese la demanda de calor de los aparatos que lo utilizan, lo cual es muy adecuado para cargas variables e intermitentes.

La regulación automática es sencilla y de gran precisión, manteniendo constante la temperatura o la presión al variar la carga, así mismo el rendimiento del gas natural en la combustión es superior al de otros combustibles, superando los 105kWh/MPCs y obteniendo valores de eficiencia térmica - LHV en el orden de 37%.

El gas natural se ha constituido en el combustible más económico para la generación de electricidad, ofrece las mejores oportunidades en términos de economía, aumento de rendimiento y reducción del impacto ambiental. Estas ventajas pueden conseguirse tanto en las grandes centrales termoeléctricas así como en las pequeñas.

2.1.2 Especificaciones técnicas

La composición química del Gas Natural oscila en un porcentaje que va entre el 70% y el 90% de metano y suele complementarse con cantidades menores de etano, butano y propano.

El Gas Natural de Camisea es considerado como un gas de poder calorífico elevado debido a su casi 90% de Metano y a su alto contenido de Etano, el cual puede ser

aprovechado por la industria petroquímica. En la tabla N° 2.1 se muestra la composición del gas en porcentajes.

TABLA N° 2. 1 Especificaciones del Gas Natural

| Composición química del gas - tubería de Camisea (%vol.) | |
|---|--------|
| Metano (CH ₄) | 88.404 |
| Etano | 10.433 |
| Propano | 0.127 |
| Iso-butano | 0.003 |
| N-butano | 0.003 |
| Nitrógeno | 0.785 |
| Dióxido Carbono | 0.243 |
| Gravedad específica | 0.6127 |

El gas natural que se utiliza para generación cuenta con una escala de precios independiente de las demás actividades industriales favoreciendo así la inversión en este sector.

El gas natural procesado en la planta de Malvinas viene incrementando su volumen a través de los años gracias al aumento de la capacidad de transporte de la tubería y al mismo tiempo al inicio de las explotaciones del lote N° 56, en la fig. 2.1 se observa que esta producción entre los años 2005 y 2010 se ha triplicado.

En la tabla N°2.2 se muestran los precios que aplican para las C.C.T.T. del País.

TABLA N° 2. 2 Comparación de precio de gas natural para las C.C.T.T.

| DESCRIPCION | Precios pactados en sus Contratos por el generador y el productor de gas natural | Precio Actualizado de acuerdo al Procedimiento 31-C | Precio Utilizado |
|----------------------|---|--|-------------------------|
| UNIDAD | US\$/MMBTU | | |
| Ventanilla | 2,4686 | 1,4118 | 1,4118 |
| Santa Rosa | 2,6655 | 1,4768 | 1,4768 |
| Santa Rosa 2 | 2,5488 | 1,4942 | 1,4942 |
| Chilca 1 | 2,4024 | 1,2770 | 1,2770 |
| Kallpa | 2,4019 | 0,7164 | 0,7164 |
| Oquendo | 2,5688 | 2,5567 | 2,5567 |
| Las Flores | 3,5272 | 2,7461 | 2,7461 |
| Independencia | 2,4621 | 2,4984 | 2,4621 |
| Pisco | 2,3583 | 1,6679 | 1,6679 |

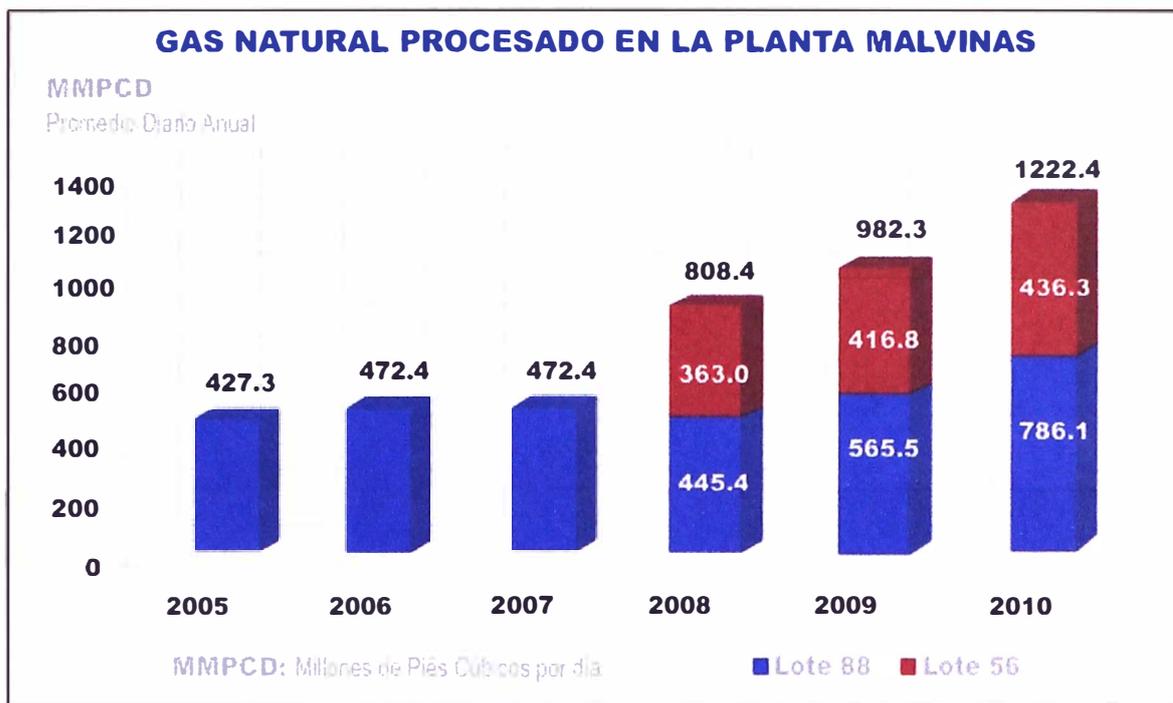


Fig. 2. 1 Estadística de producción de gas natural

Una de las características importantes del gas natural es el poder calorífico, es superior al de combustibles sólidos como el carbón y ligeramente inferior al de los combustibles líquidos como la gasolina o el diesel, esta propiedad cambia de acuerdo a la zona geográfica donde se encuentra y varía al mismo tiempo durante su transporte, ya sea por la humedad o contaminación en su transporte. En la tabla N° 2.3 se muestran los valores del poder calorífico que se utilizan en las centrales térmicas del País.

TABLA N° 2. 3 Poder Calorífico del Gas Natural para cada C.T.

| Empresa | Central | Poder Calorífico | BTU/PCS |
|------------|--------------|------------------|----------|
| TERMOSELVA | Aguaytía | LHV | 885,020 |
| | | HHV | 982,950 |
| EEPSA | Malacas | LHV | 953,390 |
| | | HHV | 1057,310 |
| | Malacas 2 | LHV | 953,390 |
| | | HHV | 1057,310 |
| EDEGEL | Ventanilla | LHV | 980,952 |
| | | HHV | 1086,504 |
| | Santa Rosa | LHV | 975,600 |
| | | HHV | 1080,700 |
| | Santa Rosa 2 | LHV | 976,309 |
| | | HHV | 1081,350 |

| Empresa | Central | Poder Calorífico | BTU/PCS |
|---------|---------------|------------------|----------|
| ENERSUR | Chilca 1 | LHV | 975,276 |
| | | HHV | 1080,337 |
| KALLPA | Kallpa | LHV | 975,865 |
| | | HHV | 1080,986 |
| SDF | Oquendo | LHV | 980,970 |
| | | HHV | 1086,450 |
| EGENOR | Las Flores | LHV | 988,859 |
| | | HHV | 1157,414 |
| EGESUR | Independencia | LHV | 988,000 |
| | | HHV | 1082,000 |
| EGASA | Pisco | LHV | 988,859 |
| | | HHV | 1157,414 |

2.1.3 El gas natural en el Perú

En el Perú la explotación de gas natural se lleva a cabo en tres grandes zonas diferenciadas de la siguiente manera:

a. Zona costa norte: Talara - Piura

Los yacimientos de la Costa Norte se encuentran localizados en la cuenca petrolera de Piura y Tumbes. El gas natural se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción del gas natural resultan relativamente reducidos.

La empresa GMP cuenta con tres plantas de procesamiento de gas, todas ubicadas a 7 kilómetros al norte de la ciudad de Talara, Piura. Dos de las plantas, Verdun y Pariñas, son antiguas que operan antes de la década del 50, en el año 2008 GMP construyó una Nueva Planta Pariñas que fue inaugurada en el 2009. Con estas tres plantas de procesamiento de gas natural GMP es capaz de procesar hasta 84 millones de pies cúbicos de gas natural asociado por día (MMPCD), procedentes de los campos petroleros de Talara, Lotes Z-2B, X, VI y I.

Las reservas de hidrocarburos probadas en la zona son pequeñas, alcanzando sólo 0,262 TPC, lo cual limita las posibilidades de una explotación a gran escala para el abastecimiento del mercado interno regional. La producción de gas natural repartida entre los siguientes contratistas se muestra en la tabla N° 2.4.

b. Zona selva central: Pucallpa – Ucayali

Aguytía Energy Perú entró en operación comercial en 1998. La producción promedio del campo es de 4,400 barriles de LGN diarios y 56 millones de pies cúbicos por día,

MMPCD, de gas natural seco. El campo cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1,400 barriles por día, BPD, de GLP y 3,000 BPD de gasolinas.

TABLA N° 2. 4 Producción de gas natural en la Costa Norte

| Zona | Contratista |
|--------------------|------------------------|
| Costa Norte | GMP |
| | Petrolera Monterrico |
| | SAPET |
| | Petrobras Energía Perú |
| | Olympic |
| Zócalo Continental | Petrotech |

El Grupo Aguaytía cuenta con una planta de procesamiento de gas natural (Curimaná), una planta de fraccionamiento de LGN (Yaniracocha) para la obtención de gasolinas y GLP, una central termoeléctrica de ciclo simple de 172 MW, gestionada por la empresa TERMOSELVA; una línea de transmisión de alta tensión de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga, operada por la empresa ETESELVA; así como un sistema de transporte en camiones cisterna. En la fig. 2.2 se muestra un esquema de la industria en esta zona.

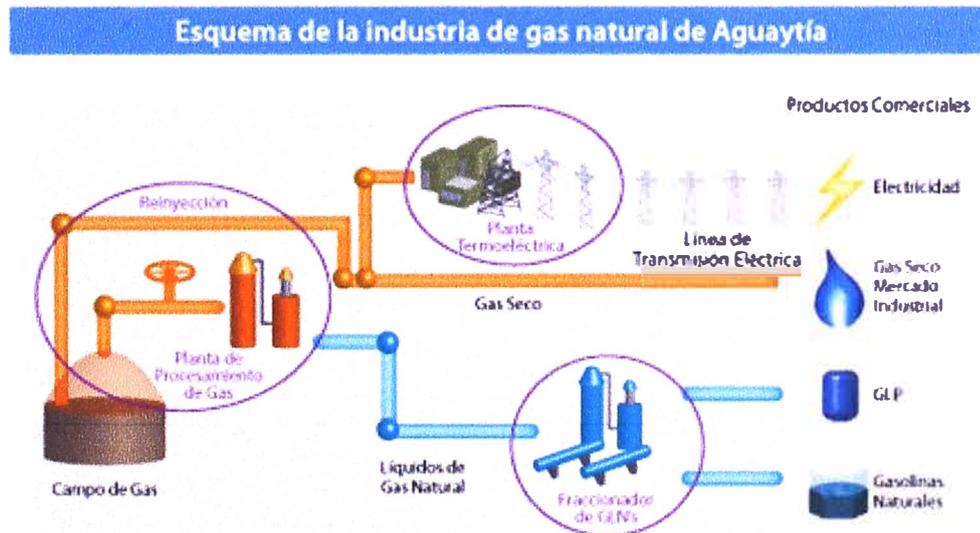


Fig. 2. 2 Esquema de gas natural en Aguaytía

c. Zona sur este: Convención – Cuzco (Gas de Camisea)

Camisea es actualmente el principal yacimiento de gas natural del Perú. Fue descubierto en la zona del mismo nombre, en Cusco, entre 1983 y 1987. Su operación comercial se inició en agosto de 2004, con la llegada del gas natural a Lima y Callao. Es

operado por el Consorcio Camisea formado por las siguientes empresas:

- **Pluspetrol**

Pluspetrol se encarga de realizar las actividades de exploración y explotación de las reservas de gas natural en Camisea y su procesamiento en la Planta de Fraccionamiento de Las Malvinas, en Cusco, donde se separan los líquidos y gas seco.

- **Transportadora de gas del Perú**

TGP realiza el transporte de líquidos y gas natural, por lo cual la empresa concesionaria construyó un ducto para trasladar el gas natural desde los yacimientos de Camisea hasta Lima. Dicho ducto recorre 730 kilómetros. El recorrido del mismo se inicia en Camisea, distrito de Echarate, provincia de La Convención, en el departamento de Cusco y cruza los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima, hasta llegar al City Gate en el distrito de Lurín.

- **Cálidda (Distribución de gas en Lima y Callao)**

Esta empresa se encarga de la distribución de gas natural a través de las redes de ductos o tuberías instaladas para llevar el gas a los usuarios. La distribución se inicia en el City Gate y finaliza en el domicilio de los consumidores.

- **Contugas**

Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Ica, Este gasoducto recorrerá las localidades de Pisco, Nazca y Marcona, en el departamento de Ica. El gasoducto regional de Ica, de unos 280 kilómetros de longitud, y tendrá dos ramales, el primero de una longitud de 40 kilómetros hacia Pisco y Chincha, y el segundo de 240 kilómetros hacia Ica, Nazca y Marcona.

- **Kuntur**

Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos de Camisea al Sur del país, transportará gas natural desde los yacimientos gasíferos ubicados en la Región Cusco hasta las ciudades de Cusco, Juliaca, Arequipa, Matarani e Ilo. Este gasoducto tendría una longitud aproximada de 1085 Km. A partir de este ducto se desarrollarán las redes de distribución de gas natural a los domicilios y comercios de gas natural vehicular, además significará el desarrollo de los polos petroquímicos y la instalación de centrales de generación de electricidad.

Infraestructura

Este proyecto cuenta con las siguientes instalaciones:

- **Planta de Separación de Gas Natural las Malvinas**

La Planta Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, 500 km al este de Lima. Esta planta está diseñada para procesar 1160 MMPCD de gas natural proveniente de los Lotes 56 y 88; y comprende las Unidades de Separación, Deshidratación, Criogénica,

Estabilización y Reinyección. Consta de 4 trenes criogénicos: 2 trenes de 220 MMPCD cada uno y 2 trenes de 360 MMPCD cada uno; y dos Unidades de Estabilización de Condensados de 25 000 BPD cada una.



Fig. 2. 3 Planta de Separación de Gas Natural las Malvinas

- **Planta Compresora de Chiquintirca**

Esta nueva planta compresora, denominada Estación Compresora Chiquintirca, se encuentra instalada en el distrito de Anco, Provincia de La Mar, Departamento de Ayacucho, a 350 m aproximadamente de la Estación de Bombeo N° 3 (PS3). Su diseño permitirá transportar a todo el sistema hasta 1104 MMPCD de gas natural con cuatro turbocompresores (tres en operación y uno en reserva)



Fig. 2. 4 Planta Compresora de Chiquintirca

- **Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Pisco**

La Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural (LGN) de Pisco está ubicada al sur de la ciudad de Pisco, en el Distrito de Paracas, Provincia de Pisco, Departamento de Ica, aproximadamente a 250 km. al sur de Lima, al Este de la Carretera

Pisco - Paracas. La Planta de Fraccionamiento recibe los Líquidos de Gas Natural provenientes de la Planta de Separación de Gas Natural Malvinas y está diseñada para procesar hasta 85 000 BPD de LGN. Esta Planta incluye 2 Unidades de Fraccionamiento para producir Propano y Butano, y 2 Unidades de Destilación Primaria para producir nafta y diesel.



Fig. 2. 5 Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural

- **Planta de Licuefacción de Gas Natural – Pampa Melchorita**

El complejo gasístico levantado en cuatro años por el consorcio Perú LNG comprende un terminal marítimo y un gasoducto de 408 kilómetros que cruza los Andes y llega hasta la costa del océano Pacífico. Está localizada en un predio de 521 hectáreas, denominado Pampa Melchorita, entre los kilómetros 167 a 170 al sur de Lima, la Planta de Procesamiento tiene una capacidad para procesar 625 MMPCD de Gas Natural con lo que se producen 4,4 MTPA de GNL. Esta planta cuenta con instalaciones de refrigeración y licuefacción que permiten que el gas natural ingrese a los dos tanques de almacenamiento, que tienen una capacidad de 130.000 metros cúbicos, a una temperatura de 163 grados celsius bajo cero y está destinada a la exportación a mercados internacionales.

En la fig. 2.6 se muestra un esquema de la planta denominada Pampa Melchorita y la disposición de sus instalaciones. Como se ha señalado existen tres grandes zonas donde se produce gas natural para el mercado interno y externo, cada una de ella tiene un gas natural con características propias y que es aprovechado dentro de su espacio de influencia, en la fig 2.7 se muestra en mapa del Perú donde se señalan las zonas descritas líneas arriba y sus respectivas instalaciones.



Fig. 2. 6 Pampa Melchorita

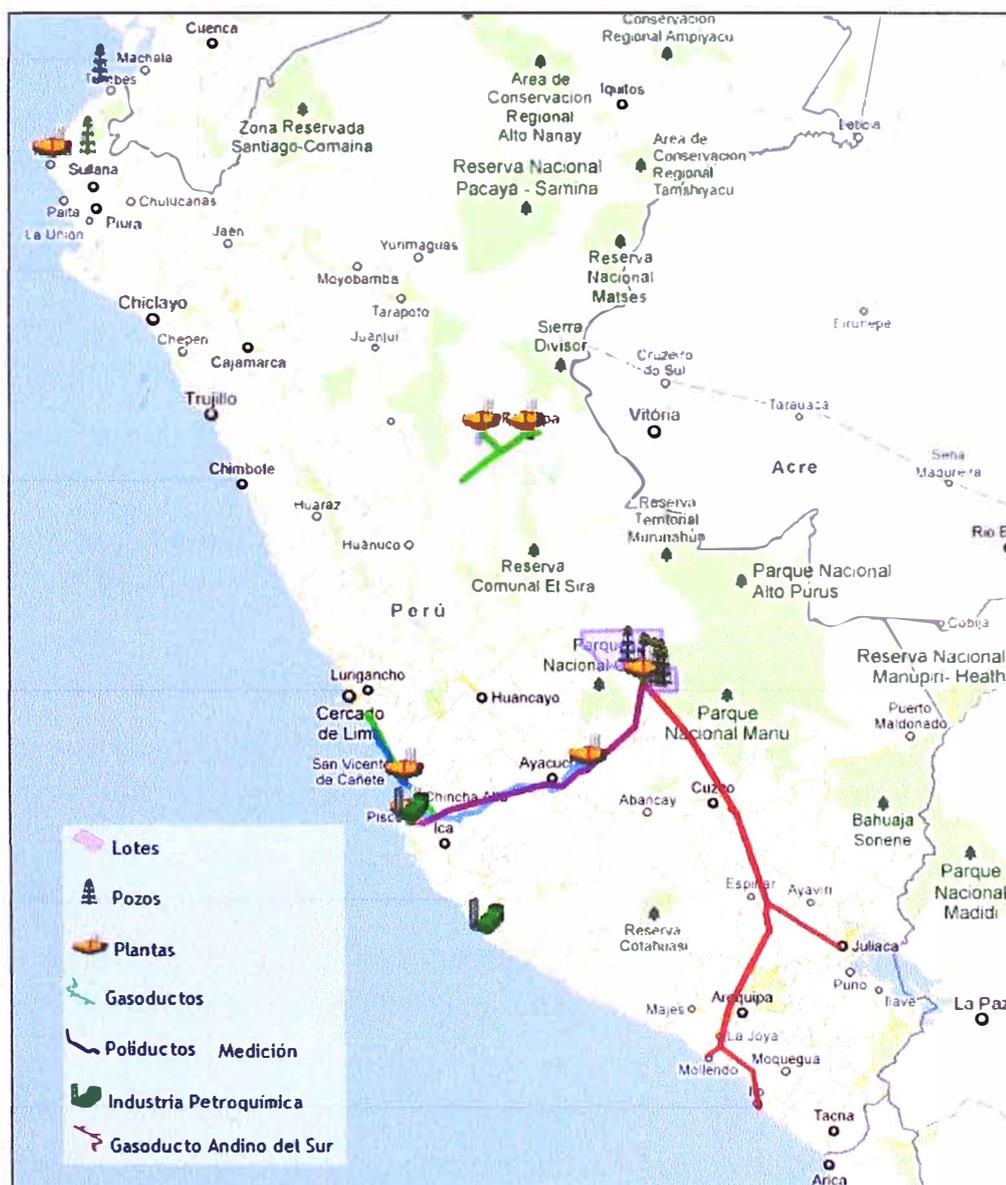


Fig. 2. 7 Mapa del gas natural en el Perú (Extraído de pag. Web de OSINERGMIN)

2.2 Centrales de ciclo simple

Existen cuatro (4) ciclos termodinámicos de potencia, los cuales se utilizan para generar energía, las maquinas y ciclos que utilizan para este proceso son los siguientes:

- **Turbina a gas: Ciclo Brayton**
- **Turbina a vapor: Ciclo Rankine**
- **Motor a gasolina: Ciclo Otto**
- **Motor Diesel: Ciclo Diesel**

El ciclo de Brayton realizado en la turbinas a gas no es estrictamente un ciclo realizado por un mismo fluido de trabajo, puesto que el fluido que evoluciona antes de las cámara de combustión es aire y el que sale de la cámara de combustión y se expande en la turbina es aire más productos de la combustión. Sin embargo, en el estudio ideal de las turbinas a gas, puesto que la relación combustible comburente es pequeña, en una relación de 1/50 se justifica la evolución del fluido aire como si se tratara de un ciclo, no obstante esta simplificación se corrige cuando se realiza el estudio real de la turbina.

Este ciclo también se aplica con combustibles como el diesel, lo que permite que se puedan adaptar luego a sistemas duales, realizando cambios en el sistema de combustión y en las etapas de la turbina.

2.2.1 Ciclo termodinámico: Ciclo Brayton

Es uno de los ciclos termodinámicos de más amplia aplicación, al ser la base del motor de turbina de gas, por lo que el producto del ciclo puede ir desde un trabajo mecánico que se emplee para la producción de energía eléctrica o algún otro aprovechamiento.

Este ciclo consiste en su forma más sencilla en las siguientes etapas:

- a. **(1-2)** Una etapa de compresión adiabática reversible (isoentrópica). Se realiza en el compresor
- b. **(2-3)** Una etapa de calentamiento isobárico, combustión a presión constante. Se realiza en la cámara de combustión.
- c. **(3-4)** Una expansión adiabática de un fluido termodinámico compresible (isoentrópica). Se realiza en la turbina.
- d. **(4-3)** Por ultimo una cesión de calor isobárica. Se realiza en la atmosfera.

Si bien se le llama ciclo termodinámico, en realidad el fluido de trabajo no realiza un ciclo completo dado que el fluido que ingresa es aire y el que egresa son gases de combustión, o sea en un estado diferente al que se tenía cuando se inició el proceso, por eso se dice que es un "ciclo abierto". Al emplear como fluido termodinámico el aire, el ciclo Brayton puede operar a temperaturas elevadas, por lo que es idóneo para aprovechar fuentes térmicas de alta temperatura y obtener un alto rendimiento térmico.

En la fig. 2.8 se muestra la curva T vs S del Ciclo Bryton.

2.2.2 Turbina a Gas

a. Introducción

Las turbinas de combustión interna que queman gas natural han sido masivamente adoptadas como fuente primaria de generación de electricidad, sin dejar de tener otras aplicaciones, solo para este rubro las ventas anuales de estas turbinas han sido superiores a las 1000 unidades al año en todo el mundo, en el Perú a raíz de la explotación del Gas Natural se están multiplicado los proyectos de generación utilizando este tipo de turbinas.

Los componentes principales de una turbina se muestran en la Fig. 2.9

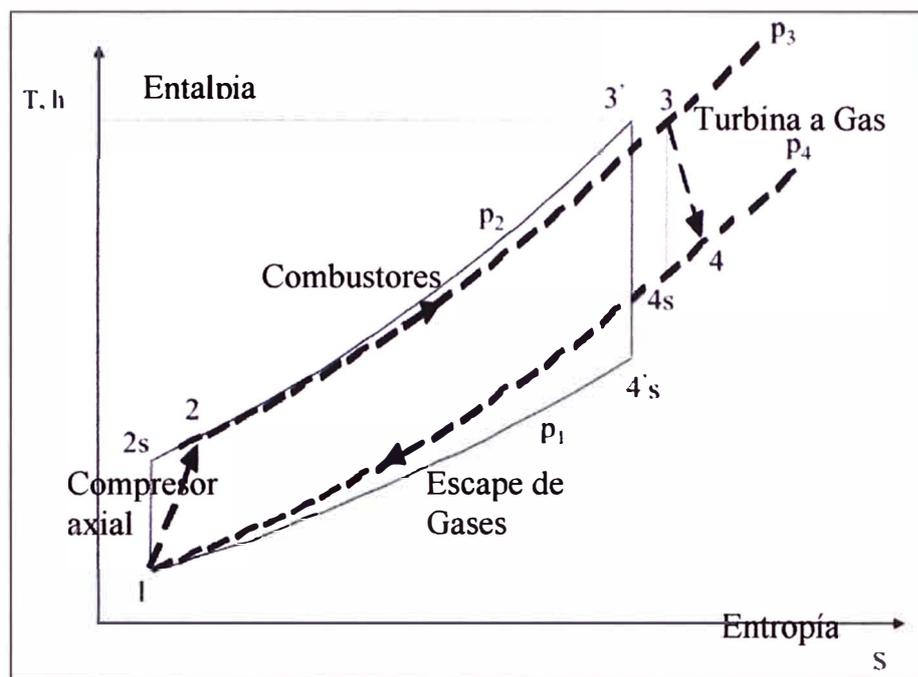


Fig. 2. 8 Ciclo Brayton real

b. Descripción

Las turbinas a gas son turbo máquinas térmicas rotativas, debido a que su fluido es compresible y a flujo continuo, basándose en el intercambio de energía. Son de combustión interna por que la combustión se realiza internamente en las cámaras donde se mezclan los fluidos.

El objetivo de ésta máquina térmica es convertir energía calórica contenida en el combustible utilizado en energía mecánica (trabajo mecánico) en el eje de la misma.

c. Componentes turbina siemens SGT6 – 5000F

- **Compresor axial**

Es un compresor multietapas de 16 etapas de compresión que prepara el aire tanto para refrigeración de la turbina como para su ingreso a la cámara de combustión, esta relación entre aire de refrigeración y para la combustión esta en el orden de 6 a 1.

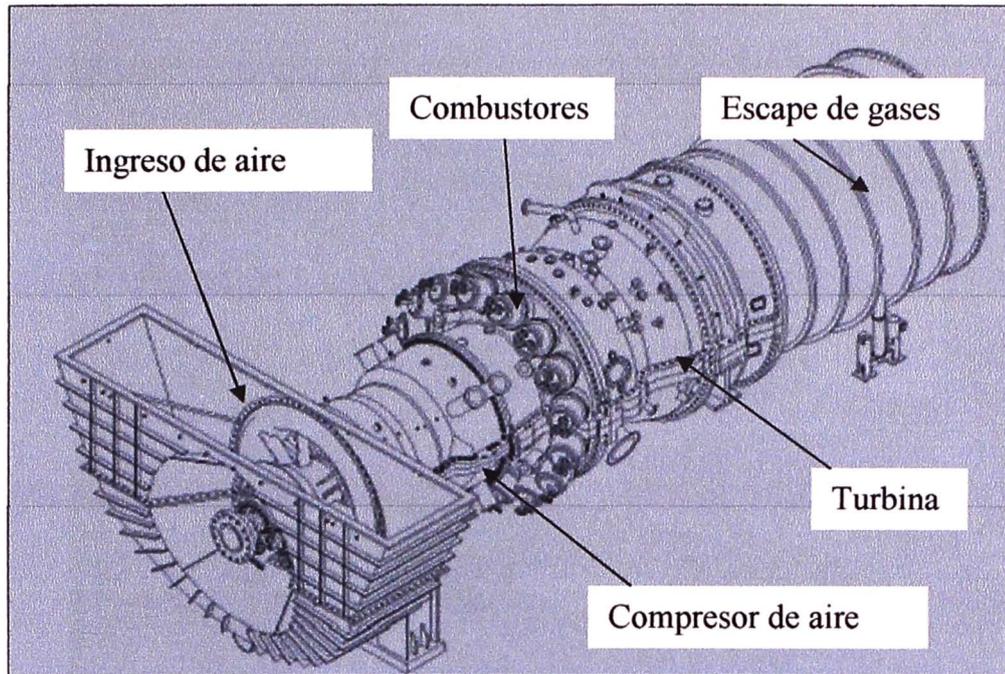


Fig. 2. 9 Componentes Principales de Turbina

En el compresor axial, como su nombre lo indica, el flujo de aire es axial, o sea paralelo al eje del mismo. La compresión del aire se produce al pasar éste a través de un estadio fijo y uno móvil, por lo tanto el compresor está formado por 16 de escalonamientos de compresión.

A medida que el aire pasa a través de las distintas etapas de compresión, la presión y aumento de la temperatura hasta alcanzar niveles máximos en las últimas etapas del compresor. Desde la salida del compresor es expulsado en la cámara de combustión.

La relación de compresión está dada por el cociente entre la presión de salida del aire del compresor y la presión a su entrada, en la fig. 2.10 se muestra una fotografía de un compresor de aire de 16 etapas.

- **Sistema de combustión**

En el caso de las turbinas multicámaras, el diseño de siemens cuenta con 16 cámaras se ubican en forma concéntricas (paralelas) al eje de la máquina.

Las cámaras de combustión de las turbinas a gas han sido desarrolladas a fin de lograr una eficiente combustión y por otro lado asegurar bajas emisiones contaminantes, especialmente en contenidos de óxidos de nitrógeno (NOx y NO2)

En la cámara de combustión se produce la oxidación del combustible desarrollándose muy altas temperaturas, por arriba de los 3.000 °F. Las funciones principales que se realizan en la cámara de combustión son:

1. Estabilizar la llama dentro de una corriente de gases que se encuentran a alta velocidad, de manera que ésta se mantenga estable.
2. Asegurar una corriente de gases continua hacia la turbina.

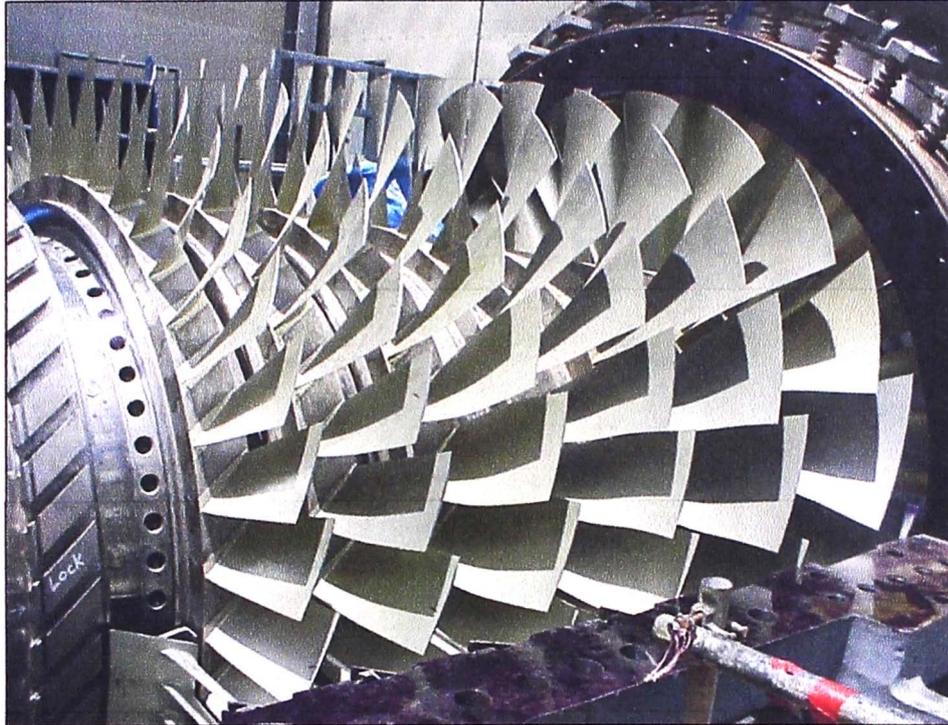


Fig. 2. 10 Compresor axial de aire

3. Mantener una temperatura constante de los gases de combustión que ingresan a la misma.

4. Lograr la máxima eficiencia de combustión, es decir producir la menor cantidad de sustancias no quemadas: CO; CH y MP (material particulado u hollín)

5. La caída de presión dentro de la cámara debe ser la menor posible a fin de minimizar las caídas de presión entre el compresor axial y la turbina.

En la fig. 2.11 se muestra una fotografía de la cámara de combustión de una turbina.

- **Turbina**

La turbina propiamente dicha es el componente de la maquina donde se realiza la expansión de los gases calientes que proceden de la combustión, la turbina tiene 4 etapas de alabes a través de las cuales se desarrolla el torque necesario para mover el eje hasta una velocidad de 3600 RPM.

Este proceso de expansión libera energía que es entregada por medio de los alabes rotativos al eje de la turbina, convirtiendo la energía calorífica del gas en energía mecánica, la que posteriormente acoplada al eje del generador producirá energía eléctrica, de la energía mecánica producida por la turbina aproximadamente 2/3 se invierte para realizar el trabajo de la compresión.

d. Sistemas auxiliares de la turbina

Son los sistemas que mecánicos, eléctricos y de instrumentación que se utilizan para mantener los parámetros operativos de la planta bajo las condiciones previstas por el fabricante, entre los mas importantes tenemos:



Fig. 2. 11 Combustor de turbina

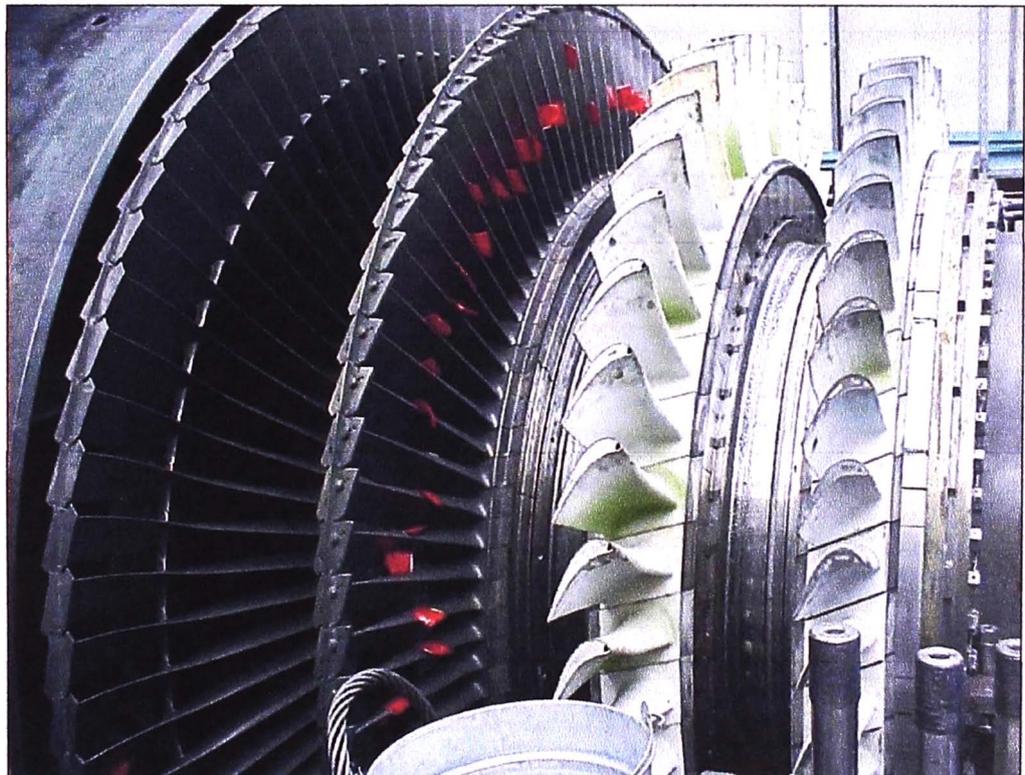


Fig. 2. 12 Etapas de la Turbina a gas

- Sistema eléctrico
- Sistema Lubricación
- Sistema de suministro de combustible

- Sistema de Aire de refrigeración y de instrumentos
- Sistema hidráulico
- Sistema de arranque y virador
- Sistema de control y protección

2.2.3 Pruebas de Potencia Efectiva y Eficiencia

El objetivo de esta prueba es obtener los valores de la potencia efectiva y el rendimiento a plena carga y cargas parciales de las turbinas de gas; los mismos que son obtenidos ajustando mediante las curvas de comportamiento del fabricante, los valores correspondientes a las condiciones de ensayo para llevarlos a condiciones de potencia efectiva que debe estar referida a una condición promedio de una data histórica de 20 años; sin embargo en este caso, la estación más cercana que dispone SENAMHI sólo tiene registros del periodo 1995 – 2003 y 2005 – 2006.

a. Prueba de Potencia Efectiva

La Potencia Efectiva es la potencia continua (antes de servicios auxiliares) entregada por la unidad, correspondiente a bornes de generación, cuando opera a condiciones de potencia efectiva y a máxima carga.

De la data histórica antes mencionada y descartando la data correspondiente a los años 1997 y 1998 por el Fenómeno del Niño que se presentó en dichos años, se ha establecido la siguiente condición de potencia efectiva.

TABLA N° 2. 5 Condiciones ambientales para la prueba

| | |
|-------------------------|-----------------|
| Temperatura | 21,39 °C |
| Humedad relativa | 87,42 % |

En cuanto a los rendimientos, ésta se ha determinado a partir de las mediciones de potencia eléctrica (kW) y consumo de combustible que en este caso fue gas natural. Para determinar la eficiencia (%) y el consumo específico de calor o Heat Rate se ha considerado el poder calorífico bajo (LHV), obtenido de los resultados proporcionados por KALLPA GENERACIÓN S.A. y que se muestra en la Tabla N°2.6

TABLA N° 2. 6 Poder calorifico del gas natural

| | | |
|------------------------------------|-------------------|------------------|
| Poder Calorífico Neto - HHV | Btu/MPCstd | 1 081 266 |
| Poder Calorífico Neto - LHV | Btu/MPCstd | 976 128 |

Tomando en cuenta las consideraciones ambientales de temperatura y humedad relativa mostradas en la tabla N° 2.5, y a la vez el tomando el valor del poder calorífico inferior – LHV se han efectuado las mediciones y cálculos correspondientes y se han obtenido los resultados de la prueba incluida la potencia consumida por los servicios auxiliares se muestran en la Tabla N° 2.7

TABLA N° 2. 7 Potencia efectiva de turbina STG6

| POTENCIA DE ENSAYO (*) (MW) | POTENCIA A CONDICIONES ISO (MW) | POTENCIA EFECTIVA (MW) | POTENCIA AUXILIARES (kW) |
|--------------------------------|------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 197. 93 | 200. 27 | 193. 5 | 146,3 |

(*) Estos ensayos se efectuaron en el periodo comprendido entre las 17:30 y 22:30 hrs. del día 03.08.09

b. Prueba de rendimiento

- **Consumo específico de combustible**

Se define como consumo específico de combustible a la relación entre el consumo horario de combustible y la potencia generada por el grupo; en este caso como se trata de un combustible gaseoso se expresa en MPC/kWh o MMC/kWh; este concepto es similar al consumo específico de calor medido en BTU/kWh ó KJ/kWh.

- **Rendimiento**

El rendimiento es un concepto inverso al consumo específico de combustible, cuando se trata de combustibles gaseosos, se expresa normalmente en kWh/MMC ó kWh/MPC.

- **Eficiencia**

Este es un concepto similar al anterior, toda vez que viene a ser la relación entre la energía útil (kWh) y la energía consumida por el grupo expresada también en kWh equivalentes. Este parámetro es adimensional y se expresa normalmente en porcentaje.

En la tabla N°2.8 se muestran los resultados de la prueba de rendimiento.

TABLA N° 2. 8 Resultados de prueba de rendimiento turbina STG6

| Carga | % | 25% | 50% | 75% | 100% |
|-----------------------------------|------------|--------|---------|---------|---------|
| Potencia | MW | 48. 37 | 96. 75 | 145. 13 | 193. 5 |
| Consumo de combustible | MPCS/h | 728.6 | 1 091.5 | 1 454.3 | 1 817.2 |
| Consumo específico de calor - LHV | MMBTU/ MWh | 14. 72 | 11.011 | 9. 78 | 9. 8 |
| Rendimiento | kWh/ MPCS | 66.40 | 88.65 | 99.79 | 106.5 |
| Eficiencia térmica – LHV | % | 23.21 | 30.9 | 34.89 | 37.23 |

Como se observa en la tabla N° 2.8 las centrales a gas de ciclo simple ofrecen en promedio una eficiencia entre 35% y 37% considerando el nivel inferior de su poder calorífico (LHV) debido a que este muestra valores mas reales al considerar la presencia de elementos líquidos e impurezas adiciones dentro del combustible, mas adelante observaremos como se incrementa la eficiencia implementando el ciclo combinado.

2.3 Centrales de ciclo combinado

2.3.1 Introducción

El ciclo combinado se caracteriza por utilizar los gases calientes que se eliminan del ciclo simple como medio para generar vapor a través de los HRSG (Heat Recovery Steam Generator), de esta manera se aprovecha la misma cantidad de energía calorífica para generar más energía mecánica y esta a su vez energía eléctrica lo que conlleva a obtener una mayor eficiencia.

En los sistemas de ciclos combinados las turbinas a gas pasan a ser un elemento más de un proceso de mayor envergadura, como se muestra en la Fig. 2.13, el ciclo combinado es un ciclo cerrado por lo que no podemos afirmar donde empieza o termina. Lo cierto es que se vuelve dependiente de las turbinas a gas que asumen un comportamiento comparable al componente combustible para la turbina a vapor. Al mismo tiempo cuando opera la planta en ciclo combinado las turbinas a gas se vuelven esclavas del sistema de control distribuido que gobierna todo el proceso del ciclo.

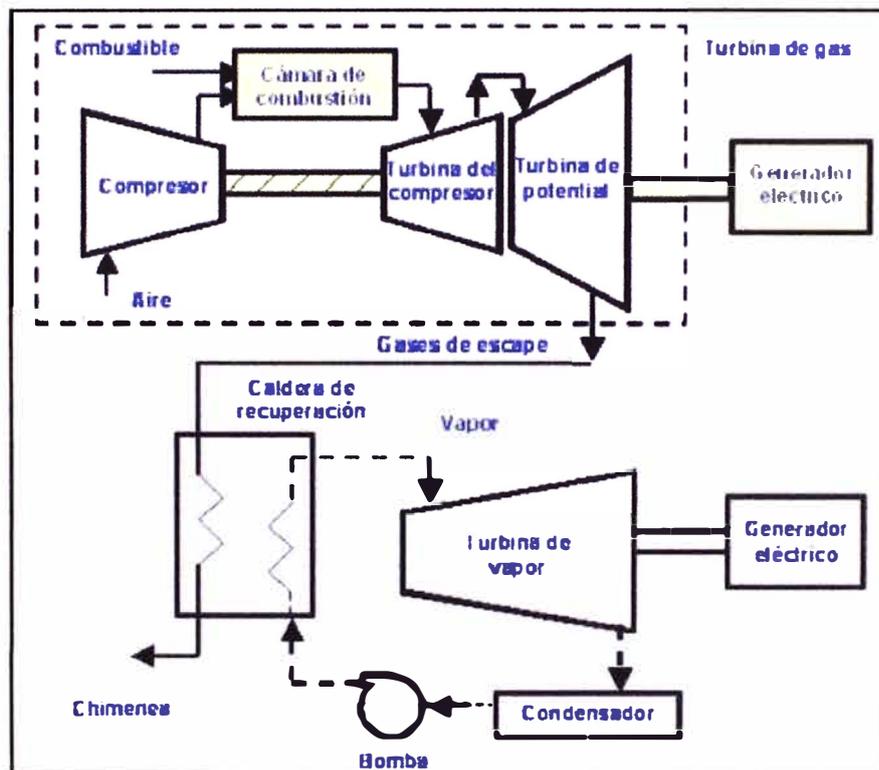


Fig. 2. 13 Procesos del ciclo combinado

2.3.2 Ciclo Termodinámico: Ciclo Rankine

El ciclo Rankine es un ciclo de potencia representativo del proceso termodinámico que tiene lugar en una central térmica de vapor. Utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua.

Mediante la quema de un combustible, el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo

mecánico en su eje (este eje, solidariamente unido al de un generador eléctrico, es el que generará la electricidad en la central térmica). El vapor de baja presión que sale de la turbina se introduce en un condensador, equipo donde el vapor condensa y cambia al estado líquido (habitualmente el calor es evacuado mediante una corriente de refrigeración procedente del mar, de un río o de un lago). Posteriormente, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida para volver a introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta manera el ciclo.

Existen algunas mejoras al ciclo descrito que permiten mejorar su eficiencia, como por ejemplo sobrecalentamiento del vapor a la entrada de la turbina, recalentamiento entre etapas de turbina o regeneración del agua de alimentación a caldera.

- **Proceso 1-2:** Expansión isoentrópica del fluido de trabajo en la turbina desde la presión de la caldera hasta la presión del condensador. Se realiza en una turbina de vapor y se genera potencia en el eje de la misma.
- **Proceso 2-3:** Transmisión de calor a presión constante desde el fluido de trabajo hacia el circuito de refrigeración, de forma que el fluido de trabajo alcanza el estado de líquido saturado. Se realiza en un condensador (intercambiador de calor)
- **Proceso 3-4:** Compresión isoentrópica del fluido de trabajo en fase líquida mediante una bomba, lo cual implica un consumo de potencia. Se aumenta la presión del fluido de trabajo hasta el valor de presión en caldera.
- **Proceso 4-1:** Transmisión de calor hacia el fluido de trabajo a presión constante en la caldera. En un primer tramo del proceso el fluido de trabajo se calienta hasta la temperatura de saturación, luego tiene lugar el cambio de fase líquido-vapor y finalmente se obtiene vapor sobrecalentado. Este vapor sobrecalentado de alta presión es el utilizado por la turbina para generar la potencia del ciclo Rankine.

En la figura 2.14 se muestra la curva T vs S del ciclo Rankine.

2.3.3 Turbina a Vapor

Una turbina de vapor es una turbo máquina que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el eje del rotor, parte principal de la turbina, que cuenta con álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético.

Las turbinas de vapor están presentes en diversos ciclos de potencia que utilizan un fluido que pueda cambiar de fase, entre éstos el más importante es el Ciclo Rankine, el cual genera el vapor en una caldera o HRSG de la cual sale en unas condiciones de elevada temperatura y presión.

En la turbina se transforma la energía interna del vapor en energía mecánica que es

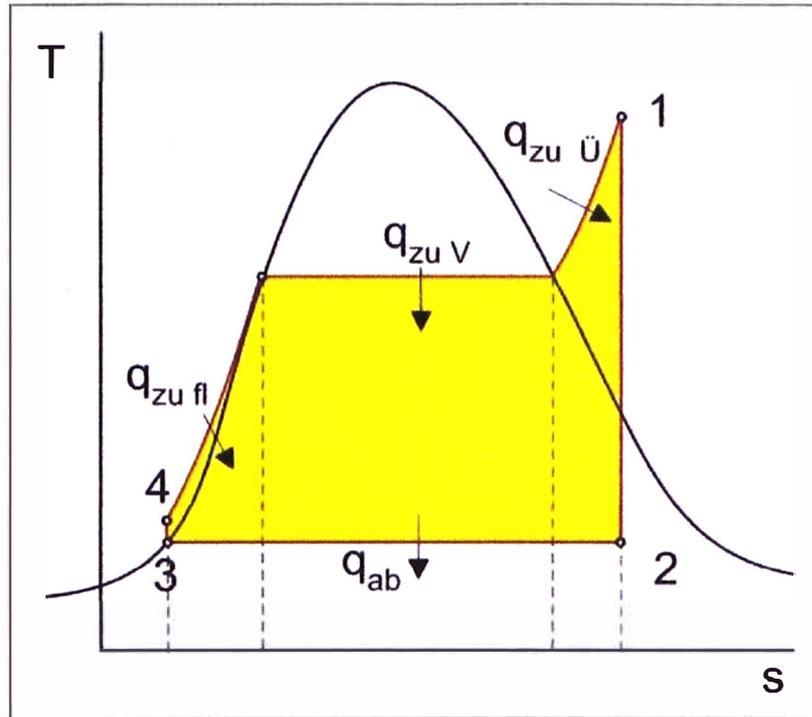


Fig. 2.14 Ciclo Rankine T vs S

aprovechada por un generador para producir electricidad. En una turbina se pueden distinguir dos partes, el rotor y el estator. El rotor está formado por ruedas de álabes unidas al eje y que constituyen la parte móvil de la turbina. El estator también está formado por álabes, no unidos al eje sino a la carcasa de la turbina. En la fig. 2.15 se muestra un corte lateral de una turbina a vapor mostrando sus partes principales.

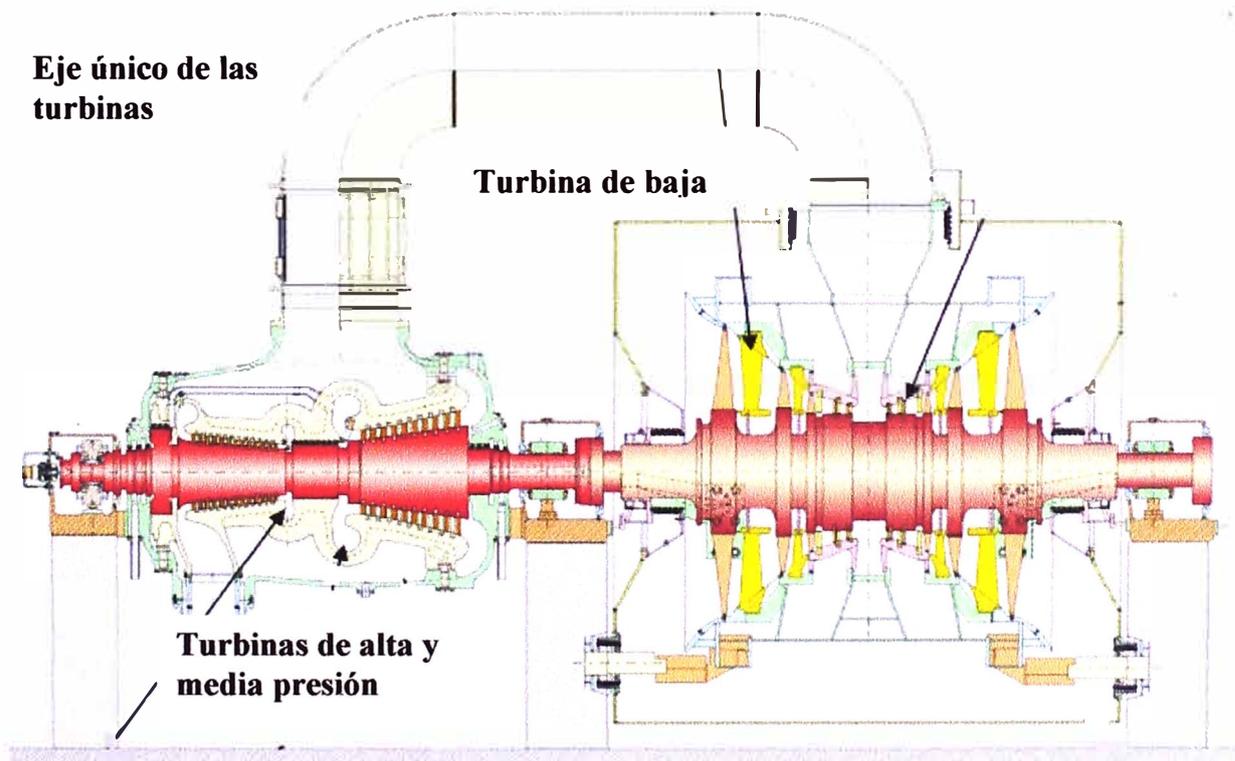


Fig. 2. 15 Turbina a Vapor

2.3.4 Sistemas Principales de la Turbina de Vapor

a. Sistema de Recuperación de Calor

Se lleva a cabo a través de los HRSG (Heat Recovery Steam Generator) mal llamados calderos, debido a que en su interior no llevan agua que se calienta para generar vapor si no una serie de tubos que conducen agua DEMIN la cual se calentara por medio de los gases calientes producidos por la turbina de combustión hasta obtener vapor de agua a presión y temperatura adecuadas para que ingresen a las turbinas.

Los generadores de vapor por recuperación de calor (HRSG) cuentan al mismo tiempo con tres niveles de presión para generar el vapor necesario para cada etapa de la turbina a vapor, alta presión (HP), media presión (IP), y baja presión (LP). Este vapor se produce en los domos de cada etapa.

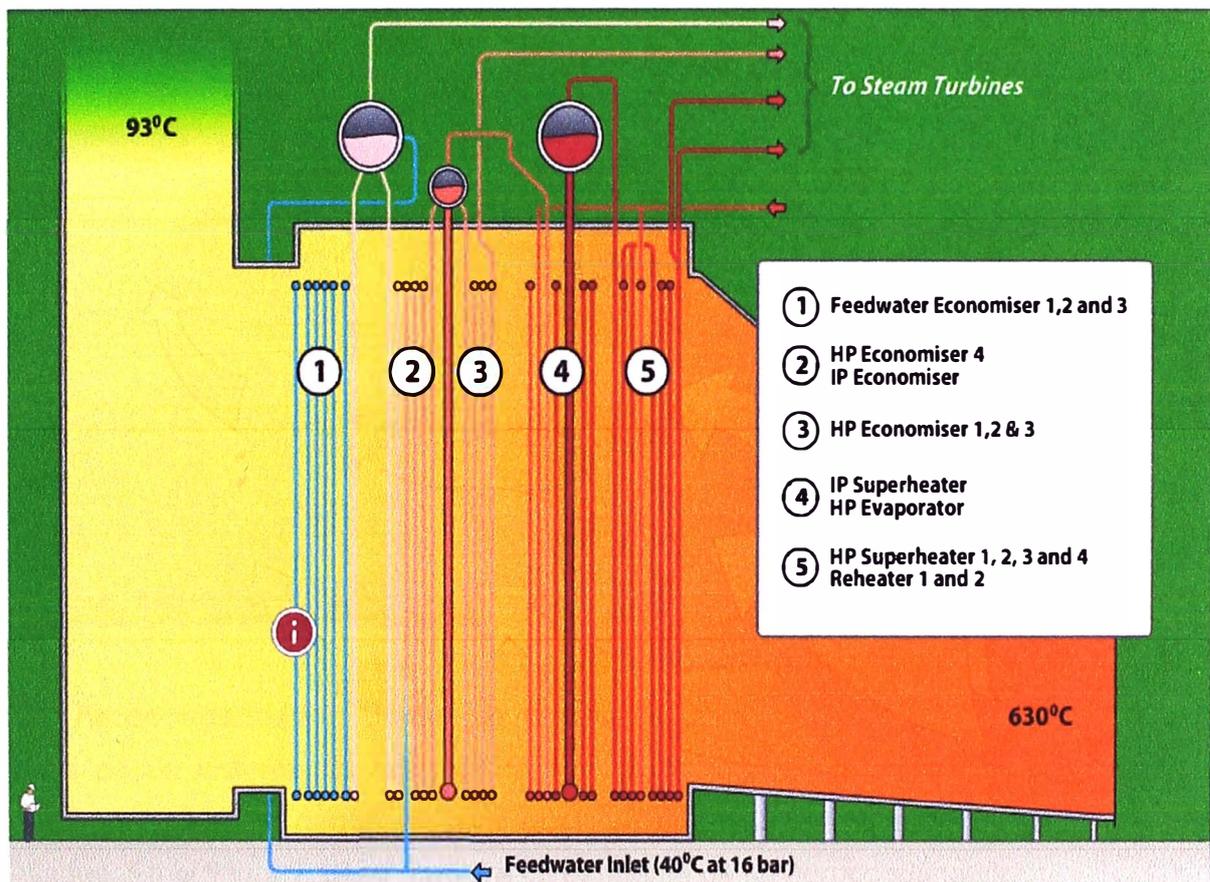


Fig. 2. 16 Generador de Vapor Recuperador de calor

b. Sistema de Condensado

El vapor generado en el HRSG ingresa a las turbinas, en primer lugar a la de alta presión (HP), continua su circuito principal a través de la turbina de media presión (IP) y por ultimo ingresa a la turbina de baja presión, luego de realizar trabajo mecánico en el eje común de estas tres turbinas el vapor todavía cuenta con mucha energía calorífica, la cual es necesario reducirse para poder reiniciar el ciclo del vapor, es decir el vapor debe volver a su fase líquida para reiniciar el ciclo.

Para este propósito a la salida de la turbina de baja presión está ubicado un condensador de vapor, se utilizan comúnmente dos métodos para el condensado del vapor:

b.1. Torres de Enfriamiento: El agua cruda que pasa dentro del condensador ubicado inmediatamente a la salida del vapor de la turbina de baja presión, este sistema es el que se utiliza actualmente en la CT de ciclo combinado de Ventanilla. Se le denomina sistema abierto, porque el agua de enfriamiento del condensador pasa a través de radiadores donde pierde gran cantidad de agua en forma de vapor que va al ambiente

En la figura 2.17 se muestra una instalación de Torres de Enfriamiento típicas.

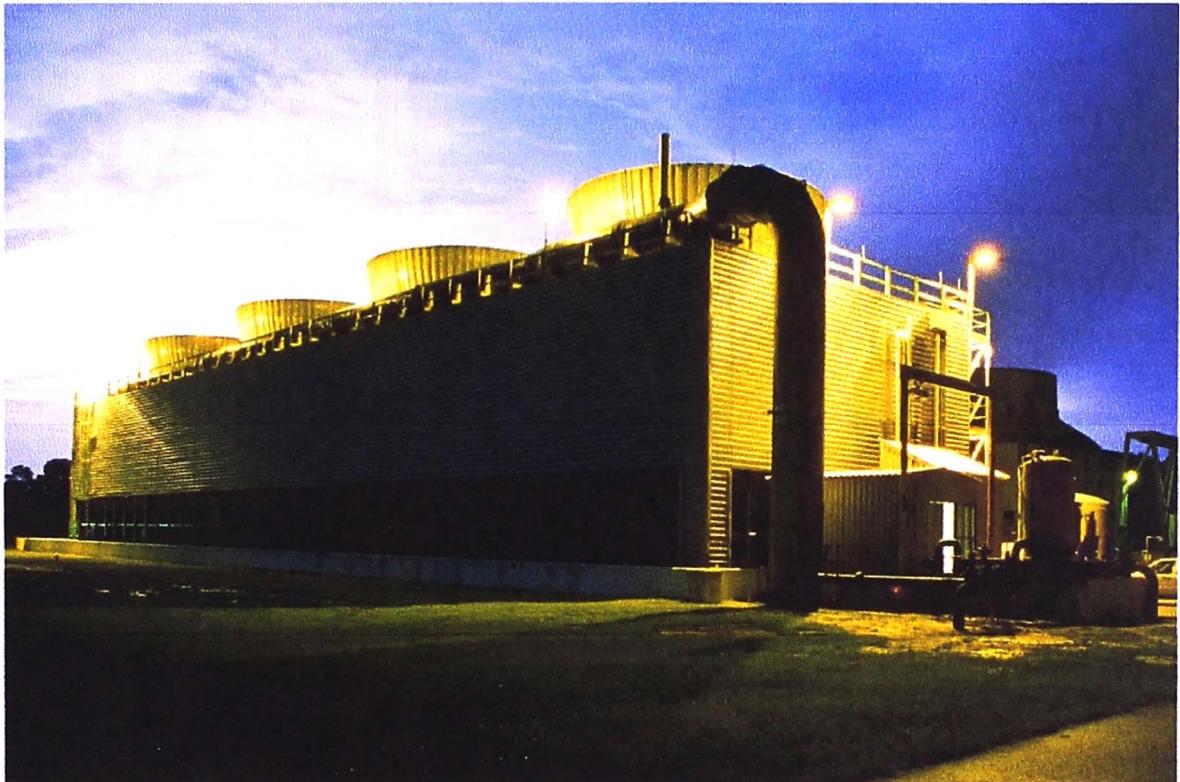


Fig. 2. 17 Torres de Enfriamiento

b.2. Aerocondensador: Consta de un bloque de ventiladores que enfrían el vapor a través de un sistema de tuberías que se derivan en un sistema tipo radiador. Este sistema es cerrado donde el condensado siempre se mantiene dentro de tuberías selladas. En la figura 2.18 se muestra un esquema de un aerocondensador.

2.3.5 Consumo de Agua en el Ciclo Combinado

Uno de los factores críticos al momento de diseñar un proyecto de ciclo combinado es la elección de tipo de refrigeración que tendrá el vapor saturado que resulta de generar trabajo dentro de la turbina a vapor, debido a que esto puede involucrar directamente el uso de una gran cantidad de agua que se debe manejar para evitar impactos medioambientales en la zona de influencia del proyecto. Al mismo tiempo el consumo de agua se distribuye entre el agua para proceso y el agua de servicios auxiliares de la planta, esta agua puede obtenerse del subsuelo mediante pozos o del mar.

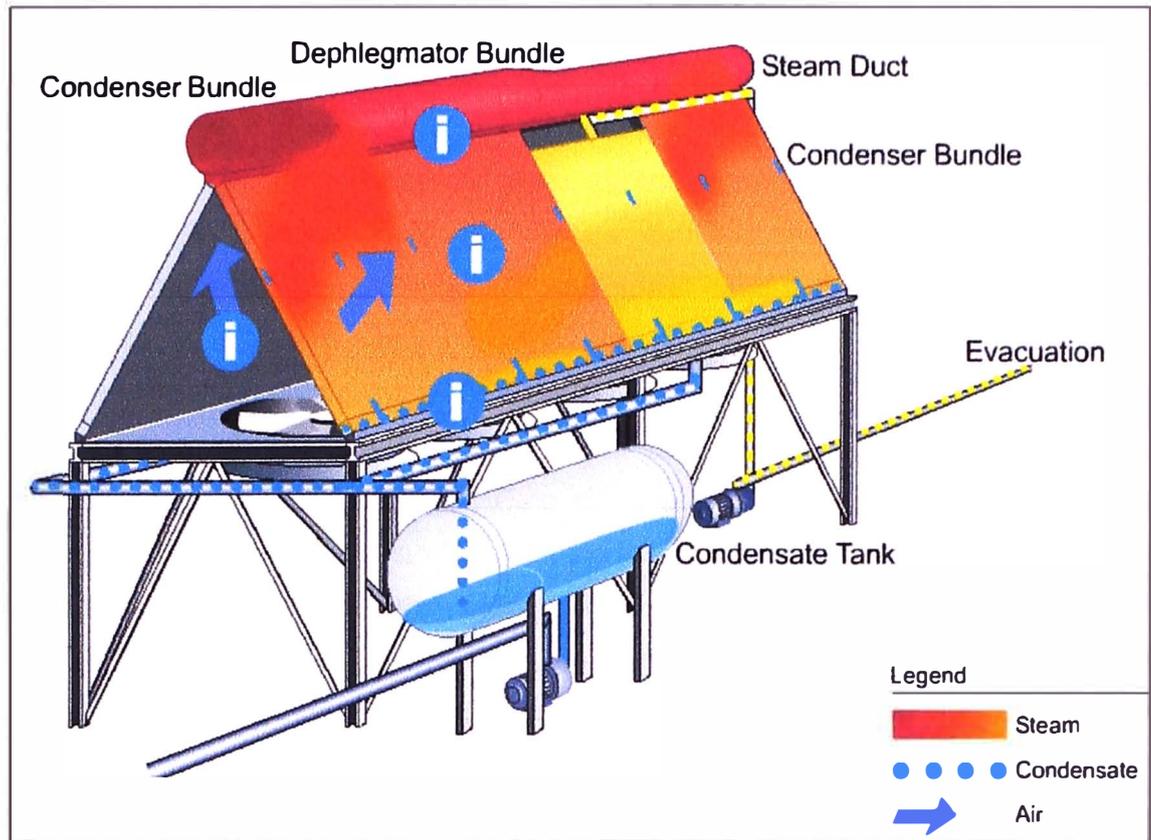


Fig. 2. 18 Esquema de un Aerocondensador

En la sección anterior se mostraron dos alternativas para los sistemas de condensado la mejor opción para el proyecto dependerá de las posibilidades de abastecimiento de agua que se tiene para la operación de la planta.

a. Sistema de Condensado y Agua de Alimentación

El agua utilizada para estos sistemas se le denomina agua de proceso, es el agua industrial requerida para realizar el proceso de generación de vapor y que es común para todas las centrales de ciclo combinado, el agua ingresa a la planta de tratamiento la cual tiene como objetivo la producción de agua desmineralizada mediante un proceso químico. Luego esta agua pasa a abastecer las bombas de alimentación de las calderas y el sistema de condensado. La cantidad promedio de agua consumida en estos sistemas es variable según la potencia de la central y en consecuencia la cantidad de vapor a utilizar. En la central de ciclo combinado de Kallpa el consumo total de agua desmineralizada es de 18m³/h. El agua de reposición puede ser obtenida de pozos subterráneos o captar agua de mar a través de tuberías que se tienen desde la costa.

b. Sistemas de Refrigeración

En los procesos de ciclo combinado los tipos principales de enfriamiento del condensado como se observó en la sección anterior son los siguientes:

b.1. Refrigeración con Agua: Es el que se lleva a cabo por medio de torres de enfriamiento, por ejemplo actualmente la Central de Ventanilla. Debido a la ubicación

geográfica de esta planta cercana a las orillas del Río Chillón tiene acceso a gran cantidad de agua que se requiere para este tipo de refrigeración.

El sistema de refrigeración cuenta con un circuito principal para el enfriamiento del condensador y un circuito auxiliar para el enfriamiento del circuito cerrado de refrigeración de los servicios auxiliares. Ambos circuitos se enfrían mediante una torre húmeda de refrigeración común. Las bombas principales envían el agua al condensador de la turbina a vapor y las auxiliares a los intercambiadores de calor del circuito cerrado de enfriamiento (CCW). El agua retorna a la parte superior de la torre de refrigeración, en la que entrega el calor captado a la atmósfera por medio de un proceso convectivo - evaporativo. Este sistema requiere alrededor de veinte (20) veces más cantidad de agua que la utilizada para los sistemas de condensado y agua de alimentación lo que representa aproximadamente el 90% del total del agua que se utiliza en una central con este tipo de refrigeración, del cual alrededor del 65% de esta agua se pierde al medio ambiente por evaporación en las torres de enfriamiento. Dependiendo de la potencia de la planta y en consecuencia de la cantidad de calor de vapor que tenga que evacuar, este valor puede ser de 460m³/h como en la central de ciclo combinado de Ventanilla. En la futura central ubicada en la zona de las Salinas en la ciudad de Chilca ubicada a orillas de la playa, se utilizara también este tiempo de sistema, en este caso el agua la obtendrán luego de un proceso de desalinización del agua de mar y posterior proceso de purificación. En la figura N° 2.18 se muestra un esquema de la torre de refrigeración húmeda de tiro forzado y en la figura N° 2.19 se muestra un balance general de agua de una central con este tipo de refrigeración.

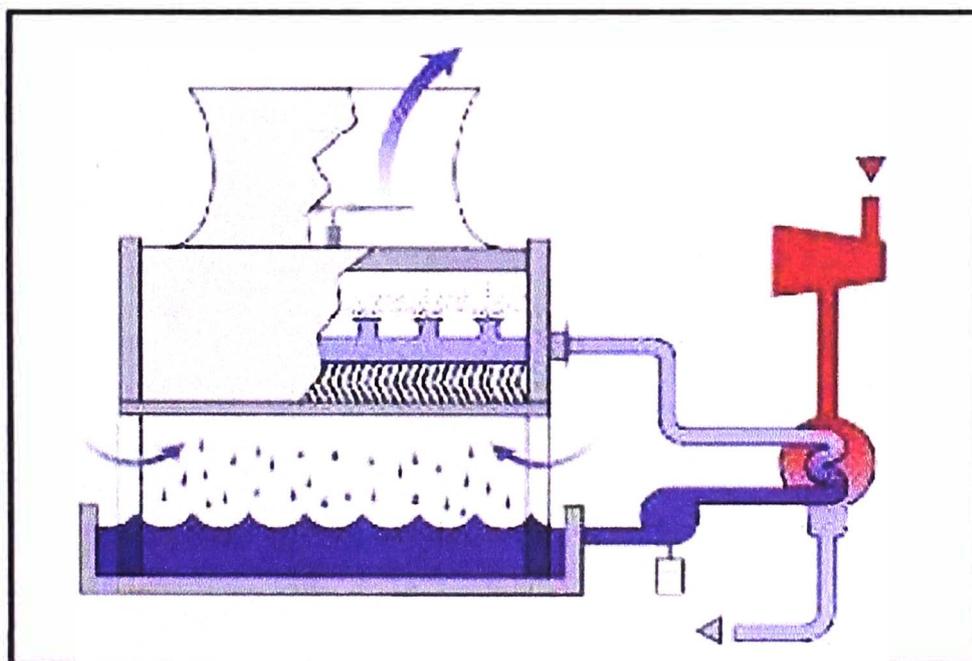


Fig. 2. 19 Esquema de Torre de Refrigeración

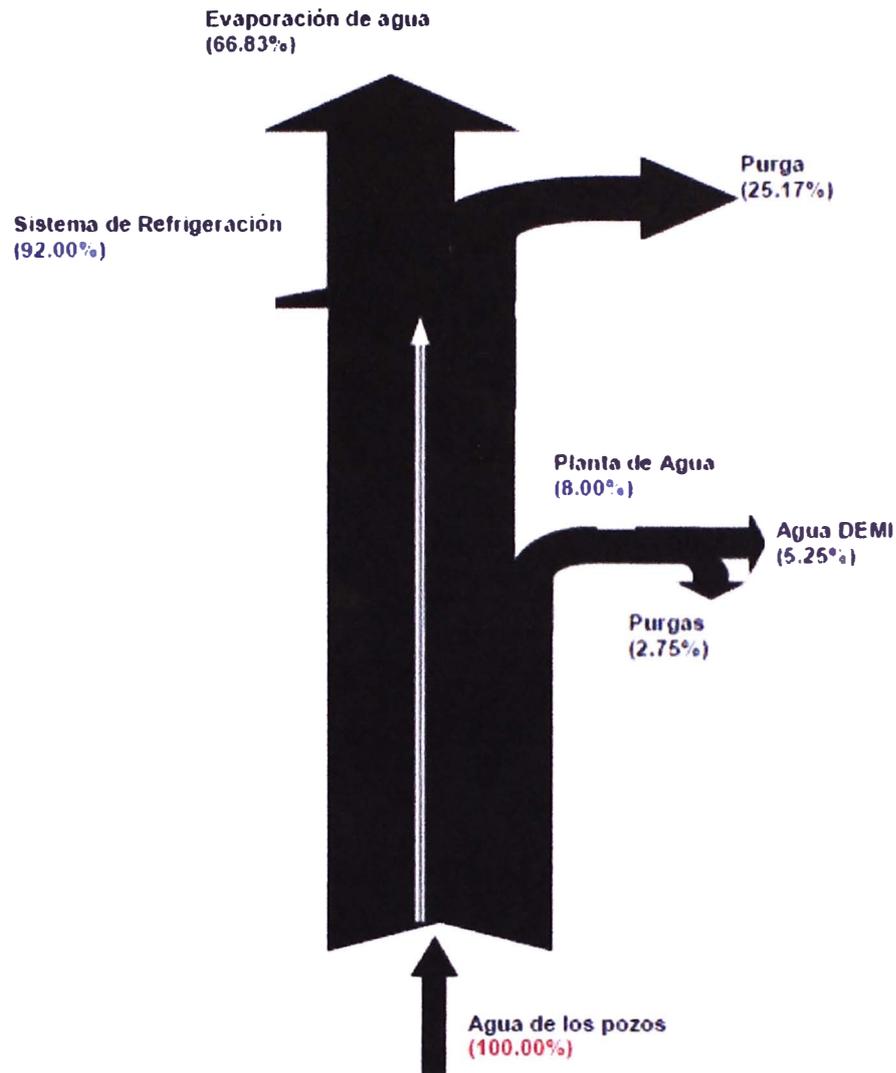


Fig. 2. 20 Balance General de consumo de Agua

b.2. Refrigeración con Aire: Es el sistema menos común, por lo costoso de su instalación y mantenimiento. Se utiliza en zonas áridas donde el acceso al agua es muy restringido, por ejemplo las centrales de ciclo combinado de Kallpa y Enersur ubicadas al sur de Lima en la ciudad de Chilca.

Este sistema es denominado ACC por sus ciclos en inglés (**Air Cooling Condenser**) El Aerocondensador (ACC) está comprendido por paneles de tubos aletados agrupados juntos en módulos y montados en un Marco con configuración en "A" y "V" en una estructura de soporte de acero.

Se emplea un proceso de condensación dos etapas, presión simple para llevar a cabo una condensación eficiente y confiable. En este proceso, el vapor es primeramente guiado de la turbina de vapor al aerocondensador en donde entra en flujo paralelo a los paneles de tubos aletados por la parte superior. El vapor es solamente parcialmente condensado en los módulos de flujo paralelo. El vapor restante es guiado a través de los cabezales inferiores en contraflujo a los paneles de tubos aletados. Aquí el vapor entra de

la parte inferior y se eleva en los tubos aletados a un punto en donde se completa la condensación.

Los no-condensables son llevados arriba de este punto por el equipo de evacuación. El condensado drena por gravedad al tanque de condensados y entonces es bombeado de regreso al sistema de alimentación de agua.

En la figura 2.21 se muestra la imagen de un aerocondensador tipo.



Fig. 2. 21 Vista de un Aerocondensador

2.3.6 Pruebas de Potencia Efectiva y Eficiencia del Ciclo Combinado

Para el presente informe se consideran las pruebas realizadas en la central termoeléctrica de Ventanilla en operación a medio ciclo combinado, TG-3 CC, como se muestran a continuación.

Nótese en este caso que la potencia que se obtiene de la turbina a vapor se consigue de la producción de vapor solo del HRSG de la TG-3 de la CT Ventanilla.

El objetivo de esta prueba es obtener los valores de la potencia efectiva y el rendimiento a plena carga y cargas parciales de la configuración TG-3 operando a medio ciclo combinado con gas natural ; los valores correspondientes a las condiciones de ensayo para llevarlos a condiciones de potencia efectiva que debe estar referida a una condición promedio de una data histórica de 20 años; sin embargo en este caso, la estación más cercana que dispone SENAMHI sólo tiene registros del periodo 1995 – 2003 y 2005 – 2006.

a. Prueba de Potencia Efectiva

La Potencia Efectiva en este caso será la suma de las potencias efectivas de la turbina a gas TG-3 y la turbina a vapor. De la data histórica antes mencionada y descartando la data correspondiente a los años 1997 y 1998 por el Fenómeno del Niño que se presentó en dichos años, se ha establecido la siguiente condición de potencia efectiva.

TABLA N° 2. 9 Condiciones de prueba de potencia efectiva

| | |
|------------------|----------|
| Temperatura | 22,51 °C |
| Humedad relativa | 79,75 % |

En cuanto a los rendimientos, ésta se ha determinado a partir de las mediciones de potencia eléctrica (kW) de la turbina a gas más la turbina a vapor (TG-3 + TV) y consumo de combustible de la TG-3 (gas natural). Para determinar la eficiencia (%) y el consumo específico de calor o Heat Rate se ha considerado el poder calorífico bajo (LHV), obtenido de los resultados proporcionados por CALIDDA, y que se muestra a continuación.

TABLA N° 2. 10 Poder calorífico del gas natural

| | | |
|-----------------------------|------------|-----------|
| Poder Calorífico Neto - HHV | Btu/MPCstd | 1 081 330 |
| Poder Calorífico Neto - LHV | Btu/MPCstd | 976 245 |

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores, se han efectuado los cálculos correspondientes y se han obtenido los resultados que se muestran en la tabla N°2.11

TABLA N° 2. 11 Resultados de Potencia Efectiva

| POTENCIA DE ENSAYO (*) (MW) | POTENCIA A CONDICIONES ISO (MW) | POTENCIA EFECTIVA (MW) | POTENCIA AUXILIARES (kW) |
|--------------------------------|------------------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| 226. 1 | 231. 95 | 225.11 | 6 611 |

(*) Estos ensayos se efectuaron en el periodo comprendido entre las 17:30 y 22:30 hrs. del día 24.09.09

b. Prueba de Rendimiento

- **Consumo específico de combustible**

Se define como consumo específico de combustible a la relación entre el consumo horario de combustible y la potencia generada por el grupo TG-3 + TV; en este caso como se trata de un combustible gaseoso se expresa en MPC/kWh o MMC/kWh; este concepto es similar al consumo específico de calor medido en BTU/kWh ó KJ/kWh.

- **Rendimiento**

El rendimiento es un concepto inverso al consumo específico de combustible, cuando se trata de combustibles gaseosos, se expresa normalmente en kWh/MMC ó kWh/MPC.

- **Eficiencia**

Este es un concepto similar al anterior, toda vez que viene a ser la relación entre la

energía útil (kWh) y la energía consumida por el grupo expresada también en kWh equivalentes. Este parámetro es adimensional y se expresa normalmente en porcentaje.

En la tabla N° 2.12 se muestran los resultados de la prueba de rendimiento

TABLA N° 2. 12 Resultados de la Prueba de Rendimiento C.C.

| Carga | % | 25% | 50% | 75% | 100% |
|-----------------------------------|---------------|--------|--------|----------|---------|
| Potencia | MW | 56. 2 | 112. 5 | 168. 8 | 225.1 |
| Consumo de combustible | MPCS/h | 468.67 | 783.8 | 1 099.51 | 1 415.2 |
| Consumo específico de calor - LHV | MMBTU/ MWh | 8. 120 | 6. 798 | 6. 357 | 6.137 |
| Rendimiento | kWh/ MPCS | 120.39 | 143.65 | 153.55 | 159.06 |
| Eficiencia térmica – LHV | % | 42.21 | 50.20 | 53.68 | 55.6 |

Como se había anticipado las centrales a gas de Ciclo Combinado incrementan su eficiencia hasta valores entre 53% y 55.6% considerando el nivel inferior de su poder calorífico (LHV) dando de esta manera un mayor aprovechamiento a la energía del gas natural.

2.4 Conversión de Ciclo Simple a Ciclo Combinado

Para llevar a cabo esta conversión se debe tener en cuenta en primer lugar con que equipamiento se cuenta, realizar las pruebas necesarias de eficiencias de las maquinas existentes para determinar la dimensión del equipamiento que se requerirá.

En la tabla N°2.13 se muestra una lista de los equipos principales que intervienen en los ciclos termodinámicos de este proyecto.

2.4.1 Descripción del Proyecto

El Proyecto propone la conversión de una Central Termoeléctrica de ciclo simple a ciclo combinado, el cual se basa en la coexistencia de dos ciclos termodinámicos (ciclos de producción de energía mediante gas y vapor) en un mismo sistema, de manera que el calor que genera un ciclo es aprovechado por el otro como fuente térmica. De esta manera, se dará un aprovechamiento más eficiente del gas. Los ciclos de gas operan a temperaturas bastante más altas que los ciclos de vapor. El principio se basa en utilizar los gases de escape a alta temperatura de la turbina a gas para aportar calor a la caldera o generador de vapor, que a su vez alimenta de vapor a la turbina de vapor. La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento obtenido operando en ciclo simple.

TABLA N° 2. 13 Sistemas utilizados para cada ciclo termodinámico

| CICLO BRAYTON | CICLO RANKINE |
|----------------------|----------------------|
| Turbina a gas | Turbina a vapor |
| Atmosfera | Condensador |
| Compresor | Bomba |
| Cámara de combustión | Caldera |

Asimismo, cada turbina mantendrá la capacidad de operar en ciclo simple en caso se requiera. El Proyecto tiene por objetivo incrementar el rendimiento energético de la C.T. que ya se encuentra en operación y proveer energía en forma oportuna para satisfacer las mayores demandas del SEIN, mediante su conversión a ciclo combinado.

El ciclo combinado que se construye actualmente en la C.T. Kallpa permitirá generar una potencia adicional de 280 MW, resultando en una capacidad total final de la C.T. Kallpa de 850 MW.

2.4.2 Equipamiento

Los componentes principales del Proyecto son las calderas recuperadoras de calor y la turbina a vapor. Adicionalmente, el sistema requerirá de elementos auxiliares tales como el sistema de desmineralización de agua, batería de aerocondensadores, sistema de alimentación de agua, sistema de aire comprimido, sistema de protección contra incendios, generador auxiliar diesel, y un sistema integrado de control. En la tabla N°2.14 se muestra un resumen del equipamiento a implementar en el proceso de construcción del ciclo combinado.

TABLA N° 2. 14 listado de equipos para el ciclo combinado

| N° | EQUIPOS |
|-----------|---|
| 1 | Desviador hidráulico (en las chimeneas de ciclo simple) |
| 2 | Elevación de chimeneas del ciclo simple |
| 3 | Calderas recuperadoras de calor (HRSG) |
| 4 | Chimeneas de ciclo combinado |
| 5 | Una turbina - generador a vapor |
| 6 | Aerocondensadores o torres de enfriamiento |
| 7 | Bombas y tanque de condensación |
| 8 | Planta de desmineralización de agua |
| 9 | Transformador del generador |
| 10 | Líneas de transmisión |
| 11 | Generador auxiliar diesel |

2.4.3 Programación del Proyecto

Luego que el cliente y el contratista firman el contrato EPC (*Engineering, Procurement and Construction*) la primera de las acciones que se realiza es enviar la orden de compra para la turbina de vapor, que es el elemento principal con mayor tiempo de entrega 16 meses y que se fabrica a pedido.

Se inician las obras civiles y los estudios de suelos, así como los estudios de ingeniería de detalle. Luego de tener dimensionados en detalle el equipamiento mayor y los equipos auxiliares se envían a fabricación. Una vez en obra los materiales y equipos empieza la construcción y posteriores pruebas.

Paralelamente con estas actividades se mantiene como camino crítico todo lo relacionado con la turbina a vapor, que incluye propiamente sus obras civiles para las bases y estructuras, instalación del conjunto turbina generador, flushing de aceite de lubricación, alineamiento final y pruebas.

En la Fig. 2.22 se listan las actividades en orden cronológico que se realizan dentro del proyecto de la conversión de una Central de Ciclo Simple a Ciclo Combinado y que representan los hitos a desarrollarse este proyecto, podemos observar que la fecha límite de entrega es el 28 de Julio del 2012, el día programado para su inauguración.

El cronograma completo de actividades incluyendo fechas y plazos se muestra en el ANEXO A.

En el ANEXO B se muestra un plano con la vista de planta de la central de ciclo combinado de Kallpa, este plano hace referencia a la ubicación de todas las instalaciones y equipamiento que pertenecen al proyecto, tanto las existentes como las que resulten del proceso de construcción.

2.4.4 Operación Comercial

En las semanas previas el proyecto se encontrará en la etapa de comisionamiento y pruebas, luego la turbina a vapor pasará a operar en una etapa de giro lento a través de un ingreso de vapor inicial, se llevara a cabo las coordinaciones necesarias con el COES para indisponer las turbinas a gas por el tiempo que requieran las pruebas necesarias para la puesta a punto, así como una primera sincronización al sistema con valores variables y limitados de carga y energía.

Luego de realizar el conjunto de actividades que se han descrito anteriormente la planta a vapor quedaría lista para su operación comercial. La operación comercial es un término que utiliza para formalizar el ingreso de la turbina a vapor y el generador eléctrico en sincronismo con el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, y a partir de allí encontrarse en capacidad de entregar energía al sistema y así cumplir con sus compromisos económicos y operativos.

Para este proyecto se ha estimado que la operación comercial de la turbina a vapor sea en el mes de septiembre del año 2012.

| PROJECT MILESTONE | | 1034 | 2009-09-29 A | 2012-07-28 |
|--------------------|--|------|--------------|-------------|
| Critical Milestone | | 1034 | 2009-09-29 A | 2012-07-28 |
| M101100S | Limited Notice to Commence | 0 | 2009-09-29 A | |
| M101110S | Notice to Commence | 0 | 2009-11-27 A | |
| M101120S | HRSG Area Excavation (U/G Duct Bank) | 0 | 2010-05-17 | |
| M101130S | HRSG Excavation | 0 | 2010-05-31 | |
| M101140S | STG Pedestal Excavation | 0 | 2010-07-26 | |
| M101150S | HRSG Foundation | 0 | 2010-08-02 | |
| M101160F | Completion of SWGB Foundation | 0 | | 2010-08-18 |
| M101170S | ACC Excavation | 0 | 2010-10-15 | |
| M101180F | Completion of HRSG Foundation | 0 | | 2010-12-01 |
| M101190S | HRSG Casing Erection | 0 | 2011-01-03 | |
| M101200F | Completion of STG Pedestal | 0 | | 2011-02-05 |
| M101210S | STG Install (LP Outer Casing) | 0 | 2011-04-04 | |
| M101230S | Back Feed Power Receiving | 0 | 2011-10-13 | |
| M101220F | Completion of HRSG3 Hydro Test | 0 | | 2011-11-05 |
| M101250F | Completion of HRSG1 Hydro Test | 0 | | 2011-11-23 |
| M101240S | HRSG3 Chemical Cleaning Start | 0 | 2011-11-25 | |
| M101260F | Complete Restoration of ST Lube Oil System | 0 | | 2011-12-06 |
| M101270F | Completion of HRSG2 Hydro Test | 0 | | 2011-12-27 |
| M101280S | First Hot Gas to HRSG | 0 | 2012-01-09 | |
| M101290F | Completion of HRSG Chemical Cleaning | 0 | | 2012-01-21 |
| M101300F | Completion of DCS Commissioning | 0 | | 2012-03-29 |
| M101310F | Completion of HRSG & Critical Pipe Steam Blowing | 0 | | 2012-03-29 |
| M101320S | Turbine Roll | 0 | 2012-03-30 | |
| M101330S | Synchronizing | 0 | 2012-04-30 | |
| M101340F | Completion of Demonstration Test | 0 | | 2012-07-08 |
| M101350F | Taking Over Date | 0 | | 2012-07-28' |

Fig. 2. 22 Hitos del Proyecto

CAPITULO III

ANALISIS OPERATIVO DE UNA CENTRAL TERMoeLECTRICA EN CICLO SIMPLE Y CICLO COMBINADO

Para el presente análisis se utilizan los datos operativos de la central termoeléctrica de ciclo simple de Kallpa Generación la cual cuenta con tres turbinas a gas cuya capacidad total de generación es de 565 MW.

Al mismo tiempo se utilizan los datos operativos obtenidos por el COES en su análisis del Programa de Mediano Plazo de la operación del Sistema Interconectado Nacional. Estos datos incluyen la operación del ciclo combinado de Kallpa considerando la turbina a vapor de 280MW adicionales que iniciara su operación comercial en septiembre del 2012.

3.1 Operación y Costos con Generación en Ciclo Simple

Se analiza la operación de la CT Kallpa en condiciones donde exista mayor demanda, se mostrara el despacho de unidades de generación programado para todo un día operativo durante un periodo estacional de estiaje donde existe menor disponibilidad de despacho hidráulico. Los costos variables de las unidades declarados por las compañías se muestran a continuación.

3.1.1 Despacho Económico

Para un día operativo en periodo de estiaje normalmente a mediados de año, en la tabla N°3.1 se muestra el resultado de la simulación la programación de corto plazo el siguiente cuadro, donde figura el despacho para la central de Kallpa Generación, se muestra además los costos marginales idealizados calculados por el programa.

El Despacho de Operación se realiza con el Modelo NCP, utilizado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) el cual determina la operación hidrotérmica de mínimo costo de operación, con las restricciones de transmisión en etapas horarias que se presentan en particular en nuestro sistema interconectado, sobre todo en el Sistema Interconectado Norte que es de tipo radial y cuyas líneas se encuentran en su máxima capacidad en la etapa de Máxima demanda, situación que en ocasiones obliga a operar con restricciones de carga y a importar energía de Ecuador a través de la Sub Estación Machala.

El Despacho de Operación requiere los datos de demanda, mantenimientos, hidrología, costos variables, combustibles y restricciones operativas adicionales.

TABLA N° 3. 1 Despacho económico de la CT. Kallpa

| Martes | KALLPA GENERACION | | | SALIDAS NCP | | COSTOS MARGINALES | | | RESERVA | | | DEMANDA POR AREAS | | |
|--------|-------------------|------------|------------|-------------|--------|------------------------|------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------------|----------------------|-------------------|---------------|-------------|
| | KALLPA TG1 | KALLPA TG2 | KALLPA TG3 | Demanda NCP | Oferta | Cmg SEIN NCP(US\$/MWh) | Cmg Santa Rosa NCP(US\$/MWh) | Nivel de Demanda | Reserva MAPcoes | Reserva Primaria Estacional | Reserva Fria Termica | Demanda Centro | Demanda Norte | Demanda Sur |
| 0:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3572 | 3787 | 97,22 | 33,06 | MIN | 86 | 39 | 801,9 | 2259 | 595 | 730 |
| 1:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3458 | 3671 | 97,45 | 32,75 | MIN | 86 | 39 | 831,9 | 2174 | 573 | 722 |
| 1:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3407 | 3620 | 86,92 | 17,45 | MIN | 86 | 39 | 861,9 | 2125 | 579 | 713 |
| 2:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3311 | 3522 | 87,21 | 16,24 | MIN | 86 | 39 | 861,9 | 2046 | 574 | 701 |
| 2:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3291 | 3501 | 83,98 | 17,04 | MIN | 86 | 39 | 864,9 | 2047 | 551 | 700 |
| 3:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3246 | 3454 | 84,66 | 16,61 | MIN | 86 | 39 | 864,9 | 2000 | 554 | 693 |
| 3:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3274 | 3484 | 84,02 | 16,52 | MIN | 87 | 39 | 868,2 | 2030 | 565 | 686 |
| 4:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3299 | 3509 | 88 | 16,81 | MIN | 87 | 39 | 865,2 | 2033 | 579 | 697 |
| 4:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3277 | 3486 | 62,66 | 16,24 | MIN | 87 | 39 | 904,6 | 2028 | 546 | 713 |
| 5:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3343 | 3554 | 86,03 | 16,66 | MIN | 87 | 39 | 904,6 | 2071 | 563 | 722 |
| 5:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3414 | 3627 | 92,39 | 17,93 | MIN | 87 | 39 | 894,6 | 2098 | 599 | 734 |
| 6:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3513 | 3727 | 87,35 | 17,45 | MIN | 87 | 39 | 834,6 | 2218 | 593 | 725 |
| 6:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3651 | 3869 | 94,98 | 33,09 | MIN | 87 | 39 | 834,6 | 2345 | 599 | 743 |
| 7:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3757 | 3977 | 95,07 | 33,15 | MIN | 87 | 39 | 834,6 | 2454 | 602 | 747 |
| 7:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3820 | 4044 | 95,18 | 33,14 | MIN | 87 | 39 | 834,6 | 2498 | 623 | 749 |
| 8:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3865 | 4091 | 92,53 | 33,13 | MED | 87 | 39 | 837,9 | 2577 | 580 | 751 |
| 8:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4048 | 4285 | 92,19 | 35,3 | MED | 87 | 39 | 837,9 | 2743 | 602 | 747 |
| 9:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4114 | 4354 | 90,3 | 35,33 | MED | 87 | 39 | 837,9 | 2801 | 618 | 741 |
| 9:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4188 | 4432 | 93,05 | 35,35 | MED | 86 | 39 | 834,6 | 2824 | 656 | 756 |
| 10:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4219 | 4466 | 100,4 | 45,36 | MED | 86 | 39 | 838,3 | 2858 | 646 | 766 |
| 10:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4240 | 4486 | 83,93 | 34,88 | MED | 87 | 80 | 838,3 | 2858 | 670 | 761 |
| 11:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4285 | 4534 | 83,68 | 35,35 | MED | 87 | 80 | 838,3 | 2901 | 670 | 760 |
| 11:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4358 | 4609 | 190,7 | 181 | MED | 87 | 80 | 834,6 | 2959 | 681 | 775 |
| 12:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4349 | 4600 | 105,1 | 63,18 | MED | 87 | 80 | 834,6 | 2955 | 681 | 770 |
| 12:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4267 | 4510 | 85,04 | 33,14 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2869 | 687 | 761 |
| 13:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4228 | 4469 | 82,16 | 33,14 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2866 | 659 | 752 |
| 13:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4166 | 4405 | 82,39 | 32,72 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2802 | 650 | 757 |
| 14:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4222 | 4464 | 82,2 | 33,14 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2851 | 654 | 759 |
| 14:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4293 | 4538 | 82,42 | 33,54 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2909 | 667 | 762 |
| 15:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4273 | 4517 | 82,95 | 33,14 | MED | 87 | 80 | 728,9 | 2901 | 645 | 771 |
| 15:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4261 | 4503 | 83,48 | 32,75 | MED | 86 | 80 | 711,8 | 2868 | 658 | 776 |
| 16:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4330 | 4575 | 83,81 | 33,52 | MED | 86 | 80 | 711,8 | 2923 | 659 | 786 |
| 16:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4306 | 4548 | 81,41 | 32,74 | MED | 86 | 80 | 711,8 | 2910 | 651 | 777 |
| 17:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4357 | 4601 | 85,94 | 33,5 | MED | 86 | 80 | 708,5 | 2946 | 659 | 796 |
| 17:30 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4311 | 4553 | 93,56 | 33,11 | MED | 86 | 80 | 704,4 | 2892 | 640 | 827 |
| 18:00 | 172,0 | 188,0 | 190,0 | 4327 | 4564 | 96,69 | 32,78 | MAX | 86 | 80 | 637,2 | 2835 | 654 | 871 |
| 18:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4490 | 4734 | 103,8 | 33,19 | MAX | 87 | 80 | 637,2 | 2925 | 704 | 885 |

| Martes | KALLPA GENERACION | | | SALIDAS NCP | | COSTOS MARGINALES | | | RESERVA | | | DEMANDA POR AREAS | | |
|------------|-------------------|-------------|-------------|-------------|--------|------------------------|------------------------------|------------------|-----------------|-----------------------------|----------------------|-------------------|---------------|-------------|
| | KALLPA TG1 | KALLPA TG2 | KALLPA TG3 | Demanda NCP | Oferta | Cmg SEIN NCP(US\$/MWh) | Cmg Santa Rosa NCP(US\$/MWh) | Nivel de Demanda | Reserva MAPcoes | Reserva Primaria Estacional | Reserva Fria Termica | Demanda Centro | Demanda Norte | Demanda Sur |
| 19:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4520 | 4737 | 103,1 | 33,45 | MAX | 87 | 80 | 637,2 | 2891 | 749 | 880 |
| 19:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4469 | 4684 | 99,46 | 33,12 | MAX | 87 | 80 | 641,3 | 2863 | 743 | 866 |
| 20:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4435 | 4649 | 102,9 | 33,08 | MAX | 87 | 80 | 637,2 | 2835 | 734 | 864 |
| 20:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4398 | 4610 | 101,4 | 33,08 | MAX | 87 | 80 | 637,2 | 2800 | 731 | 854 |
| 21:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4351 | 4563 | 98,01 | 32,67 | MAX | 87 | 80 | 637,2 | 2767 | 722 | 848 |
| 21:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4342 | 4556 | 103,3 | 33,49 | MAX | 87 | 80 | 641,3 | 2786 | 742 | 819 |
| 22:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4285 | 4528 | 99,85 | 32,67 | MAX | 87 | 80 | 641,3 | 2791 | 723 | 799 |
| 22:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 4163 | 4400 | 102,5 | 33,08 | MAX | 87 | 39 | 637,2 | 2710 | 709 | 770 |
| 23:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3928 | 4156 | 102,5 | 33,5 | MIN | 87 | 39 | 834,3 | 2548 | 654 | 743 |
| 23:30 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3836 | 4060 | 103,3 | 33,08 | MIN | 87 | 39 | 834,3 | 2472 | 630 | 752 |
| 0:00 | 172,0 | 190,0 | 191,0 | 3697 | 3915 | 103,8 | 32,88 | MIN | 87 | 39 | 834,3 | 2359 | 604 | 742 |
| MWh | 4128 | 4540 | 4574 | | | | | | | | | | | |

3.1.2 Costos de Operación del Sistema

El despacho programado para este día operativo genera un costo total de generación de S/. 3 682 753.97.

Lo cual representa los costos totales, según la declaración de costos variables en que incurren los generadores por despachar energía según el programa enviado por el COES.

3.1.3 Declaración de Costos Variables

Los costos variables de las maquinas térmicas son declarados por las empresas generadoras cada año y forman parte de un procedimiento técnico dirigido por el COES.

Estas maquinas están disponibles para despachar energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) estos costos se muestran en la tabla N° 3.2 e incluye la eficiencia térmica, otra variable importante al momento de despachar las unidades. Esta última variable resulta importante en casos cuando se necesite operar el sistema a máxima eficiencia del gas natural ya sea por restricciones o por problemas en el suministro de combustible. El costo variable de las maquinas que pertenecen al sistema interconectado están compuesto por dos tipos de costos, el costo variable Combustible (CVC) y el costo variable no combustible (CVNC) que se refiere a costos básicamente de operación y mantenimiento. Estos costos varían por la tecnología que utilicen como por temas comerciales que define cada empresa generadora de energía.

TABLA N° 3. 2 Costos Variables de la C.C.T.T.

| EMPRESA | GRUPO - MODO OPERACION | EFIC. | Pe MW | CV US\$/MWh |
|-------------------|---------------------------------------|------------------|----------|----------------|
| | | TERM. BTU/KWH | | |
| KALLPA GENERACION | KALLPA TG3 - GAS | 10081,367 | 197,84 | 8,43825 |
| KALLPA GENERACION | KALLPA TG2 - GAS | 10153,668 | 193,52 | 8,45463 |
| KALLPA GENERACION | KALLPA TG1 - GAS | 10237,589 | 174,41 | 8,25466 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS | 6762,6609 | 456,03 | 10,32970 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS | 6797,8826 | 225,11 | 10,29753 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 3 & TG 4 - GAS | | | |
| EDEGEL | F.DIRECTO | 7038,1436 | 492,74 | 10,75216 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS | 7045,0661 | 223,20 | 10,61217 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 3 - GAS F.DIRECTO | 7144,6948 | 238,78 | 10,79920 |
| EDEGEL | VENTANILLA CCOMB TG 4 - GAS F.DIRECTO | 7174,600 | 231,82 | 10,87063 |
| ENERSUR | CHILCA1 TG2 - GAS | 9875,9942 | 170,28 | 12,55791 |
| ENERSUR | CHILCA1 TG1 - GAS | 9704,2083 | 171,46 | 13,04752 |
| ENERSUR | CHILCA1 TG3 - GAS | 10282,363 | 194,19 | 13,89965 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 3 - GAS | 9876,7714 | 161,36 | 12,67959 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 4 - GAS | 10112,746 | 156,10 | 12,98074 |
| EDEGEL | STAROSA TG8 GAS | 9879,4584 | 199,83 | 14,71100 |
| EDEGEL | STA ROSA WEST TG7 - GAS | 11194,96 | 109,13 | 14,92025 |
| EDEGEL | STA ROSA WEST TG7 - GAS CON H2O | 11596,146 | 123,91 | 15,32499 |
| EDEGEL | STA ROSA UTI 5 - GAS | 11876,844 | 53,06 | 15,75815 |
| EDEGEL | STA ROSA UTI 6 - GAS | 12763,953 | 52,00 | 16,83857 |
| EGASA | PISCO TG2 GAS | 12244,05 | 34,49 | 19,99642 |
| EGASA | PISCO TG1 GAS | 12313,314 | 34,40 | 20,03175 |
| EGESUR | INDEPENDENCIA GAS | 8802,1894 | 22,93 | 20,94113 |
| SDF ENERGIA | OQUENDO TG1 - GAS | 10169,206 | 29,38 | 23,78472 |
| EGENOR | LFLORES TG1 GAS | 10083,629 | 198,44 | 25,69377 |
| TERMOSELVA | AGUAYTIA TG 1 - GAS | 11250,654 | 88,44 | 18,57212 |
| TERMOSELVA | AGUAYTIA TG 2 - GAS | 11345,23 | 86,96 | 18,80464 |
| ENERSUR | ILO2 TV1 - CARB | 8495,5268 | 141,87 | 36,76347 |
| EEPSA | MALACAS2 TG 4 - GAS | 12415,944 | 90,33 | 52,23148 |
| EEPSA | MALACAS2 TG 4 - GAS CON H2O | 13284,177 | 102,74 | 44,75779 |
| EGASA | MOLLENDO 123 - R500 | 8006,9506 | 29,90 | 80,50547 |
| ELECTROPERU | TUMBES - R6 | 7743,8595 | 16,35 | 97,48229 |
| EGASA | CHILINA SULZ 12 - R500 D2 | 8678,813 | 10,28 | 93,63938 |
| EEPSA | MALACAS TG 2 - GAS | 15810,706 | 15,04 | 88,50331 |
| ENERSUR | ILO1 TV1 - R500 | 0 | 0,00 | 110,95613 |
| ENERSUR | ILO1 TV3 - R500 | 9666,42 | 67,64 | 117,41041 |
| EEPSA | MALACAS TG 1 - GAS | 17630,892 | 13,14 | 97,59055 |
| ENERSUR | ILO1 TV4 - R500 | 10201,62 | 61,43 | 124,28047 |
| ENERSUR | ILO1 TV2 - R500 | 10265,46 | 0,00 | 125,01309 |
| EGENOR | CHICLAYO OESTE - R6 | 10029,552 | 19,58 | 113,70029 |
| SHOUGESA | SAN NICOLAS TV 3 - R500 | 11492,131 | 25,92 | 120,56664 |
| SHOUGESA | SAN NICOLAS TV 2 - R500 | 11818,285 | 17,08 | 123,44274 |
| EGENOR | PIURA 2 - R6 | 10507,027 | 3,06 | 121,31156 |

| EMPRESA | GRUPO - MODO OPERACION | EFIC. | Pe | CV |
|-------------|--------------------------------|------------------|--------|-----------|
| | | TERM. BTU/KWH | MW | US\$/MWh |
| SHOUGESA | SAN NICOLAS TV 1 - R500 | 12018,935 | 18,71 | 124,99413 |
| EGENOR | PIURA 1 - R6 | 10622,439 | 7,69 | 122,09589 |
| ENERSUR | ILO1 CATKATO - D2 | 8183,6665 | 3,28 | 153,17864 |
| SHOUGESA | SAN NICOLAS CUMMINS - D2 | 9003,4356 | 1,24 | 168,65932 |
| EGASA | CHILINA TV3 - R500 | 14873,671 | 9,90 | 154,25250 |
| EGENOR | PIURA 2 - D2 | 8674,2898 | 3,03 | 179,16365 |
| SAN GABAN | BELLAVISTA MAN 1 - D2 | 8973,9561 | 1,76 | 160,08456 |
| ELECTROPERU | TRUJILLO NORTE - D2 | 9005 | 62,13 | 196,08314 |
| EGENOR | PIURA 1 - D2 | 9084,253 | 6,23 | 186,87927 |
| EGENOR | CHICLAYO OESTE - D2 | 9307,5382 | 18,11 | 190,91106 |
| EGASA | CHILINA TV2 - R500 | 16244,516 | 6,20 | 167,70641 |
| SAN GABAN | TAPARACHI - D2 | 9699,2512 | 4,32 | 170,00518 |
| EDEGEL | STA ROSA WEST TG7 - D2 | 10322,89 | 112,00 | 157,96361 |
| EDEGEL | STA ROSA WEST TG7 - D2 CON H2O | 10404,753 | 121,33 | 159,92025 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 4 - D2 | 9335,7524 | 154,58 | 149,80665 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 3 - D2 | 9395,768 | 154,70 | 149,30312 |
| ENERSUR | ILO1 TG2 - D2 | 10445,712 | 30,72 | 190,37882 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 4 - D2 CON H2O | 9552,7053 | 160,52 | 153,99234 |
| EDEGEL | VENTANILLA TG 3 - D2 CON H2O | 9587,5184 | 164,14 | 153,06183 |
| SAN GABAN | BELLAVISTA ALCO - D2 | 10950,585 | 1,74 | 194,19414 |
| EDEGEL | STA ROSA UTI 6 - D2 | 11262,14 | 52,54 | 186,14606 |
| EGASA | CICLO COMBINADO - D2 | 11639,719 | 16,70 | 190,03263 |
| ENERSUR | ILO1 TG1 - D2 | 11249,916 | 34,93 | 205,28587 |
| EDEGEL | STA ROSA UTI 5 - D2 | 11549,642 | 51,73 | 175,74305 |
| EGENOR | PIURA TG - R6 | 16555,581 | 17,09 | 192,03858 |
| EGENOR | CHIMBOTE TG3 - D2 | 14511,69 | 19,32 | 296,44680 |
| EGENOR | PIURA TG - D2 | 16357,85 | 16,82 | 337,51707 |

3.2 Operación y Costos con Generación a Ciclo Combinado

Para el análisis de los costos de energía y despacho considerando la operación del ciclo combinado de Kallpa con los 280MW adicionales de su turbina a vapor, se utiliza el programa SDDP (*Stochastic Dual Dynamic Programming*), el cual es multinodal y multiembalse.

El SDDP es un modelo de despacho hidrotérmico estocástico con representación de la red de transmisión para estudios de largo, mediano y corto plazo. El modelo calcula la política de operación de mínimo costo de un sistema hidrotérmico, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- Detalles operativos de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y límites en los caudales turbinados, vertidos, filtrados, etc.)
- Modelo detallado de las centrales térmicas (*unit commitment*, contratos *take or pay*, contratos de combustible, curvas de eficiencia, restricciones de combustible, térmicas multi-combustible, etc.)

- Incertidumbre hidrológica: se pueden utilizar modelos estocásticos de caudales que representan las características del sistema hidrológico.
- Red de transmisión detallada: análisis de flujos de potencia en corriente continua, límites en los flujos de potencia, cálculo de pérdidas, restricciones de seguridad.
- Demanda de energía por bloque y por barras en etapas mensuales y semanales (para estudios de largo y mediano plazo) o etapas horarias (para estudios de corto plazo)

3.2.1 Despacho Económico

Además de calcular la política de operación a mínimo costo, el modelo genera los costos marginales, costos de congestión de la transmisión y valor marginal del agua para cada central hidroeléctrica entre otros.

Ante la deficiencia de generación en el sistema eléctrico, se ha optado por despachar todas las centrales disponibles en el sistema, al margen de que sus costos variables superen el costo de racionamiento de 250 \$/MWh. Para ello, en estos análisis, se ha adoptado como costo de racionamiento 1000 US\$/MWh.

En la tabla N° 3.3 se presenta el despacho de energía para la central de Kallpa programada a mediano plazo para el año 2012 comprendiendo todos los meses del año en mención.

TABLA N° 3.3 Despacho a mediano plazo de C.C.T.T. Kallpa

| Mes | UNIDADES (MWh) | | | |
|--------|----------------|------------|------------|------------|
| | Kallpa CC | Kallpa TG1 | Kallpa TG2 | Kallpa TG3 |
| ene-12 | 0 | 60795* | 139370 | 142490 |
| feb-12 | 0 | 117500 | 58408* | 133290 |
| mar-12 | 0 | 125610 | 139370 | 68963* |
| abr-12 | 0 | 121550 | 76473* | 114860 |
| may-12 | 0 | 124620 | 139370 | 103330 |
| jun-12 | 0 | 102170 | 134870 | 118710 |
| jul-12 | 0 | 112870 | 139370 | 115270 |
| ago-12 | 0 | 119070 | 125850 | 122580 |
| sep-12 | 497090 | 0 | 0 | 0 |
| oct-12 | 513660 | 0 | 0 | 0 |
| nov-12 | 497090 | 0 | 0 | 0 |
| dic-12 | 513660 | 0 | 0 | 0 |

*Generación parcial por mantenimientos programados

3.2.2 Proyección de la Oferta y Demanda

Para la nueva oferta de generación se toma en cuenta el programa de obras de generación elaborado por el ministerio de energía y minas. La demanda se ha pronosticado con el método econométrico ARIMA, cuyos resultados se muestran en las

tablas a continuación. En la fig. 3.1 se observa la evolución de la demanda año 2012.

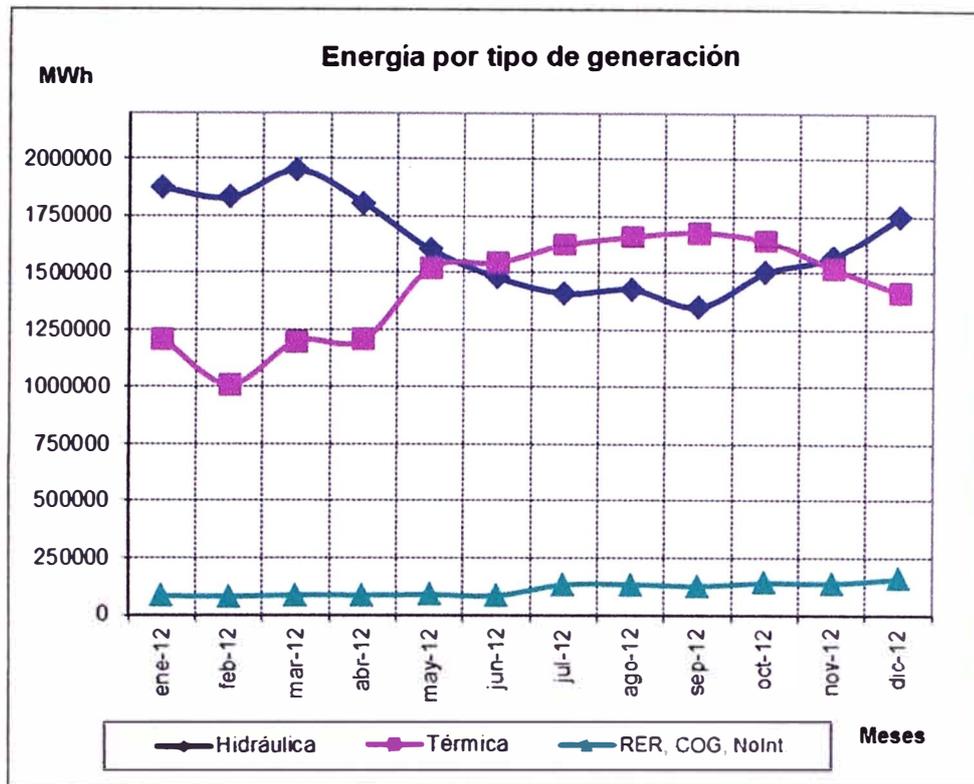


Fig. 3. 1 Energía total programada por tipo de generación

a. Programa de Obras de Generación

Anualmente el COES realiza un plan de obras de generación como parte de sus estudios de tarificación, estos se basan por un lado en la información que entregan las empresas generadoras y agencias de inversión y por otro lado en los criterios de proyección de la demanda y la necesidad de mantener una operación del sistema factible. La relación de proyectos de nuevas unidades de generación que ingresarán al sistema interconectado en el corto y mediano plazo se muestra a continuación en la tabla N° 3.4.

TABLA N° 3. 4 Programa de obras de generación

| FECHA | PROYECTO | MW |
|----------|--|-------|
| Jul-2011 | Central Biomasa Huaycoloro - PETRAMAS. | 4.4 |
| Ago-2011 | C.T. de Generación de Emergencia en Mollendo. | 60 |
| Ago-2011 | C.T. de Generación de Emergencia en Trujillo. | 60 |
| Set-2011 | C.T. Tablazo (Turbina a gas) - SDE Piura | 30 |
| Dic-2011 | Embalse Corani Segunda Etapa (10.5 MMC) - SAN GABÁN. | - |
| Dic-2011 | Embalse Pumamayo (40 MMC) - SAN GABÁN. | - |
| Ene-2012 | C.T. de Generación de Emergencia en Piura. | 80 |
| Ene-2012 | C.T. Planta de Etanol - MAPLE ETANOL | 10 |
| Abr-2012 | C.H. Huasahuasi II - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ. | 8 |
| Abr-2012 | C.H. Machupicchu II-Etapa - EGEMSA | 101.8 |

| FECHA | PROYECTO | MW |
|-----------------|--|--------------|
| May-2012 | Embalse Corani (24.5 MMC) - SAN GABÁN | - |
| May-2012 | C.H. Nueva Imperial - HIDROCAÑETE. | 3.97 |
| Jul-2012 | Central Eólica Talara - ENERGÍA EÓLICA. | 30 |
| Jul-2012 | Central Eólica Cupisnique - ENERGÍA EÓLICA. | 80 |
| Jul-2012 | Central Solar Panamericana - CONSORCIO PANAMERICANA SOLAR 20TS | 20 |
| Jul-2012 | Central Solar Majes - GRUPO T SOLAR GLOBAL | 20 |
| Jul-2012 | Central Solar Repartición - GRUPO T SOLAR GLOBAL | 20 |
| Jul-2012 | Central Solar Tacna - CONSORCIO TACNA SOLAR 20TS | 20 |
| Set-2012 | C.T. Kallpa - TV - Ciclo Combinado - KALLPA. | 292.8 |
| Oct-2012 | C.H. Huasahuasi I - HIDROELÉCTRICA SANTA CRUZ. | 7.8 |
| Oct-2012 | C.H. Shima - Consorcio "Energoret Ingenieros Consultores / Manufacturas Industriales Mendoza". | 5 |
| Dic-2012 | Central Eólica Marcona - CONSORCIO COBRA PERÚ/PERÚ ENERGÍA RENOVABLE. | 32 |
| Dic-2012 | C. H. Yanapampa - Eléctrica Yanapampa. | 4.13 |

b. Demanda por Bloques

La demanda programada para el mediano plazo por bloques horarios se muestra en la tabla N°3.5. Al mismo tiempo el Resumen de Proyecciones de demanda según el modelo Arima (2011-2012) se muestra en la tabla N° 3.6

TABLA N° 3. 5 Demanda por bloques horarios

| Meses | Potencia (MW) | | | | | Horas | | | | | Energía (Gwh) |
|--------|------------------|-----------------|--------|--------|--------|-----------------|-----------------|-------|-------|------|------------------|
| | Punta Máxima | Media Máxima | Punta | Media | Base | Punta Máxima | Media Máxima | Punta | Media | Base | |
| Jun-11 | 4658.1 | 4362.9 | 4434.9 | 4125.7 | 3547.0 | 10.5 | 21 | 139.5 | 279 | 270 | 2868.0 |
| Jul-11 | 4614.7 | 4339.3 | 4390.1 | 4065.0 | 3504.4 | 9.5 | 19 | 145.5 | 291 | 279 | 2925.7 |
| Ago-11 | 4670.4 | 4425.7 | 4456.5 | 4143.9 | 3574.6 | 11 | 22 | 144 | 288 | 279 | 2981.2 |
| Sep-11 | 4722.5 | 4434.6 | 4527.9 | 4199.8 | 3608.7 | 11 | 22 | 139 | 278 | 270 | 2920.8 |
| Oct-11 | 4763.3 | 4500.5 | 4526.4 | 4214.0 | 3653.3 | 10.5 | 21 | 144.5 | 289 | 279 | 3035.7 |
| Nov-11 | 4793.7 | 4553.1 | 4582.7 | 4292.0 | 3715.5 | 10.5 | 21 | 139.5 | 279 | 270 | 2985.9 |
| Dic-11 | 4743.1 | 4570.7 | 4560.1 | 4272.7 | 3709.3 | 10.5 | 21 | 144.5 | 289 | 279 | 3074.4 |
| Ene-12 | 4781.1 | 4763.7 | 4625.7 | 4417.0 | 3796.8 | 11 | 22 | 144 | 288 | 279 | 3154.9 |
| Feb-12 | 4700.4 | 4689.5 | 4533.1 | 4389.9 | 3730.1 | 10.5 | 21 | 134.5 | 269 | 261 | 2912.0 |
| Mar-12 | 4968.5 | 4816.7 | 4731.8 | 4536.6 | 3859.5 | 11 | 22 | 144 | 288 | 279 | 3225.4 |
| Abr-12 | 5018.2 | 4782.4 | 4735.8 | 4441.2 | 3833.1 | 9.5 | 19 | 140.5 | 281 | 270 | 3086.8 |
| May-12 | 5011.5 | 4723.8 | 4778.3 | 4448.1 | 3844.6 | 11 | 22 | 144 | 288 | 279 | 3200.8 |

TABLA N° 3. 6 Proyección de demanda - Arima

| Años | Potencia | | Energía | |
|------|----------|------|---------|------|
| | MW | % | GWh | % |
| 2010 | 4579 | 5.9% | 32426 | 8.8% |
| 2011 | 4917 | 7.4% | 35221 | 8.6% |
| 2012 | 5304 | 7.9% | 38017 | 7.9% |

3.2.3 Costos de operación del sistema

Los costos de operación del sistema en este caso, por tratarse de una programación a mediano plazo, no se obtienen con referencia a un día operativo específico.

Los costos marginales que se muestran a continuación son los calculados a mediano plazo con referencia al promedio mensual.

Se muestran los costos promedios obtenidos para el Sistema Interconectado y en la barra de Santa Rosa 220kV en Lima.

a. Costos marginales del SEIN

El costo marginal de largo plazo (CMLP) es único y corresponde al costo de cubrir un incremento de demanda pudiendo optar por invertir para adaptar el sistema a la nueva demanda, es decir se asocia a un sistema óptimamente adaptado a la demanda, y representa una solución única frente a un conjunto de escenarios de evolución futura. A resultados de este análisis se obtienen los costos marginales para el año 2012. En la tabla N°3.7 se muestran los costos marginales obtenidos en la barra de Santa Rosa 220kV.

TABLA N° 3. 7 Costos Marginales del SEIN

| Meses | Costos Marginales (US\$/MWh) | | | | |
|--------|------------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| | Punta Máxima | Media Máxima | Punta | Media | Base |
| ene-12 | 82.3 | 72.0 | 50.0 | 40.2 | 22.1 |
| feb-12 | 127.9 | 120.7 | 51.9 | 38.2 | 20.3 |
| mar-12 | 222.6 | 133.8 | 95.2 | 38.8 | 20.3 |
| abr-12 | 189.8 | 67.9 | 65.0 | 43.9 | 22.8 |
| may-12 | 212.9 | 99.4 | 107.5 | 89.5 | 71.8 |
| jun-12 | 222.8 | 133.4 | 139.3 | 128.5 | 117.3 |
| jul-12 | 196.1 | 152.2 | 153.8 | 144.3 | 131.1 |
| ago-12 | 221.5 | 182.9 | 185.2 | 179.7 | 155.3 |
| sep-12 | 219.2 | 183.9 | 186.3 | 182.2 | 154.5 |
| oct-12 | 161.2 | 99.2 | 89.2 | 83.1 | 74.1 |
| nov-12 | 309.9 | 109.5 | 99.0 | 84.1 | 61.5 |
| dic-12 | 100.3 | 51.0 | 42.9 | 35.8 | 28.4 |

b. Costos marginales en la barra de Santa Rosa 220kV

En la tabla N° 3.8 se muestran los costos marginales calculados a mediano plazo en la barra de referencia Sta Rosa 220kV

TABLA N° 3. 8 Costos Marginales en la barra de Sta. Rosa 220kV

| Meses | Costos Marginales (US\$/MWh) | | | | |
|--------|------------------------------|-----------------|--------------|--------------|--------------|
| | Punta Máxima | Media Máxima | Punta | Media | Base |
| ene-12 | 78.0 | 69.7 | 46.1 | 37.3 | 19.5 |
| feb-12 | 122.2 | 117.4 | 48.4 | 36.0 | 18.5 |
| mar-12 | 213.0 | 129.4 | 89.5 | 35.9 | 17.5 |
| abr-12 | 185.0 | 65.4 | 61.8 | 41.6 | 21.0 |
| may-12 | 206.4 | 96.7 | 102.9 | 87.3 | 68.7 |
| jun-12 | 216.6 | 129.7 | 133.9 | 125.3 | 113.7 |
| jul-12 | 192.8 | 149.6 | 149.9 | 142.1 | 127.7 |
| ago-12 | 217.3 | 180.5 | 181.4 | 178.1 | 151.6 |
| sep-12 | 213.9 | 181.0 | 182.9 | 179.8 | 149.5 |
| oct-12 | 150.7 | 96.6 | 86.2 | 80.7 | 69.5 |
| nov-12 | 213.1 | 107.1 | 96.1 | 82.1 | 57.1 |
| dic-12 | 96.7 | 48.4 | 40.3 | 33.7 | 24.1 |

Se observa claramente la disminución de los costos marginales entre los meses de septiembre y octubre, la variación está en el orden del 26.4% y 52% en los bloques horarios de Punta Máxima y Punta - Base respectivamente con referencia a los costos marginales del SEIN.

De manera similar en el cuadro correspondiente a los costos marginales en la barra de Santa Rosa 220kV la variación es de 29.5% y 53% en los bloques horarios de Punta Máxima y Punta - Base respectivamente.

En conclusión se observa que la operación comercial la central termoeléctrica con el ciclo combinado de Kallpa Generación, programada para el mes de Septiembre traerá consigo una considerable reducción en los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado, lo que genera al mismo tiempo una operación más económica del sistema y a su vez más eficiente.

CAPITULO IV

EVALUACION ECONOMICA DE LA CONVERSIÓN DE CICLO SIMPLE A CICLO COMBINADO

En el presente capítulo se muestran los diferentes tipos de costos y beneficios que se asocian a proyectos de generación eléctrica, específicamente a centrales de tipo térmico con base a gas natural como recurso energético primario.

Se muestra la factibilidad económica que ofrece un proyecto de esta naturaleza y su opción de conversión de operación de ciclo simple a ciclo combinado, se identificarán los parámetros críticos cuya sensibilidad puede incidir directamente sobre la factibilidad o no del proyecto.

Para realizar la presente evaluación se consideran los parámetros más importantes que influyen tanto en los ingresos como en los gastos de la compañía en las etapas de inversión. Para evaluar la factibilidad económica del proyecto, éste se va a dividir en dos grandes etapas:

- a. Planta termoeléctrica operando a ciclo simple
- b. Planta termoeléctrica operando a ciclo combinado

Dentro de los beneficios se han cuantificado los ingresos por venta de energía y potencia que significan más del 90% del total de ingresos de operación. Para esto se ha considerado el precio promedio de la energía en el mercado SPOT de los últimos 5 años. Por parte de los egresos o costos de operación se encuentran principalmente los costos de combustible (CVC) y los costos de operación y mantenimiento (O&M) o costos variables no combustibles (CVNC) entre los que se consideran las compras de repuestos e insumos para el mantenimiento de las máquinas.

4.1 Inversiones

Para proyectos de centrales termoeléctricas de ciclo combinado la principal inversión está en las instalaciones para la operación de la turbina a vapor que representan el 60% de la inversión total. Siendo el 40% lo que significaría la implementación de una planta en ciclo simple con turbinas a gas. He aquí la importancia de tomar la decisión correcta sobre la viabilidad y rentabilidad económica del proyecto. Se considera como caso base una Central Termoeléctrica de Ciclo Combinado de 275.5 MW la cual constará de una turbina a gas (190 MW) y una turbina de vapor (85.5 MW). Para este caso en la TABLA

N°4.1 se muestran los rubros en los que se hace la inversión y el monto asignado para cada uno, así mismo en la TABLA N°4.2 se muestran algunos datos que se emplean generalmente en un proyecto de ciclo combinado.

TABLA N°4. 1 Rubros de inversión

| Rubro | Monto |
|---|---------------|
| INVERSIÓN | |
| 1. Intangibles | |
| Ingeniería Básica | 0.05 |
| Estudios de Operatividad | 0.20 |
| Ingeniería de Detalle | 0.20 |
| EIA | 0.15 |
| Supervisión de Obra | 1.50 |
| 2. Inversión en Activos Fijos : | |
| Obras civiles y electromecánicas | |
| Obras civiles | 94.40 |
| Equipos y Maquinaria | 141.60 |
| 5. Imprevistos | 10.00 |
| Costos de inversión MM\$ | 248.10 |

TABLA N°4. 2 Datos de inversión Ciclos Combinados

| | | | | |
|-----------------------|---------|-----|-----|-----|
| Turbina a Gas + Vapor | US\$/kW | 900 | 900 | 900 |
| Periodo Construcción | meses | 36 | 36 | 36 |
| Vida Util | años | 25 | 25 | 25 |
| Maquinaria | | 69% | 69% | 69% |
| Depreciación | años | 10 | 10 | 10 |
| Obras Civiles | | 31% | 31% | 31% |
| Depreciación | años | 30 | 30 | 30 |

4.1.1 Ingeniería y Construcción

La construcción de las turbinas de gas y vapor generalmente se encargan a compañías contratistas a través de contratos "llave en mano". Bajo dichos contratos, los constructores suministran el equipo y maquinarias a la vez que ejecutan las obras civiles y electromecánicas necesarias para el proyecto, así mismo otorgan el servicio de diseño, ingeniería, construcción y puesta en marcha de las turbinas.

4.2 Ingresos o beneficios

Los principales ingresos del negocio de generación de energía eléctrica se obtienen a partir de los siguientes conceptos.

4.2.1 Venta de Energía

Se considera como el ingreso principal de la actividad de generación eléctrica la venta

de energía, esta se lleva a cabo a través de contratos privados y por medio de subastas públicas de suministro de energía para las distribuidoras de electricidad para servicio público

Para el presente trabajo se considera un precio de energía al mercado SPOT promedio de los últimos 5 años, teniendo en cuenta que este precio puede ser recalculado dependiendo de la oferta y demanda, la tendencia de este parámetro es regularmente a incrementarse. En la tabla N°4.3 se muestran los precios estimados de la potencia y la energía en el mercado SPOT.

4.2.2 Venta de Potencia

Según los procedimientos regulatorios las empresas cuentan con una remuneración por la potencia instalada disponible para entregar al sistema, lo que se denomina potencia firme o efectiva, este es un monto fijo mensual y tiene unidades kW-mes.

TABLA N° 4. 3 Precios esperados de Energía y Potencia

| UND | PRECIO |
|-------------|--------|
| US\$/MWh | 41.3 |
| US\$/kW-mes | 6.1 |

4.2.3 Otros

En esta sección tenemos algunos ingresos que representan alrededor del 1% de los ingresos totales generados por los dos conceptos anteriores.

- Saldo Resultante SPT
- Saldo Resultante SST
- Ingreso Tarifario Regulado SPT
- Compensación por potencia dejada de generar (Reserva Rotante)
- Retiros sin Contratos (DU 049-2008)
- Mínima Carga y Baja Eficiencia de Combustible
- Energía reactiva y Regulación de Tensión
- Regulación de Tensión en Sistemas Secundarios
- Compensación por Seguridad
- Regulación de Frecuencia

4.3 Egresos o Costos principales

Los principales costos en los que incurre el negocio de la generación eléctrica son los llamados costos fijos y variables, los fijos son los costos que acarrear la inversión y el financiamiento para la ejecución del proyecto, y los variables son aquellos que dependen propiamente de la producción de energía eléctrica, tenemos los costos variables combustibles (CVC) que son los mas importantes, y los costos variables no combustibles

(CVNC) que son los representados por los gastos de operación y mantenimiento de la planta y sus procesos.

4.3.1 Gas Natural

a. Contrato de Suministro de Gas

Se realiza con los productores del gas natural de Camisea por un período acordado por las partes interesadas.

El precio del gas suministrado se fijó en el punto de recepción y se obtendrá de la multiplicación del precio base (pactado en US\$1.00 por millón de BTU - MMBTU) por los factores A y B. El factor A dependerá de la cantidad diaria contractual (CDC), mientras que el factor B, del porcentaje *take or pay*. Dicho precio será reajustado el 1ero. de enero de cada año por el factor de ajuste establecido.

b. Contrato de Transporte de Gas

Celebrado con Transportadora de Gas del Perú (TGP) para el transporte en firme de gas natural del yacimiento de Camisea a la central. Dicho contrato establece un pago fijo mensual y cantidades reservadas diarias de gas a ser transportadas.

Estos contratos garantizan el transporte firme y el servicio interrumpible, los costos definidos para este concepto se muestran en la TABLA N°4.4.

TABLA N°4. 4 Costos del gas natural

| Precios en Términos Reales | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017-2020 |
|-------------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|------------------|
| Suministro Gas Natural (US\$/MMBTU) | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 | 1.5 |
| Transporte Gas Natural (US\$/MMBTU) | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 0.89 | 1.37 |
| Total (US\$/MMBTU) | 2.39 | 2.39 | 2.39 | 2.39 | 2.39 | 2.39 | 2.87 |

4.3.2 Operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento de la planta están asociados a fallas que impidan lograr los estándares previstos, incurrir en costos adicionales, así como la ocurrencia de interrupciones no programadas que puedan restringir la capacidad de generación de flujos de la Empresa.

Para mantener una adecuada confiabilidad de la planta es común firmar contratos de mantenimiento con las compañías proveedoras de las maquinarias, llámense turbinas a gas y vapor. De acuerdo a éstos contratos las compañías se encargan de los mantenimientos de rutina y mantenimientos mayores de la planta.

4.3.3 Otros

Entre otros egresos que se generan de esta actividad económica tenemos los aportes al estado incluyendo al comité de operación económica del sistema, el pago de peajes en los sistemas principales de transmisión entre los más importantes. Estos egresos se están considerando como el 4% de los egresos totales.

4.4 Caso Práctico

Kallpa es una empresa creada para el desarrollo de un proyecto de generación de energía de cuatro etapas, utilizando el gas natural de Camisea como fuente de generación.

El monto invertido en las primeras tres etapas fue de aproximadamente US\$290 millones; mientras que el estimado requerido por el ciclo combinado es de US\$400 millones.

La central está ubicada en el distrito de Chilca (Lima) y se encuentra cerca del ducto de gas de Camisea y de la zona centro, que concentra la mayor demanda de energía en el país (más del 60% de la energía consumida a nivel nacional). Las etapas en las que se divide este proyecto energético se muestran en la TABLA N° 4.4

TABLA N°4. 5 Proyecto C.T. Kallpa

| Etapas | Nombre | Potencia (MW) | Inicio de operación |
|---------------|---------------|----------------------|----------------------------|
| 1 | Kallpa I | 175 | jun-07 |
| 2 | Kallpa II | 194 | jul-09 |
| 3 | Kalpa III | 197 | mar-10 |
| 4 | Kallpa IV | 280 | Sep-12 * |

4.5 Resultados

Los resultados del VAN se obtienen aplicando una tasa de descuento del 10%. Se ha fijado un 10% porque es lo razonable de acuerdo a la tendencia de los tipos de interés y de la inflación en nuestro país. Si hay inestabilidad económica o incluso política, la moneda del país está sometida a frecuentes devaluaciones y no se puede controlar la inflación, entonces tendríamos que elegir una tasa de descuento más alta, es decir se necesita flujos de caja más elevados, reduciendo así la posibilidad que sea rentable poner en marcha nuestro proyecto en el país y en esas condiciones. Para los cálculos del flujo de caja se han tomado en cuenta los parámetros económicos y operativos para la operación de una central de ciclo simple y ciclo combinado respectivamente.

Los cuales se muestran en la TABLA N° 4.6 donde "P" es la potencia de la turbina a gas que se tomara de referencia, en nuestro caso será de 190MW y "n" el número de turbinas a gas que se piensan convertir a ciclo combinado.

Se han realizado flujos de caja para ambos proyectos, considerando el ciclo simple y el ciclo combinado para comparar cual sería la rentabilidad de ambos y discernir sobre cuál es la mejor opción para invertir. Los casos evaluados varían por la cantidad de turbinas a gas que involucra el proyecto, estos tres casos se muestran en la TABLA N°4.7

Los resultados para los casos señalados se muestran en la TABLA N°4.8, 4.9 y 4.10 respectivamente donde se muestran los valores obtenidos para la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN). De los resultados se observa que entre un proyecto de ciclo simple y ciclo combinado existen diferencias importantes en el monto de la inversión en primer lugar y en los flujos anuales. Se obtiene una diferencia de tres puntos porcentuales en la tasa interna de retorno (TIR) siendo más favorable la opción del proyecto de un ciclo combinado, estos valores del TIR se mantienen constantes en los tres casos evaluados. Con relación al los flujos anuales el ciclo combinado genera ingresos mayores al 100% de los generados por el ciclo simple, lo que es compensado por el tamaño de inversión realizada.

TABLA N°4. 6 Parámetros operativos y comerciales

| PARAMETROS | TIPO DE OPERACIÓN | | UND |
|-----------------------------------|-------------------|--------------------|-----------|
| Tipo de central | Ciclo Simple | C. Combinado | |
| Inversión | 500 | 850 | US\$/KW |
| Potencia total (Pt) | $n \cdot P$ | $0.9(n \cdot P/2)$ | MW |
| Costo de inversión (I) | $Pt \cdot 500$ | $Pt \cdot 850$ | MMUS\$ |
| Inversión inicial (C) | $0.5 \cdot I$ | $0.3 \cdot I$ | MMUS\$ |
| Préstamo | I-C | | MMUS\$ |
| Construcción CC | 12-24 | 36 | meses |
| Precio energía SPOT | 41.3 | | \$/MWh |
| Precio capacidad | 6.1 | | \$/kW-mes |
| Factor de planta | 90 | | % |
| CVNC ciclo simple | 4 | 4 | \$/MWh |
| CVC (Estimado) | 2.87 | | \$/MMBTU |
| Eficiencia térmica | 10 | | MMBTU/MWh |
| Impuesto renta | 30 | | % |
| Participación de los trabajadores | 5 | | % |

Para analizar, evaluar y obtener estos resultados se ha utilizado una hoja de Excel donde se incluyen todos los parámetros operativos y comerciales de ambos proyectos, las consideraciones financieras, los plazos y las tasas de interés. Mediante las formulas

correspondientes se calculan los indicadores económicos y financieros mostrados. La evaluación económica de proyectos como estudio en si mismo requiere de una amplia recopilación de información, manejo y análisis de la misma, al mismo tiempo ofrece resultados simples y de fácil interpretación, tales como el valor presente neto.

TABLA N°4. 7 Casos de evaluación

| CASOS | P | n | P total | |
|--------|-----|---|---------|-------|
| | | | CS | CC |
| Caso 1 | | 1 | 190 | 275.5 |
| Caso 2 | 190 | 2 | 380 | 551.0 |
| Caso 3 | | 3 | 570 | 826.5 |

TABLA N°4. 8 Resultados caso 1

| PARAMETROS CASO 1 | TIPO DE OPERACIÓN | | UND |
|------------------------|-------------------|-----------|--------|
| | SIMPLE | COMBINADO | |
| Potencia total (Pt) | 190 | 275.5 | MW |
| Costo de inversión (I) | 95 | 234.2 | MMUS\$ |
| Capital (C) | 47.5 | 70.3 | MMUS\$ |
| Préstamo | 47.5 | 164 | MMUS\$ |
| Financiamiento | 10 | 15 | años |
| Tasa de interés | 7.5 | 6.5 | % |
| Tasa de descuento | 10 | 10 | % |
| TIR | 16.7 | 19 | % |
| VAN | 34 | 76 | MMUS\$ |

TABLA N°4. 9 Resultados caso 2

| PARAMETROS CASO 2 | TIPO DE OPERACIÓN | | UND |
|------------------------|-------------------|-----------|--------|
| | SIMPLE | COMBINADO | |
| Potencia total (Pt) | 380 | 551 | MW |
| Costo de inversión (I) | 190 | 468.4 | MMUS\$ |
| Capital (C) | 95 | 140 | MMUS\$ |
| Préstamo | 95 | 328 | MMUS\$ |
| Financiamiento | 10 | 15 | años |
| Tasa de Interés | 7.5 | 6.5 | % |
| Tasa de descuento | 10 | 10 | % |
| TIR | 16.8 | 19 | % |
| VAN | 69 | 153 | MMUS\$ |

TABLA N°4. 10 Resultados caso 3

| PARAMETROS | TIPO DE OPERACIÓN | | UND |
|------------------------|-------------------|-----------|--------|
| | SIMPLE | COMBINADO | |
| Potencia total (Pt) | 570 | 826.5 | MW |
| Costo de inversión (C) | 285 | 702.5 | MMUS\$ |
| Inversión inicial (I) | 142.5 | 210 | MMUS\$ |
| Préstamo | 142.5 | 492 | MMUS\$ |
| Financiamiento | 10 | 15 | años |
| Tasa de descuento | 10 | 10 | % |
| TIR | 16.8 | 19 | % |
| VAN | 104 | 215 | MMUS\$ |

El valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) son empleados en el presente trabajo, con las limitaciones mencionadas al principio donde intencionalmente se han obviado algunos criterios de análisis como el análisis de la sensibilidad de algunos parámetros económicos.

El TIR y VAN son indicadores que facilitan mucho la toma de decisiones, que para nuestro caso se enfocan en la factibilidad financiera de un proyecto energético. Se han resaltado las ventajas operativas y económicas que tienen los Ciclos Combinados, lo que está originando un crecimiento en las inversiones en estos proyectos.

La tecnología utilizada permite no sólo operar con un óptimo nivel de eficiencia, sino también acceder a otro tipo de beneficios como es la venta de bonos de carbono, lo que significaría un ingreso adicional.

Las políticas planteadas por el gobierno deben garantizar el abastecimiento de gas para el mercado interno y a la vez promuevan la inversión en el sector energético.

CONCLUSIONES

1. En el Capítulo II se muestra mediante pruebas reales de eficiencia y rendimiento que mientras una Turbina a Gas puede alcanzar una eficiencia de 37% una combinación de esta con su respectiva Turbina a Vapor dentro de un sistema de ciclo combinado alcanzan 55% de eficiencia. Debido a la mayor capacidad de generación con la misma cantidad de consumo de gas se concluye que, técnicamente es más conveniente la operación de un Ciclo Combinado frente a un Ciclo Simple. Al mismo tiempo que disminuye la emisión de gases invernadero lo que contribuye también a la conservación del medio ambiente, lo que lo hace más conveniente también en el aspecto ambiental.
2. En el Capítulo III se observa que para los meses siguientes al ingreso de la Central Termoeléctrica a Ciclo Combinado de Kallpa, en medio del periodo de estiaje, los costos marginales se reducen en el orden del 26% y 52% en los bloques horarios de Punta Máxima y Punta - Base respectivamente con referencia a los costos marginales del SEIN. De manera similar los costos marginales en la barra de Santa Rosa 220kV se reducen en 29.5% y 53% en los bloques horarios de Punta Máxima y Punta - Base respectivamente.

En conclusión la operación comercial de una Central Termoeléctrica con el Ciclo Combinado trae consigo una considerable reducción en los costos marginales del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, lo que genera al mismo tiempo una operación más económica del sistema y a su vez más eficiente.
3. Como se observa en el Capítulo IV, por un lado el VPN es positivo, lo cual nos indica, que el proyecto puede dar una tasa de interés mayor a la establecida. La Tasa Interna de Retorno indica que el Proyecto de Ciclo Combinado es capaz de ofrecer una tasa del 19% anual, superior a la TIR del 16.7% que ofrece la inversión de una Central de Ciclo Simple. Dicha tasa se obtendrá siempre y cuando se cumplan las condiciones de tiempo y costo establecidas. Como resultado de las corridas de flujos para los tres casos estudiados, para diferentes capacidades de potencia y por consiguiente distintos montos de inversión, se concluye que la opción de invertir en un proyecto de ciclo combinado es la más rentable a mediano y largo plazo que un proyecto de ciclo simple.
4. Con respecto al Gas Natural, el precio de este combustible es uno de los factores

principales que motivan de las inversiones en Ciclos Combinados. La estructura de costos de generación y el modelo marginalista del mercado eléctrico peruano, indica que el factor decisivo de las inversiones de cara al futuro va a ser la disponibilidad y el costo del combustible, este costo junto a las consideraciones medioambientales relacionadas con las emisiones de gases de efecto invernadero como el CO₂ y su control, van a determinar en el futuro la continuidad ó no de las inversiones masivas en Ciclos Combinados.

5. Por otro lado, la operación de las centrales de Ciclo Combinado también tienen sus puntos débiles, como es el mal comportamiento de la eficiencia a cargas parciales y una posible menor generación en bloque horarios de mínima demanda, esto obligará a replantear la estrategia para el despacho que fijen las empresas y pensar en la conveniencia de diversificar y aprovechar las fuentes de Generación de Energía Hidráulica que existen en el País.

ANEXO A
CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DEL PROYECTO

LEVEL 2 BASELINE SUMMARY SCHEDULE_Rev.A - Data Date as of March 31, 2010

2010.04.15

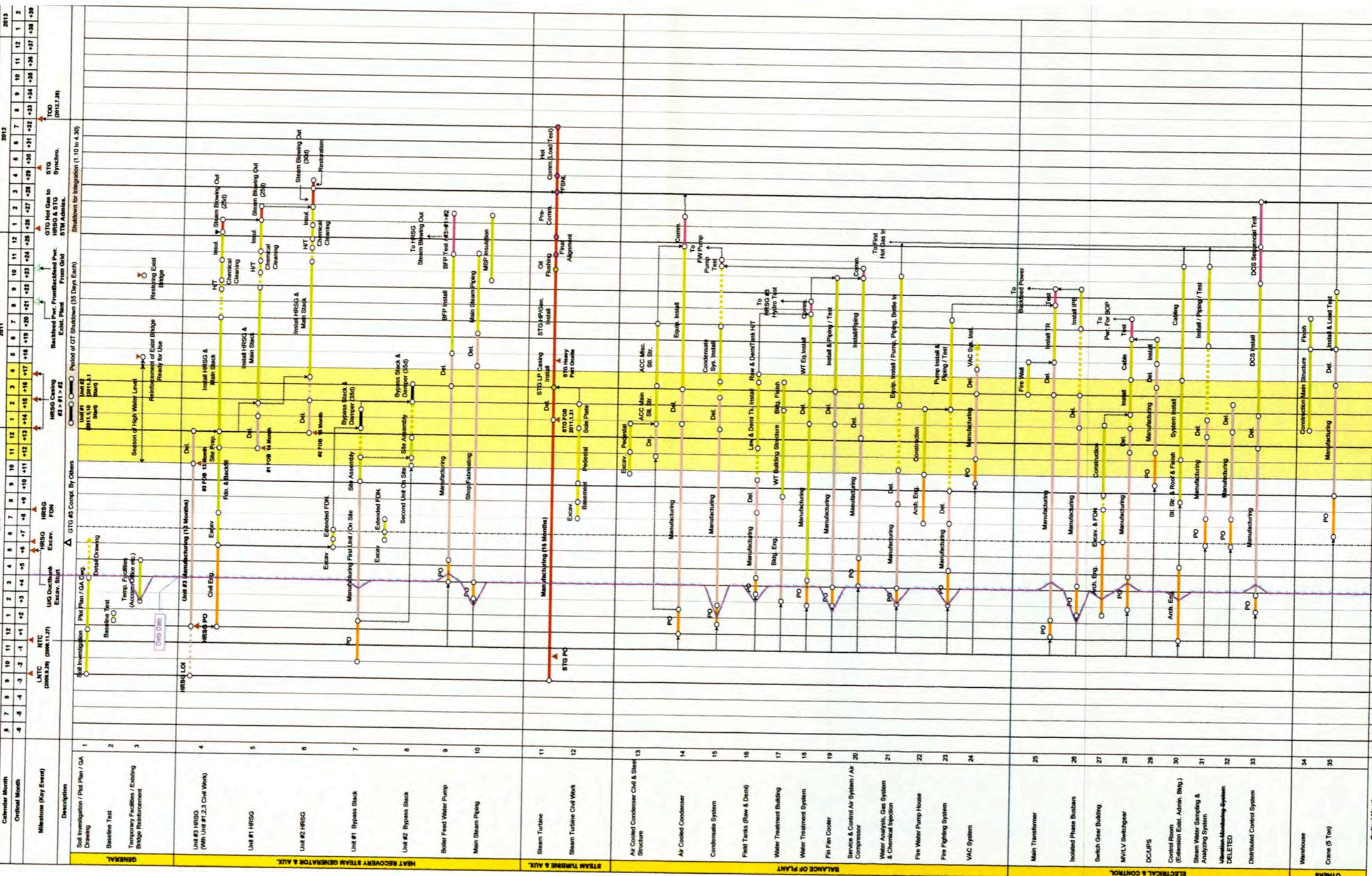
2013

2012

2011

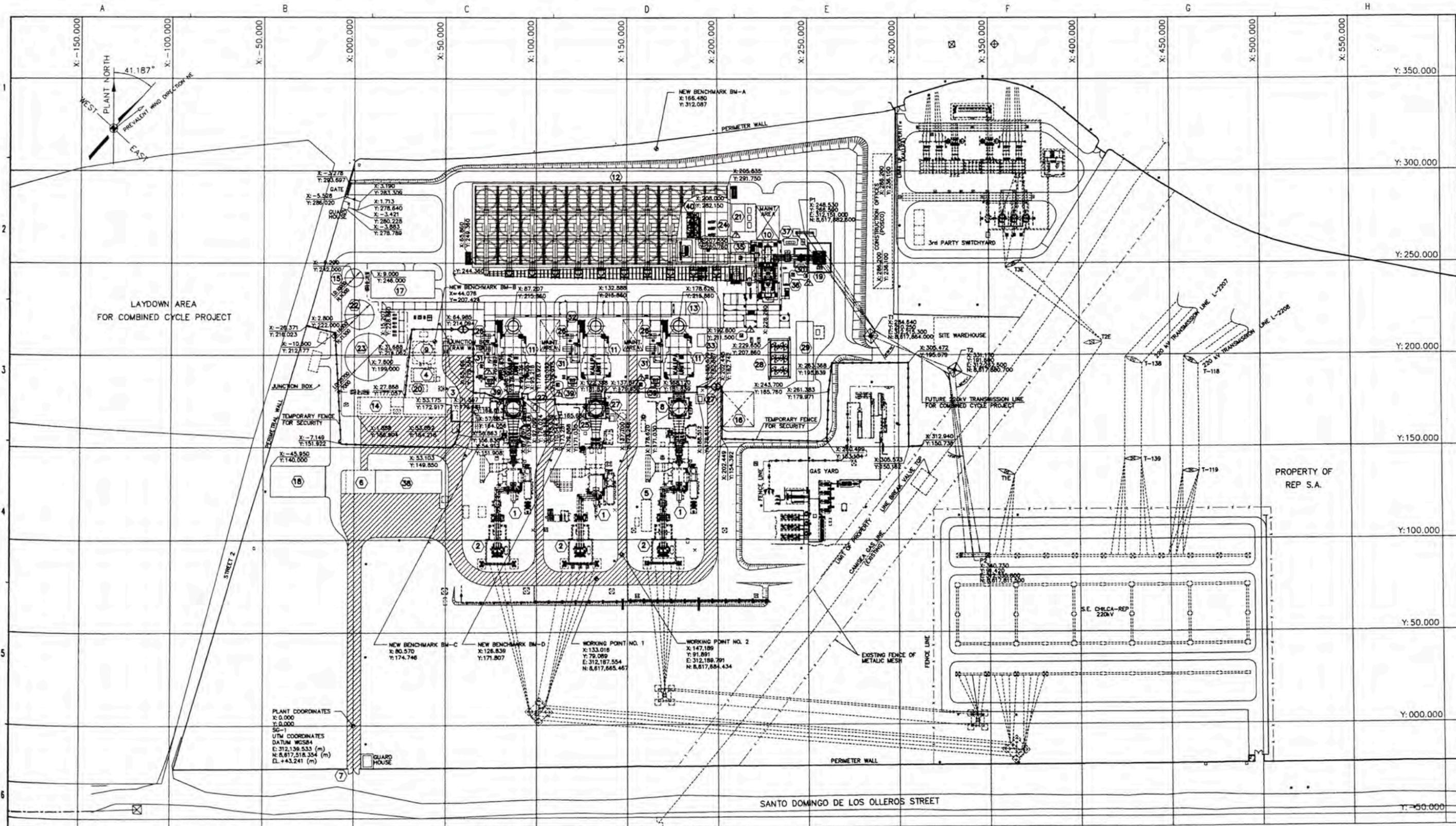
2010

2009



| Year | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|---|------|------|------|------|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Calendar Month | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 1 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ordinal Month | -4 | -3 | -2 | -1 | +1 | +2 | +3 | +4 | +5 | +6 | +7 | +8 | +9 | +10 | +11 | +12 | +13 | +14 | +15 | +16 | +17 | +18 | +19 | +20 | +21 | +22 | +23 | +24 | +25 | +26 | +27 | +28 | +29 | +30 | +31 | +32 | +33 | +34 | +35 | +36 | +37 | +38 | +39 |
| Milestone (Key Events) | LNTC (0008.8.20) (0008.11.27) → HRSG Escav. Start → HRSG Escav. → HRSG FDN → HRSG #3 > #1 > #2 → Backfeed Pwr. Front Backfeed Pwr. From Grid → HRSG & STD Synchro. → GTG Hot Gas to HRSG & STD From Grid → Shutdown for integration (1.10 to 4.30) → TCO (0017.7.20) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Description | Soil Investigation / Plot Plan / GA Drawing Baseline Test Temporary Facilities / Existing Bridge Reinforcement Unit #3 HRSG (With Unit #1,2,3 Civil Work) Unit #1 HRSG Unit #2 HRSG Unit #1 Bypass Stack Unit #2 Bypass Stack Boiler Feed Water Pump Main Steam Piping Steam Turbine Steam Turbine Civil Work Air Cooled Condenser CH&I Steel Structure Air Cooled Condenser Condensate System Field Tanks (Raw & Chem) Water Treatment Building Water Treatment System Fin Fan Cooler Service & Control Air System / Air Compressor Water Analysis, Gas System & Chemical Injection Fire Water Pump House Fire Fighting System VAC System Main Transformer Isolated Phase Busbars Switch Gear Building MV/LV Switchgear DC/UPS Control Room (Extension Exist. Admin. Bldg.) Steam Water Sampling & Analyzing System Utilities Monitoring System DELETED Distributed Control System Warehouse Crane (5 Ton) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Year | 2009: Foundation, Gas Turbine, Insulation, Interconnection, Isolated Phase Bus Duct, Limited Notice to Commence, Motor Control Center, Medium Voltage 2010: Excav., Foundation, Gas Turbine, Insulation, Interconnection, Isolated Phase Bus Duct, Limited Notice to Commence, Motor Control Center, Medium Voltage 2011: PO, Purchase Order, P/T, Performance Test, RFQ, Request for Quotation, STG, Steam Turbine Generator, TK, Tank, TR, Transformer 2012: Engineering, Procurement/Manufacturing/Incl. Delivery, Construction, Commissioning/Test, Critical Path, Gas Turbine Shutdown 2013: Review, Approve | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

ANEXO B
PLANO DE PLANTA CICLO COMBINADO KALLPA



| EQUIPMENT DESCRIPTION | | REMARK | | EQUIPMENT DESCRIPTION | | REMARK | |
|-----------------------|--|--------|----------|-----------------------|---|--------|-----------|
| NO | DESCRIPTION | QTY | REMARK | NO | DESCRIPTION | QTY | REMARK |
| 1 | GAS TURBINE GENERATOR | 3 | EXISTING | 21 | POWER DISTRIBUTION CENTER FOR ACC | 1 | |
| 2 | CTG - GSU TRANSFORMER | 3 | EXISTING | 22 | DEWATER STORAGE TANK(2000m ³) & PUMPS | 1 | |
| 3 | DEMI WATER TANK | 1 | EXISTING | 23 | RAW WATER TANK(3000m ³) & PUMPS | 1 | |
| 4 | FIRE WATER PUMP BUILDING | 1 | EXISTING | 24 | CONDENSATE PUMPS | 3 | |
| 5 | POWER DISTRIBUTION CENTER (PDC) | 1 | EXISTING | 25 | UNIT L II BYPASS STACK | 2 | |
| 6 | ADMIN BLDG, WAREHOUSE & WORKSHOP | 1 | EXISTING | 26 | BOILER FEED WATER PUMPS | 6 | |
| 7 | SITE ENTRANCE | 1 | EXISTING | 27 | CEMS | 3 | BY KALLPA |
| 8 | UNIT III BYPASS STACK | 1 | EXISTING | 28 | COW FIN FAN COOLER | 1 | |
| 9 | RAW WATER TANK | 1 | EXISTING | 29 | SWITCHGEAR BUILDING | 1 | |
| 10 | STEAM TURBINE GENERATOR | 1 | | 30 | UNIT AUXILIARY TRANSFORMER(18/4.15kV) | 1 | |
| 11 | HEAT RECOVERY STEAM GENERATOR | 3 | | 31 | SAMPLING AND ANALYSIS SKID | 3 | |
| 12 | AIR COOLED CONDENSER | 1 | | 32 | CHEMICAL INJECTION SYSTEM | 1 | |
| 13 | PIPE RACK | 1 | | 33 | N ₂ CYLINDER SHELTER | 1 | |
| 14 | CONSTRUCTION BUILDING FOR KALLPA | 1 | EXISTING | 34 | FIRE WATER PUMP BUILDING | 1 | DELETE |
| 15 | WASTE WATER TANK(800m ³) | 1 | | 35 | CO ₂ H ₂ SHELTER | 1 | |
| 16 | SPACE FOR FUTURE NH ₃ SYSTEM STORAGE TANK & PUMPING | 1 | | 36 | ST L/O UNIT | 1 | |
| 17 | WATER & WASTE WATER TREATMENT BUILDING (INCL. AIR COMPRESSOR) | 1 | | 37 | ST GENERATOR EXHAUSTION COMPARTMENT | 1 | |
| 18 | WAREHOUSE | 1 | | 38 | CONTROL & ELECTRONIC ROOM (ADMIN. BLDG.) | 1 | |
| 19 | ST GENERATOR STEP-UP TRANSFORMER (220/18kV) | 1 | | 39 | POWER DISTRIBUTION CENTER FOR HRSG (REMOTE I/O) | 3 | |
| 20 | DIESEL GENERATOR | 1 | EXISTING | 40 | CONDENSATE TANK | 1 | |

- NOTES**
- ALL COORDINATES AND ELEVATIONS ARE IN METERS UNLESS OTHERWISE NOTED.
 - THE HIGH POINT OF FINISHED SURFACE(H.P.F.S.) EL 0.00M EQUALS EL +43.35M ABOVE MEAN SEA LEVEL. H.P.F.S. EL ±0.00M = EL +43.35M A.M.S.L.
 - KALLPA I, II WILL BE RETROFITTED WITH HYDRAULIC DIVERTER DAMPERS.
 - FOLLOWING ITEMS WILL BE REVISED AFTER RECEIVING THE VENDOR INFORMATION.
 - WATER TREATMENT AREA
 - BYPASS STACK FOR KALLPA I & II
 - ACC AREA
 - STG AREA
 - ALL PLANT COORDINATES FOR THIS DRAWING DEVELOPED FROM FOLLOWING.
 - X: 0.000
 - Y: 0.000
 - SG-1
 - UTM COORDINATES DATUM WGS84
 - E: 312,136.533 (m)
 - N: 8,617,518.354 (m)
 - EL: +43.241 (m)
 - TEMPORARY WALL AND CONSTRUCTION BUILDING ARE TEMPORARY FACILITY DURING CONSTRUCTION THESE WILL BE DELETED ON THE DRAWING AT THE STAGE OF "FOR CONSTRUCTION"
 - ROUTE FOR INLET PIPE OF RAW WATER SHALL BE FINALLY MODIFIED BY KALLPA.

- LEGEND**
- : EXISTING PAVED ROAD
 - : NEW PAVED ROAD
 - : SLOPING AREA

| NO. | DATE | REVISIONS & DESCRIPTION | Drawn | Checked | Revised | Approved |
|-----|---------------|---|---------|---------|----------|-----------|
| 1 | Mar. 15, 2011 | REVISED AS PER MARKED | W.S.Cho | J.J.Kim | J.J.Kim | Y.D.Byeon |
| 2 | Jan. 07, 2011 | REVISED AS PER MARKED | W.S.Cho | J.J.Kim | J.J.Kim | Y.D.Byeon |
| 3 | Dec. 09, 2010 | REVISED AS PER MARKED | W.S.Cho | J.J.Kim | C.H.Park | Y.D.Byeon |
| 4 | Nov. 15, 2010 | REVISED AS PER MARKED | W.S.Cho | J.J.Kim | C.H.Park | Y.D.Byeon |
| 5 | May 20, 2010 | REVISED AS PER MARKED WITH OWNER COMMENTS | W.S.Cho | J.J.Kim | C.H.Park | Y.D.Byeon |
| 6 | Apr. 07, 2010 | REVISED AS PER STG. POWER TRANSMISSION TOWER RELOCATION | W.S.Cho | J.J.Kim | C.H.Park | Y.D.Byeon |

FOR CONSTRUCTION

KALLPA GENERACIÓN S.A.
KALLPA 830MW COMBINED CYCLE CONVERSION PROJECT

PLOT PLAN

SCALE: 1:1000 PROJECTION: UTM
SIZE: A1 DIMENSION: mm

MATERIALS: MAT(KS) LINE TOTAL PERMET TOTAL
QUANTITY WOOD(M³)

REMARK'S

DRAWN: [Signature] CHECKED: [Signature] REVIEWED: [Signature] APPROVED: [Signature]

DRAWN: [Signature] CHECKED: [Signature] REVIEWED: [Signature] APPROVED: [Signature]

POSOCO DWG. NO. 0-WD380-EP140-00001

ANEXO C
FLUJOS DE CAJA CASO 1

| FLUJO DE CAJA DE CASO 1 C.T. CICLO SIMPLE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | | |
| INVERSIONES | (95) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 48 | | (3,4) | (3,6) | (3,9) | (4,2) | (4,5) | (4,8) | (5,2) | (5,6) | (6,0) | (6,4) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energía | | | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | 61,9 | |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | 13,9 | |
| Otros | | | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | 0,8 | |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | 76,5 | |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | |
| Gastos CVNG CICLO SIMPLE | | | (6,0) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | (6) | |
| Gastos CVNG CICLO COMBINADO | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | (49) | |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | |
| Participación de los trabajadores | | | (1,1) | (1,1) | (1,1) | (1,1) | (1,1) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | (1,0) | |
| Depreciación | | | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | |
| UAI | (0,4) | -0,40 | 20,68 | 20,69 | 20,70 | 20,72 | 20,73 | 20,75 | 20,77 | 20,79 | 20,81 | 20,83 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 | 20,51 |
| Intereses | | | (3,6) | (3,3) | (3,0) | (2,7) | (2,4) | (2,1) | (1,7) | (1,3) | (0,9) | (0,5) | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UAI | (0,4) | (0,4) | 17,1 | 17,4 | 17,7 | 18,0 | 18,3 | 18,7 | 19,0 | 19,4 | 19,9 | 20,3 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | |
| Impuesto renta | | | - | (5,1) | (5,2) | (5,3) | (5,4) | (5,5) | (5,6) | (5,7) | (5,8) | (6,0) | (6,1) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | |
| Neto | (0,4) | (0,4) | 12,0 | 12,2 | 12,4 | 12,6 | 12,8 | 13,1 | 13,3 | 13,6 | 13,9 | 14,2 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | |
| Flujo caja | (47,9) | (0,4) | 8,6 | 8,6 | 8,5 | 8,4 | 8,3 | 8,2 | 8,1 | 8,0 | 7,9 | 7,8 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | 14,4 | |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 16,7% VAN S/. 34,00

| FLUJO DE CAJA DE CASO 1 C.T. CICLO COMBINADO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| INVERSIONES | (234) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 164 | | | -6,8 | -7,2 | -7,7 | -8,2 | -8,7 | -9,3 | -9,9 | -10,5 | -11,2 | -11,9 | -12,7 | -13,6 | -14,4 | -15,4 | -16,4 | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energía | | | | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 | 89,7 |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 | 20,2 |
| Otros | | | | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 | 1,1 |
| Bonos de carbono | | | | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 0,0 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 | 113,3 |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) | (43) |
| Gastos CVNG CICLO SIMPLE | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gastos CVNG CICLO COMBINADO | | | | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) | (9) |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) | (52) |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (0,4) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) |
| Participación de los trabajadores | | | | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,5) | (2,5) | (2,5) | (2,5) | (2,4) | (2,4) | (2,3) | (2,3) | (2,3) | (2,2) | (2,2) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,1) |
| Depreciación | | | | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) | (9,4) |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 47,56 | 47,58 | 47,60 | 47,63 | 47,65 | 47,68 | 47,71 | 47,74 | 47,78 | 47,81 | 47,85 | 47,89 | 47,94 | 47,99 | 48,04 | 48,09 | 48,14 | 48,19 | 48,24 | 48,29 | 48,34 | 48,39 | 48,44 | 48,49 | 48,54 |
| Intereses | | | | (10,7) | (10,2) | (9,7) | (9,2) | (8,7) | (8,1) | (7,5) | (6,9) | (6,2) | (5,5) | (4,7) | (3,9) | (3,0) | (2,1) | (1,1) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) | (0,0) |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 36,9 | 37,4 | 37,9 | 38,4 | 38,9 | 39,5 | 40,2 | 40,8 | 41,6 | 42,3 | 43,1 | 44,0 | 44,9 | 45,9 | 47,0 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 | 47,2 |
| Impuesto renta | | | | (11,1) | (11,2) | (11,4) | (11,5) | (11,7) | (11,9) | (12,1) | (12,3) | (12,5) | (12,7) | (12,9) | (13,2) | (13,5) | (13,8) | (14,1) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) | (14,2) |
| Neto | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 25,8 | 26,2 | 26,5 | 26,9 | 27,3 | 27,7 | 28,1 | 28,6 | 29,1 | 29,6 | 30,2 | 30,8 | 31,5 | 32,1 | 32,9 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 |
| Flujo caja | (70,7) | (0,4) | (0,4) | 19,1 | 18,9 | 18,8 | 18,7 | 18,5 | 18,4 | 18,2 | 18,1 | 17,9 | 17,7 | 17,5 | 17,3 | 17,0 | 16,8 | 16,5 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 | 33,1 |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 19,0% VAN S/. 76,01

ANEXO D
FLUJOS DE CAJA CASO 2

FLUJO DE CAJA DE CASO 2 C.T. CICLO SIMPLE

| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | |
|--------------------------------------|--------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| INVERSIONES | (190) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 95 | | (6,7) | (7,2) | (7,8) | (8,3) | (9,0) | (9,6) | (10,4) | (11,1) | (12,0) | (12,9) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energia | | | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 | 123,7 |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 | 27,8 |
| Otros | | | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 | 153,1 |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) |
| Gastos CVNC CICLO SIMPLE | | | (12,0) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) | (12) |
| Gastos CVNC CICLO COMBINADO | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) | (98) |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) | (3,9) |
| Participacion de los trabajadores | | | (2,2) | (2,2) | (2,2) | (2,1) | (2,1) | (2,1) | (2,0) | (2,0) | (2,0) | (1,9) | (1,9) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) | (2,6) |
| Depreciacion | | | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) | (7,6) |
| UAI | (0,4) | -0,40 | 41,35 | 41,38 | 41,41 | 41,44 | 41,47 | 41,50 | 41,54 | 41,58 | 41,62 | 41,66 | 41,70 | 41,74 | 41,78 | 41,82 | 41,86 | 41,90 | 41,94 | 41,98 | 42,02 | 42,06 | 42,10 | 42,14 | 42,18 | 42,22 | 42,26 | 42,30 |
| Intereses | | | (7,1) | (6,6) | (6,1) | (5,5) | (4,9) | (4,2) | (3,5) | (2,7) | (1,9) | (1,0) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UAI | (0,4) | (0,4) | 34,2 | 34,8 | 35,3 | 35,9 | 36,6 | 37,3 | 38,1 | 38,9 | 39,8 | 40,7 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 | 41,0 |
| Impuesto renta | - | - | (10,3) | (10,4) | (10,6) | (10,8) | (11,0) | (11,2) | (11,4) | (11,7) | (11,9) | (12,2) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) | (12,3) |
| Neto | (0,4) | (0,4) | 24,0 | 24,3 | 24,7 | 25,2 | 25,6 | 26,1 | 26,6 | 27,2 | 27,8 | 28,5 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 | 28,7 |
| Flujo caja | (95,4) | (0,4) | 17,2 | 17,1 | 17,0 | 16,8 | 16,6 | 16,5 | 16,3 | 16,1 | 15,9 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 | 15,6 |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 16,8% VAN \$/ 69,00

FLUJO DE CAJA DE CASO 2 C.T. CICLO COMBINADO

| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
|--------------------------------------|---------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|
| INVERSIONES | (468) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 328 | | | -13,6 | -14,4 | -15,4 | -16,4 | -17,4 | -18,6 | -19,8 | -21,1 | -22,4 | -23,9 | -25,4 | -27,1 | -28,9 | -30,7 | -32,7 | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | | | | | |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energia | | | | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 | 179,4 |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 | 40,3 |
| Otros | | | | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | 2,2 | |
| Bonos de carbono | | | | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | 4,7 | |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 0,0 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | 226,6 | |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | (86) | |
| Gastos CVNC CICLO SIMPLE | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Gastos CVNC CICLO COMBINADO | | | | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | (17) | |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | (103) | |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (0,4) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | (4,1) | |
| Participacion de los trabajadores | | | | (5,3) | (5,2) | (5,2) | (5,1) | (5,1) | (5,0) | (4,9) | (4,8) | (4,8) | (4,7) | (4,6) | (4,5) | (4,4) | (4,4) | (4,3) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | (6,0) | |
| Depreciacion | | | | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | (18,7) | |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 95,11 | 95,16 | 95,20 | 95,25 | 95,31 | 95,36 | 95,42 | 95,49 | 95,56 | 95,63 | 95,71 | 95,79 | 95,88 | 95,97 | 96,07 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | 94,43 | |
| Intereses | | | | (21,3) | (20,4) | (19,5) | (18,5) | (17,4) | (16,3) | (15,1) | (13,8) | (12,4) | (11,0) | (9,4) | (7,8) | (6,0) | (4,1) | (2,1) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | | |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 73,8 | 74,7 | 75,7 | 76,8 | 77,9 | 79,1 | 80,3 | 81,7 | 83,1 | 84,7 | 86,3 | 88,0 | 89,9 | 91,8 | 93,9 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | 94,4 | |
| Impuesto renta | - | - | - | (22,1) | (22,4) | (22,7) | (23,0) | (23,4) | (23,7) | (24,1) | (24,5) | (24,9) | (25,4) | (25,9) | (26,4) | (27,0) | (27,6) | (28,2) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | (28,3) | |
| Neto | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 51,7 | 52,3 | 53,0 | 53,7 | 54,5 | 55,3 | 56,2 | 57,2 | 58,2 | 59,3 | 60,4 | 61,6 | 62,9 | 64,3 | 65,8 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | | |
| Flujo caja | (140,9) | (0,4) | (0,4) | 38,1 | 37,9 | 37,6 | 37,4 | 37,1 | 36,8 | 36,5 | 36,1 | 35,8 | 35,4 | 35,0 | 34,5 | 34,0 | 33,5 | 33,0 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | 66,1 | |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 19,0% VAN \$/ 153,00

ANEXO E
FLUJOS DE CAJA CASO 3

| FLUJO DE CAJA DE CASO 3 C.T. CICLO SIMPLE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | |
| INVERSIONES | (285) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 143 | | (10,1) | (10,8) | (11,6) | (12,5) | (13,5) | (14,5) | (15,5) | (16,7) | (18,0) | (19,3) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energía | | | 185,6 | 185,6 | 186,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 | 185,6 |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 | 41,7 |
| Otros | | | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 | 2,3 |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 | 229,6 |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) |
| Gastos CVNC CICLO SIMPLE | | | (18,0) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) | (18) |
| Gastos CVNC CICLO COMBINADO | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) | (147) |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) | (5,9) |
| Participación de los trabajadores | | | (3,3) | (3,3) | (3,3) | (3,2) | (3,2) | (3,1) | (3,1) | (3,0) | (2,9) | (2,9) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) | (3,8) |
| Depreciación | | | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) | (11,4) |
| UAI | (0,4) | -0,40 | 62,03 | 62,07 | 62,11 | 62,15 | 62,25 | 62,31 | 62,36 | 62,43 | 62,49 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 | 61,53 |
| Intereses | | | (10,7) | (9,9) | (9,1) | (8,2) | (7,3) | (6,3) | (5,2) | (4,0) | (2,8) | (1,4) | | | | | | | | | | | | | | | | |
| UAI | (0,4) | (0,4) | 51,3 | 52,1 | 53,0 | 53,9 | 54,9 | 56,0 | 57,1 | 58,3 | 59,6 | 61,0 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 | 61,5 |
| Impuesto renta | | | (15,4) | (15,6) | (15,9) | (16,2) | (16,5) | (16,8) | (17,1) | (17,5) | (17,9) | (18,3) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) | (18,5) |
| Neto | (0,4) | (0,4) | 35,9 | 36,5 | 37,1 | 37,7 | 38,4 | 39,2 | 40,0 | 40,8 | 41,7 | 42,7 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 | 43,1 |
| Flujo caja | (142,9) | (0,4) | 25,9 | 25,7 | 25,5 | 25,2 | 24,7 | 24,4 | 24,1 | 23,8 | 23,4 | 23,1 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 | 22,8 |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 16,5% VAN S/. 104,00

| FLUJO DE CAJA DE CASO 3 C.T. CICLO COMBINADO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---------|-------|-------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| AÑOS | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 | 26 | 27 |
| INVERSIONES | (703) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PRESTAMO | 492 | | | -20,3 | -21,7 | -23,1 | -24,6 | -26,2 | -27,9 | -29,7 | -31,6 | -33,7 | -35,8 | -38,2 | -40,7 | -43,3 | -46,1 | -49,1 | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) | (0) |
| INGRESOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ingreso energía | | | | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 | 269,1 |
| Ingreso capacidad Potencia Instalada | | | | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 | 60,5 |
| Otros | | | | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 | 3,3 |
| Bonos de carbono | | | | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 | 7,0 |
| TOTAL INGRESO | | 0,0 | 0,0 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 | 339,9 |
| GASTOS OPERATIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos CVC | | | | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) | (129) |
| Gastos CVNC CICLO SIMPLE | | | | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Gastos CVNC CICLO COMBINADO | | | | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) | (26) |
| TOTAL GASTOS OPERATIVOS | | | | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) | (155) |
| Otros gastos | (0,4) | (0,4) | (0,4) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) | (6,2) |
| Participación de los trabajadores | | | | (7,9) | (7,9) | (7,8) | (7,7) | (7,6) | (7,5) | (7,4) | (7,3) | (7,2) | (7,1) | (7,0) | (6,9) | (6,8) | (6,7) | (6,6) | (6,5) | (6,4) | (6,3) | (6,2) | (6,1) | (6,0) | (5,9) | (5,8) | (5,7) | (5,6) |
| Depreciación | | | | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) | (28,1) |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 142,67 | 142,73 | 142,80 | 142,88 | 142,96 | 143,04 | 143,13 | 143,23 | 143,33 | 143,44 | 143,56 | 143,68 | 143,81 | 143,96 | 144,11 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 | 141,65 |
| Intereses | | | | (30,6) | (29,2) | (27,7) | (26,1) | (24,4) | (22,6) | (20,7) | (18,6) | (16,5) | (14,1) | (11,6) | (9,0) | (6,2) | (3,2) | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 |
| UAI | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 110,7 | 112,1 | 113,6 | 115,1 | 116,8 | 118,6 | 120,5 | 122,5 | 124,7 | 127,0 | 129,4 | 132,0 | 134,8 | 137,8 | 140,9 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 | 141,6 |
| Impuesto renta | | | | (33,2) | (33,6) | (34,1) | (34,5) | (35,0) | (35,6) | (36,2) | (36,8) | (37,4) | (38,1) | (38,8) | (39,6) | (40,4) | (41,3) | (42,3) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) | (42,5) |
| Neto | (0,4) | (0,4) | (0,4) | 77,5 | 78,5 | 79,5 | 80,6 | 81,8 | 83,0 | 84,4 | 85,8 | 87,3 | 88,9 | 90,6 | 92,4 | 94,4 | 96,4 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 | 98,2 |
| Flujo caja | (211,2) | (0,4) | (0,4) | 57,2 | 56,8 | 56,4 | 56,0 | 55,6 | 55,2 | 54,7 | 54,2 | 53,6 | 53,0 | 52,4 | 51,8 | 51,1 | 50,3 | 49,5 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 | 49,2 |

COSTO DE OPORTUNIDAD 10% TIR 19,0% VAN S/. 230,00

BIBLIOGRAFIA

1. John R. Howell, "Principios de Termodinámica Para Ingenieros", McGraw Hill – U.S.A, 1990
2. Santiago García Garrido, "Operación y Mantenimiento de centrales de Ciclo Combinado" Editorial Díaz de Santos – 2007
3. POSCO E&C, KALLPA COMBINED CYCLE CONVERSION PROJECT, Lima – 2011
4. Apoyo & asociados, "Análisis de riesgo: Kallpa Generación S.A.", Lima – 2011.
5. SIEMENS, "Instruction Book, Simple Cycle Electric Generating Plant, Gas Turbine Model SGT6-5000F, Gas Turbine and Auxiliaries" - 2008.
6. Subgerencia de Gas Natural – OSINERGMIN, Pagina WEB
7. CINYDE S.A.C, "Plan de Manejo Ambiental Central Térmica Ventanilla" – Lima 2011