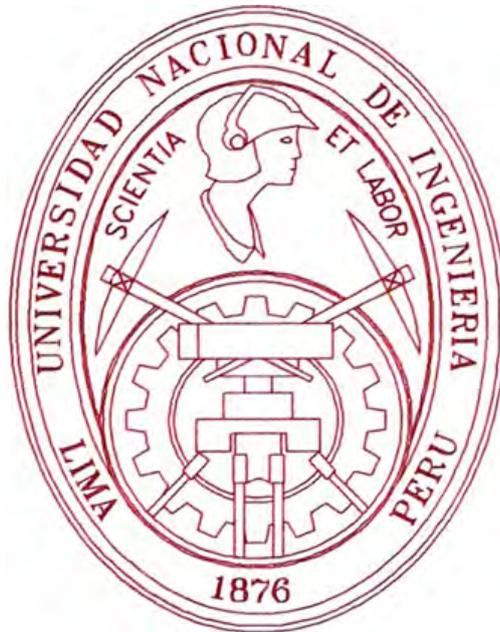


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**“DESARROLLO DE UN PROYECTO DE CENTRAL  
TÉRMICA DE 199 MWe A GAS NATURAL”**

**INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO MECÁNICO**

**JULIO CESAR SIERRA ACOSTA**

PROMOCIÓN 1995 - II

LIMA-PERÚ

2011

**DEDICATORIA:**

**A MI FAMILIA, QUE HA SIDO MOTIVACION PARA MI  
DESARROLLO.**

**A MIS QUERIDOS PADRES, POR SUS ESFUERZOS Y  
CARIÑO**

**A MIS HERMANOS, ESPOSA E HIJOS, POR SU APOYO  
INCONDICIONAL.**

## **CONTENIDO**

**PORTADA**

**PROLOGO**

**DEDICATORIA**

**ÍNDICE**

Lista de Tablas

Lista de Figuras

Nomenclatura

### **Capítulo 1. INTRODUCCIÓN**

1.1. Antecedentes

1.2. Objetivo

1.3. Alcance

1.4. Justificación

1.5. La Central Térmica de Santa Rosa

1.5.1. Breve Reseña Histórica.

1.5.2. Unidades Existentes: Siemens, Westinghouse y UTIs

## 1.6. Fundamentos Técnicos y de Ingeniería

1.6.1. La nueva unidad turbo gas

1.6.2. Componentes Principales: Turbina – Generador – Transformador

1.6.3. Sistemas Principales para el arranque, parada y monitoreo

1.6.4. Sistemas Principales para la operación de la unidad

1.6.5. Sistemas de apoyo

## **Capítulo 2. AMPLIACIÓN DE LA CT SANTA ROSA**

2.1. Introducción

2.2. Perfil del Proyecto

2.3. Estudios Preliminares y Decisión de Ejecución.

2.4. Organización para ejecución del proyecto.

2.5. Negociación de Contratos

2.6. Ingeniería básica.

2.7. Ingeniería para disposición del proyecto de construcción.

2.7.1. Estudio de alternativas.

2.7.2. Elaboración de especificaciones.

2.7.3. Estudios de condiciones en campo.

2.8. Desarrollo de la Ingeniería y Obras del Fabricante

2.8.1. Estudios de ubicación y de suelos

2.8.2. Ingeniería de detalle Obras Civiles - Electromecánicas

2.8.3. Comisionado preliminar

2.9. Obras Complementarias

2.10. Puesta en servicio y entrega en operación comercial

### **Capítulo 3. CONTRATACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE NORMATIVA**

#### **VIGENTE**

- 3.1. Introducción
- 3.2. Programación de Trabajos
- 3.3. Proceso de Contratación
- 3.4. Seguimiento y control de contratos
  - 3.4.1. Herramientas de gestión
  - 3.4.2. Control del avance físico
- 3.5. Desarrollo de Contratos y Servicios
- 3.6. Gestión de licencias y permisos
  - 3.6.1. Gestión de permisos de
    - 3.6.1.1. Estudio de Impacto Ambiental
    - 3.6.1.2. Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos.
    - 3.6.1.3. Autorización de Generación Eléctrica
    - 3.6.1.4. Autorizaciones de Fiscalización
    - 3.6.1.5 Estudio de Pre-Operatividad y Operatividad
  - 3.6.2. Gestión de Licencias
    - 3.6.2.1. Licencias de demolición
    - 3.6.2.2. Licencias de construcción.
- 3.7. Aplicación de Normas Internas

### **.Capítulo 4. DISTRIBUCIÓN Y CONTROL PRESUPUESTAL**

- 4.1. Introducción
- 4.2. Distribución presupuestal del proyecto.

4.3. Mecanismos de Control presupuestal.

4.4. Presupuesto final del proyecto.

## **CONCLUSIONES**

## **RECOMENDACIONES**

## **BIBLIOGRAFÍA**

## **ANEXOS**

Lista de Anexos

**LISTA DE TABLAS**

- Tabla 1            Impacto del uso del gas natural en la operación de la CTSR
- Tabla 2 :            Comparación de los costos de las unidades en ciclo simple instaladas  
                          en Lima
- Tabla 3 :            Características de la turbina a gas suministrada con el proyecto
- Tabla 4 :            Características del generador eléctrico suministrado con el proyecto
- Tabla 5 :            Características del transformador de poder suministrado con el  
                          proyecto
- Tabla 6 :            Presupuesto previsto y ejecutado por el proyecto.

**LISTA DE FIGURAS**

- Figura 1 : Vista área de Santa Rosa a inicios del 2007
- Figura 2 : Vista área de Santa Rosa hacia fines del 2009
- Figura 3A : Mapa del Plan Referencial de Electricidad 2005 MEM
- Figura 3B : Mapa del Plan Referencial de Electricidad 2013 MEM.
- Figura 4 : Ubicación de CTSR ( Unifilar SEIN Agosto 2010).
- Figura 5 : Proyección de Oferta y Demanda de energía (Osinergmin 2008).
- Figura 6 : Vista general Planta Siemens TG8
- Figura 7 : Vista general Planta Westinghouse TG7
- Figura 8 : Vista general Planta UTI – TG5 y TG6
- Figura 9 : Estadística del utilización de turbinas a gas 501F
- Figura 10 : Secuencia de arranque de turbina a gas
- Figura 11 : Secuencia de parada de la turbina a gas
- Figura 12 : Diagrama del sistema de control de una turbina a gas
- Figura 13 : Diagrama de protecciones del sistema de control de la turbina a gas
- Figura 14 : Diagrama del proceso de la lubricación en la unidad
- Figura 15 : Diagrama del proceso de la refrigeración de la unidad
- Figura 16 : Diagrama del proceso de suministro de gas a la unidad
- Figura 17 : Esquema de conexión de unidad a la SET Santa Rosa

- Figura 18 : Proyección Demanda de Energía 2000-2017 (Macroconsult, Marzo 2008)
- Figura 19 : Proyección Demanda de Energía 2008-2017 (MEM plan referencial )
- Figura 20 : Diagrama del proceso de elaborar un perfil de proyecto
- Figura 21 : Localización del terreno para el proyecto
- Figura 22 : Diagrama del proceso de elaboración de un proyecto
- Figura 23 : Planificación preliminar del proyecto
- Figura 24 : Diagrama del proceso de la ejecución de un proyecto
- Figura 25 : Planificación ejecutada por el proyecto
- Figura 26 : Diagrama del proceso de la Gestión de permisos para el proyecto

**NOMENCLATURA**

<b>SEIN</b>	:	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional del Perú.
<b>COES</b>	:	Comité de Operación Económica del Sistema.
<b>CTSR</b>	:	Central Térmica Santa Rosa.
<b>PASR</b>	:	Proyecto Ampliación Santa Rosa.
<b>EIA</b>	:	Estudio de Impacto Ambiental.
<b>EPC</b>	:	Engineering, Procurement and Construction Ingeniería, Suministro y Construcción).
<b>MEM</b>	:	Ministerio de Energía y Minas del Perú.
<b>TG</b>	:	Turbina a gas
<b>OSINERGMIN:</b>		Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

## **PROLOGO**

El Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Santa Rosa, ubicado en el cercado de Lima, contempló la instalación de una nueva planta de generación eléctrica a gas natural, que comenzó en enero del 2008 con la construcción y puesta en servicio de una unidad compuesta por una turbina a gas de 199 MWe. Como parte de la ejecución de este proyecto se desarrollaron varios contratos siendo el principal el acordado con Siemens Energy de EE.UU. bajo la modalidad llave en mano en lo que respecta a la ingeniería, suministro y construcción del equipamiento principal. En este proyecto participe como Coordinador de Proyecto, ampliación que finalmente fue puesta en servicio durante setiembre del 2009 en la cual la Central Térmica Santa Rosa alcanzó una capacidad total de 428 MW, con una inversión cercana a los US\$ 84 millones de dólares.

Dentro de este contexto el presente informe de ingeniería aborda la forma como se llevó adelante la gestión, para lo cual he dividido el trabajo en cuatro capítulos que continuación detallo:

El Capítulo 1: Introducción, donde presento los antecedentes, contexto y la infraestructura que se construyó con la ejecución del Proyecto Ampliación Santa Rosa. Se muestra además la configuración de la planta a fin de explicar la envergadura de las instalaciones dentro de las cuales se tiene obras civiles e instalaciones electromecánicas que se realizaron sin ocasionar una indisponibilidad mayor para el Sistema Eléctrico Nacional.

El Capítulo 2: Ampliación de la Central Térmica Santa Rosa, desarrolla una explicación detallada del alcance de la ampliación de la planta y de cómo se cumplieron los estudios que sustentaron la decisión de llevar adelante el proyecto, los contratos y servicios que se ejecutaron, así como las contrataciones adicionales por las nuevas instalaciones, de la misma manera que las modificaciones que se hicieron a las ya existentes.

El Capítulo 3: Contratación y Cumplimiento de Normativa Vigente, desarrolla las programación y gestión de resultados alcanzados durante la ejecución del proyecto así como las diversas gestiones que se llevó adelante para cumplir con la normatividad vigente y atender los requerimientos legales antes y durante la ejecución de obras, gestiones que resultan indispensables para cumplir técnica y normativamente el desarrollo de un proyecto de esta envergadura.

El Capítulo 4: Distribución y Control Presupuestal; muestra la evolución de las inversiones realizadas, desde sus estimados de factibilidad, con un análisis de como su presupuesto ha sido gestionado a fin de cumplir con la inversión esperada.

Por último se acompaña las Conclusiones y Recomendaciones, Bibliografía, Lista de Tablas, Lista de Figuras y Anexos.

Con este trabajo espero generar la inquietud por revisar los procesos de gestión de proyectos de infraestructura energética que tienen un alta proporción de ingeniería electromecánica y que por su complejidad misma trasciende una gestión solamente técnica y que por ende requiere del trabajo multidisciplinario de un equipo de profesionales de ingeniería

## **Capítulo 1.**

### **1. INTRODUCCIÓN**

#### **1.1. Antecedentes**

La Central Térmica Santa Rosa - CTSR se encuentra ubicada en la ciudad de Lima, Perú a 110 m.s.n.m. en el Cercado de Lima, en un barrio industrial rodeado de poblaciones emergentes. En sus terrenos se encuentra la Subestación (SET) Santa Rosa de doble barra en 220 kV de propiedad de Red Eléctrica del Perú (REP), a través de la cual se conectan las unidades de generación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional - SEIN, allí también se encuentran las instalaciones en 60 kV de las empresas de distribución Luz del Sur y Edelnor. La CTSR ha cumplido y cumple un rol estratégico para el desarrollo del país desde las últimas tres décadas

La llegada del gas natural a Lima en el año 2004, transformó la forma de operación de la planta. Efectuándose durante el 2005 la conversión a gas natural de la unidad Westinghouse – TG7, la cual operó en carga base y con capacidad de operación dual durante los años 2005 hasta buena parte del 2007 inclusive y

que actualmente continua en servicio como unidad de punta y de emergencia dual para el sistema.

RESUMEN DE DISPOSICION OPERATIVA DE LAS UNIDADES DE GENERACION DE LA CENTRAL TERMICA SANTA ROSA BASADA EN EL TIPO DE COMBUSTIBLE						
Operación de unidades		1982 al 1996	1996 al 2005	2005 - 2006	2006 - 2009	2009 - 2011
UTI - Unidades TG5 y TG6		106 MW - c/diesel	106 MW - c/diesel	106 MW - c/diesel	106 MW - c/gas	106 MW - dual
WHS - Unidad TG7		---	123 MW - c/diesel	123 MW - dual	123 MW - dual	123 MW - dual
SIEMENS - Unidad TG8		---	---	---	---	199 MW - c/gas
Capacidad de planta según uso de combustible	solo c/diesel	106 MW	229 MW	106 MW	---	---
	solo c/gas	---	---	---	106 MW	199 MW
	dual	---	---	123 MW	123 MW	229 MW
	total en MW	106	229	229	229	428

Tabla 1 - Impacto del uso del gas natural en la operación de la CTSR

Durante el año 2006 se efectuó la conversión a gas de las unidades TG5 y TG6 (UTIs) las que operaron con gas entre el 2006 y 2007 y finalmente a mediados del 2009 se firmó con ElectroPerú un contrato para operarlas como unidades de emergencia con capacidad dual.

Asimismo conforme a la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas (MEM) “Las inversiones en el sector eléctrico ascendieron a US\$ 1,681 millones durante el año 2010, correspondiendo el 61% a las empresas generadoras, un 12% a las transmisoras, 17% a las distribuidoras y 10% a obras de electrificación rural. Con ellas la demanda máxima del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) fue de 4,588 megavatios (MW) a diciembre del

2010, lo que representa un valor de 6.1% mayor al registrado en el mismo periodo del año anterior “.<sup>1</sup>

## **1.2. Objetivo**

Este trabajo presenta una metodología de gestión y desarrollo de la ejecución del proyecto que han permitido concretar la viabilidad técnica y económica de aumentar la capacidad de generación eléctrica de la Central Térmica Santa Rosa. Como parte de este propósito, este informe describe el desarrollo del proyecto desde su concepción hasta la puesta en operación comercial de la nueva unidad.

## **1.3. Alcance**

El trabajo resume mi experiencia profesional en relación con la preparación, desarrollo y puesta en servicio del Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Santa Rosa – PASR desarrollado entre los años 2007-2009 en la ciudad de Lima, El proyecto ha puesto en operación comercial una unidad de generación con turbina a gas en ciclo abierto de 199 MWe y ha dejado previsto en terreno las condiciones para el cierre en ciclo combinado conforme a las siguientes fases del proyecto:

Fase 1: Proyecto Ejecutado – Ciclo Simple: Instalación de una turbina a gas natural de 199 MWe, con su respectivo generador y transformador de poder

<sup>1</sup> Ver <http://www.minem.gob.pe/descripcion.php?idSector=6&idTitular=2951>

elevador y equipos auxiliares. Para la ejecución de obras se ha requerido un plazo de 12 meses.

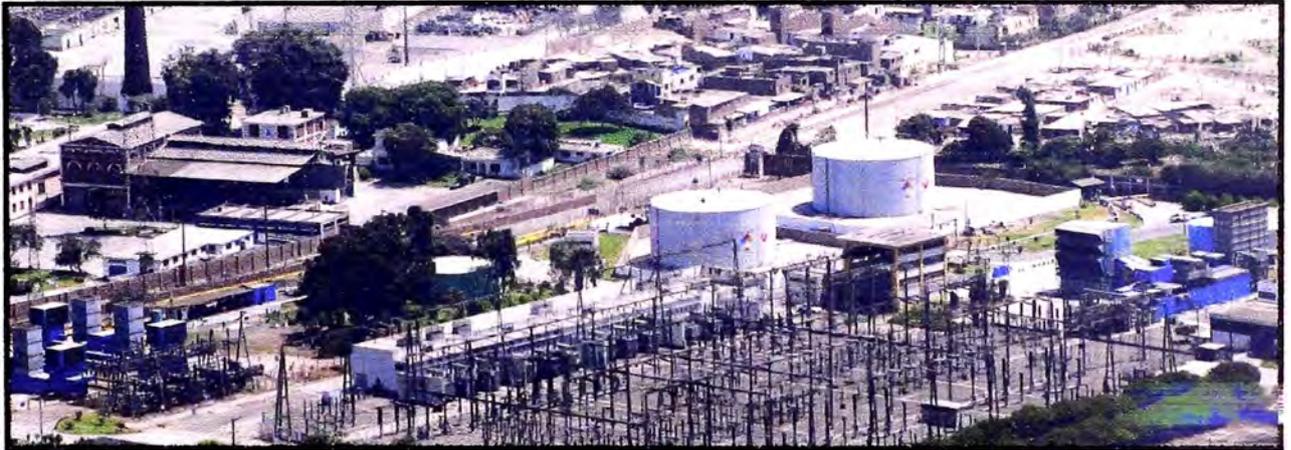


Figura 1 : Vista área de Santa Rosa a inicios del 2007



Figura 2 : Vista área de Santa Rosa hacia fines del 2009

El proyecto desarrollado en este trabajo de titulación está referido al desarrollo completo de la fase 1, que alcanza a la reubicación de instalaciones existente en

el terreno de obras en el 2007 y construcción y montaje de una nueva turbina a gas, que fue puesta en operación comercial el 2 de setiembre del 2009.

Fase 2: En Factibilidad – Ciclo Combinado: Instalación de una caldera de recuperación de calor, con turbina a vapor de 90 MW, con su respectivo generador y transformador de poder elevador, condensador, aeroenfriadores y equipos auxiliares. Para la Fase 2 se requerirá un plazo de ejecución de obras estimado en 18 meses.

Luego de la preparación del terreno durante el 2008, con desmovilización y traslado de instalaciones, se efectuaron demoliciones de cimentaciones de los tanques de petróleo y luego de 13 meses de ejecución de obras la planta quedo transformada en setiembre del 2009 como se puede ver en vista adjunta.

#### **1.4. Justificación**

Este proyecto ha sido de importante trascendencia para el desarrollo energético del país y en particular de Lima Metropolitana en la medida de estar ubicado en el centro neurálgico del sistema de transmisión peruano, como puede verse en la figuras 3A y 3B, la SET Santa Rosa está ubicada en el punto de interconexión de las Líneas de Transmisión de los sistemas norte, centro y sur.

La ubicación del proyecto ha permitido incrementar la seguridad del sistema eléctrico interconectado peruano al tener una mayor capacidad de carga cercana a

los grandes centros de consumo de la ciudad. Como puede verse en los planes del MEM, donde apreciamos que hasta el cumplimiento de los planes del 2013, aún se mantendrá la concentración del sistema de generación en Lima Metropolitana.

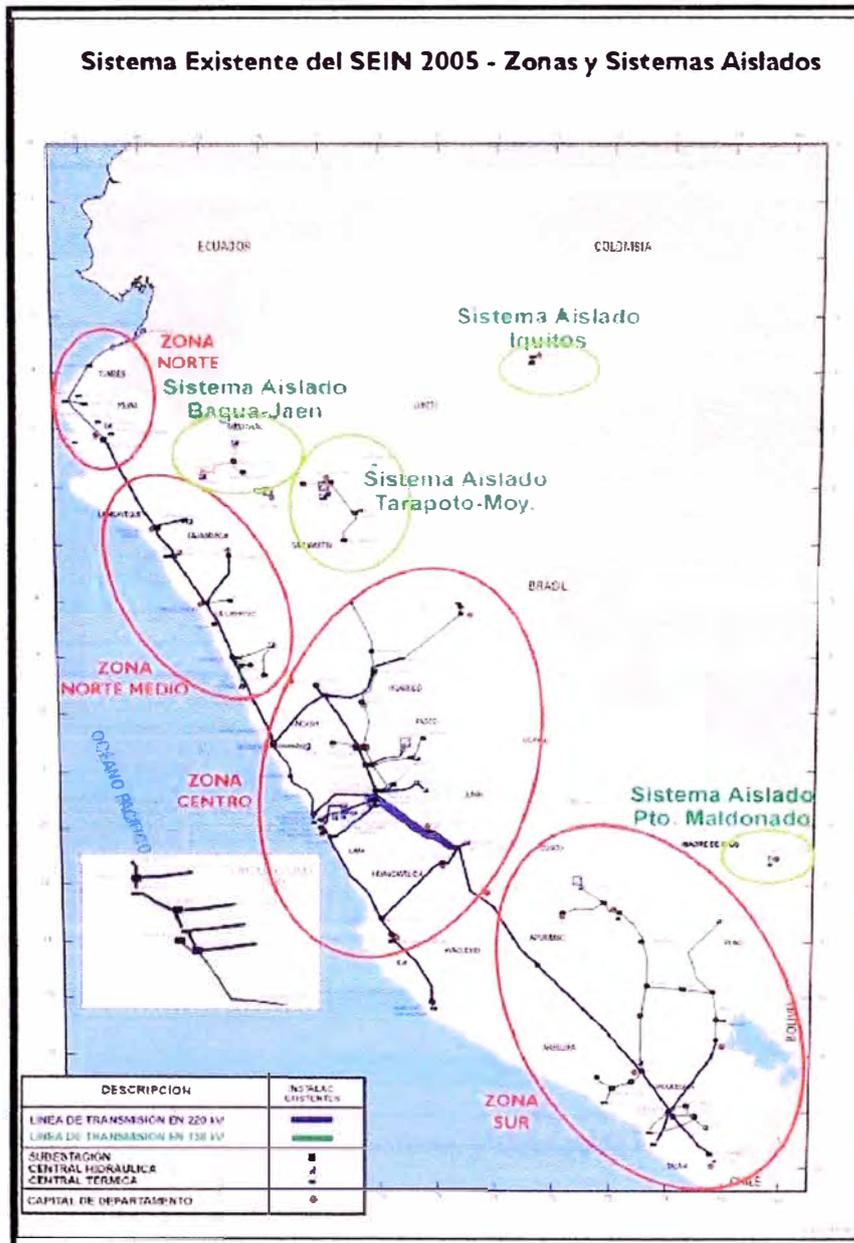


Figura 3A : Mapa 2005 del Plan Referencial de Electricidad – MEM <sup>2</sup>

<sup>2</sup> Plan Referencial de Electricidad 2006\_2015 Ministerio de Energía y Minas

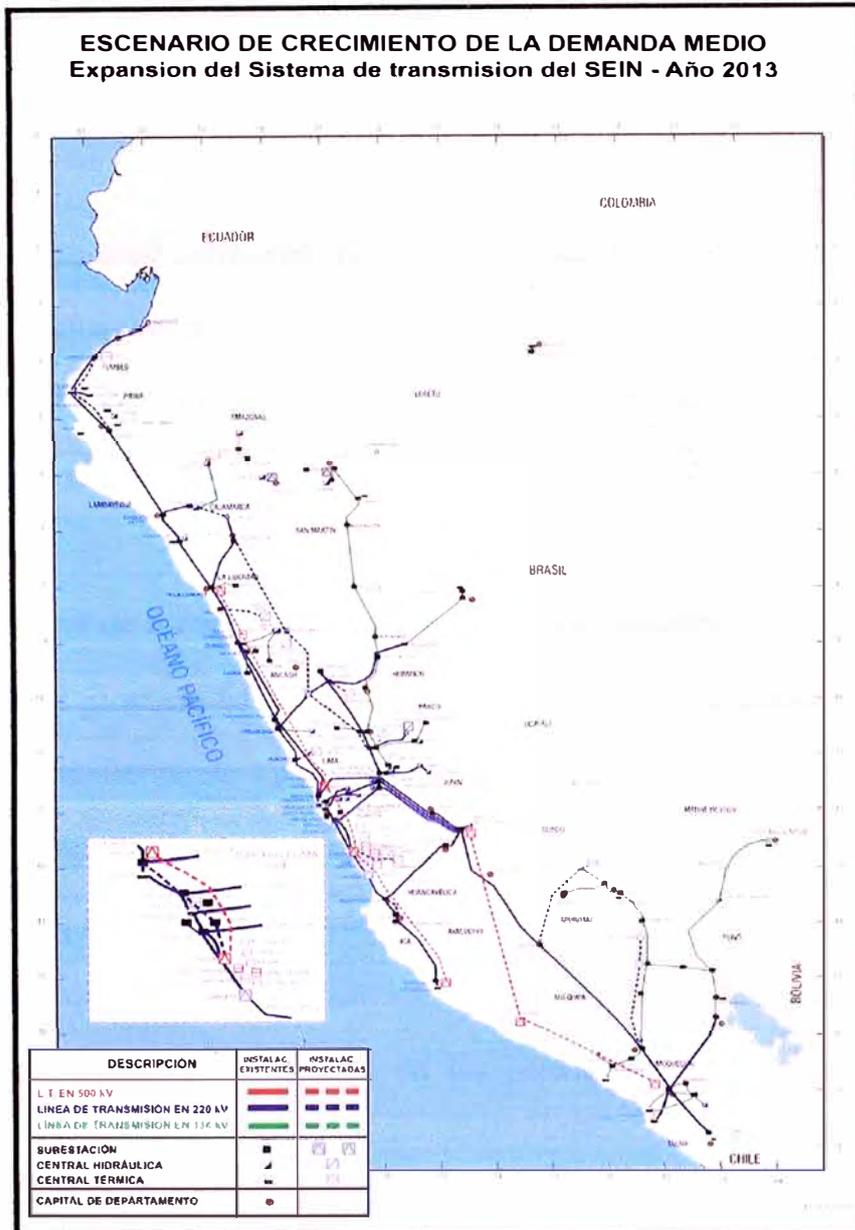


Figura 3B : Mapa Proyectado al 2013 - Plan Referencial de Electricidad - MEM <sup>3</sup>

Esta concentración de la oferta y demanda en torno a la ciudad de Lima, junto a la proyección del desarrollo de los proyectos mineros del país han obligado a diversificar el desarrollo de las redes de trasmisión eléctrica del país, por lo cual a

<sup>3</sup> Plan Referencial de Electricidad 2008\_2017 Ministerio de Energía y Minas

la fecha como parte del crecimiento del sector eléctrico, se está desarrollando la interconexión de los sistemas norte, centro y sur en 500 kV.

Asimismo conforme al análisis de las proyecciones de crecimiento del Perú efectuadas por diversos consultores como Macroconsult <sup>4</sup>, el 2007 ya se vislumbraba un claro y sostenido desarrollo del mercado interno, que aseguraba el éxito de las inversiones en energía.

Otros de los aspectos considerados como impulsor de la decisión de ejecución de este proyecto es la perspectiva de desarrollo de grandes proyectos industriales, particularmente en el sector minero, que por los volúmenes de energía que demandan están incrementando la demanda de generación, dicha oportunidad ha sido identificada a través de diversos estudios, que muestran que la velocidad con la que vienen apareciendo estos proyectos de explotación minera y su envergadura, impulsará en los próximos años el continuo incremento de la demanda.

Coincidentemente los organismos reguladores y promotores de inversión pública han identificado la oportunidad de promover el mercado energético con la adjudicación de ofertas de contratos a mediano y largo plazo para el mercado regulado, con mejores tarifas lo cual brinda un nivel de seguridad para arriesgar en nuevos proyectos.

---

<sup>4</sup> Visión del Perú 2008 – 2017: Crecimiento económico y planificación energética, Macroconsult 2008.  
<http://www.macroconsult.com.pe/>. Ver Anexo 4.

Además, la necesidad de brindar mayor confiabilidad al sistema, ha impulsado la convocatoria de diversos proyectos para el sector, entre ellos los de generación térmica de “reserva fría” de 800 MW, que Proinversión<sup>5</sup> ya está adjudicando y/o contratando para ingresar en servicio entre el 2013 – 2014, los que darán un importante respaldo al sistema ante eventuales siniestros producto de eventos naturales o debido a sequías prolongadas que disminuyan la capacidad de la generación hidráulica.

---

<sup>5</sup> Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Perú - Proinversión  
<http://www.proinversion.gob.pe/0/0/modulos/JER/PlantillaOportunidad.aspx?ARE=0&PFL=0&JER=142>

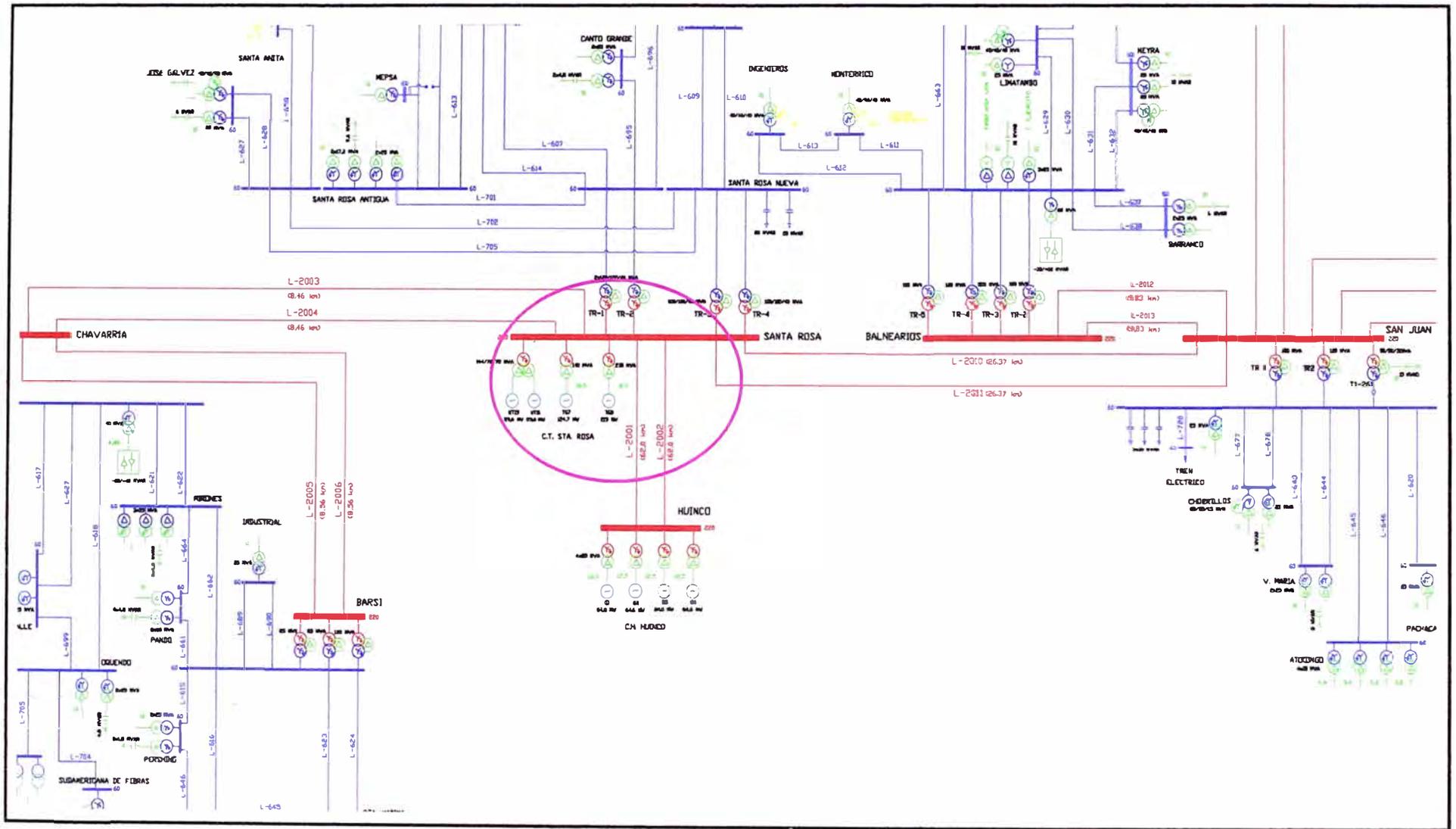


Figura 4 : Ubicación de la CTSR en el Sistema Eléctrico ( Fuente: Unifilar del SEIN Agosto 2010).<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Comité de Operación Económica del Sistema - COES: <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infooperativa/mapasem.aspx>

Además el PASR ha brindado al sistema eléctrico peruano, un nivel de respaldo que ha permitido disponer de una capacidad importante de potencia activa y reactiva, como capacidad de respaldo del sistema. Finalmente es necesario mostrar que las perspectivas de desarrollo del mercado energético se mantienen hoy con un crecimiento sostenido, tal como se puede ver en la figura 5 adjunta, con proyecciones de crecimiento de la demanda de 350 a 400 MW/año.

A la fecha cumplido el primer trimestre del 2011, dichas proyecciones se mantienen asegurando un crecimiento anual de 9 a 10% de la potencia instalada en el sistema, lo cual favorece el desarrollo de los proyectos de generación eléctrica.

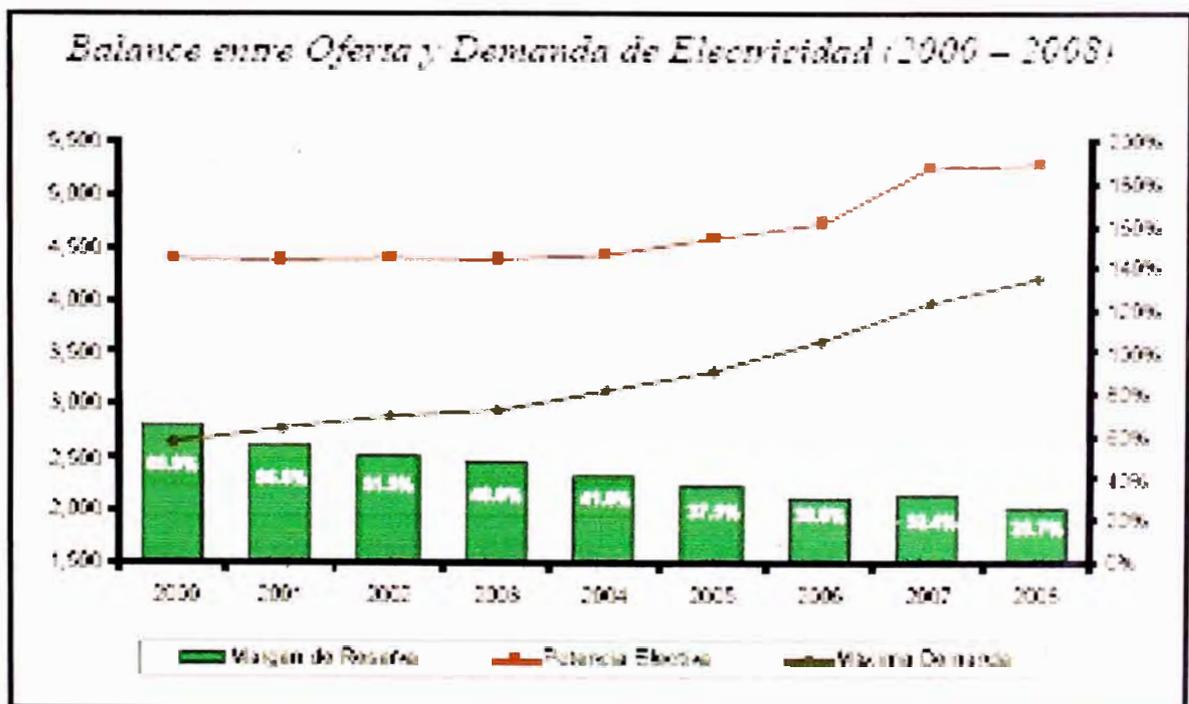


Figura 5 : Proyección de Oferta y Demanda de energía (Osinergrmin 2008)

## 1.5. La Central Térmica de Santa Rosa

### 1.5.1. Breve Reseña Histórica <sup>7</sup>

La historia de esta central se remonta a los últimos años del siglo antepasado, cuando en 1895 fue constituida la Empresa Trasmisora de Fuerza Eléctrica en la margen izquierda del río Rímac ubicada en el mismo lugar que hasta hoy ocupan las instalaciones de la central en la zona denominada Santa Rosa Antigua. Posteriormente la compañía se fusionó con varias empresas que desarrollaron el uso de la electricidad en el transporte ferroviario y de tranvía en la ciudad, transformándose en 1906 en las Empresas Eléctricas Asociadas. Hasta que en 1972 el gobierno militar constituyó ElectroLima S.A. Cabe resaltar que durante los difíciles días del terrorismo entre 1983 - 1990 esta central cumplió un importante rol ya que sus instalaciones de la planta UTI (106 MW) permitieron reponer rápidamente el suministro al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Finalmente con la privatización de la empresa en 1995, la Central Térmica Santa Rosa pasó a formar parte de la Empresa de Generación Eléctrica de Lima hoy EDEGEL S.A.A. Desde entonces la compañía ha pasado por ser propiedad de capitales transnacionales y finalmente a la fecha su accionista principal es el grupo italiano ENEL.

---

<sup>7</sup> Museo de la Electricidad, Lima-Perú, 2010 - <http://museoelectri.perucultural.org.pe/>

DATOS DE UNIDADES Y/O CENTRALES TERMOELÉCTRICAS <sup>(1)</sup>					
Central Termoeléctrica	Consumo Especifico de combustible MMBtu/MWh	Costo de Combustible US\$/MMBtu	CVC US\$/MWh	CVNC US\$/MWh	CVT Costo variable total US\$/MWh
Turbo Gas Natural Chilca TG1	9.795	2.212	21.67	3.63	25.30
<b>Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8</b>	<b>9.879</b>	<b>2.383</b>	<b>23.54</b>	<b>4.00</b>	<b>27.54</b>
Turbo Gas Natural Chilca TG2	9.893	2.212	21.88	3.66	25.54
Turbo Gas Natural Kallpa TG2	10.154	2.214	22.48	4.00	26.48
Turbo Gas Natural Kallpa TG3	10.215	2.214	22.61	4.00	26.61
Turbo Gas Natural Kallpa TG1	10.237	2.214	22.66	4.00	26.66
Turbo Gas Natural Chilca TG3	10.282	2.212	22.74	3.15	25.89
Turbo Gas Natural Las Flores	10.696	2.213	23.67	4.00	27.67
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (sin inyección)	11.194	2.391	26.76	3.43	30.19
Turbo Gas Natural Santa Rosa WTG (con inyección)	11.595	2.391	27.72	3.43	31.15
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12.620	2.391	30.17	6.68	36.85
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12.740	2.391	30.46	6.68	37.14

Notas:  
 (1): Información de la Publicación de Precios en Barra (Mayo 2010 - Abril 2011)  
 04.05.2010

Tabla 2 : Comparación de los costos de las unidades en ciclo simple en Lima.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> [http://www.coes.org.pe/dataweb2/2010/sip/rer/Datos\\_Combustibles\\_Unidades\\_Termicas.xls](http://www.coes.org.pe/dataweb2/2010/sip/rer/Datos_Combustibles_Unidades_Termicas.xls)

Hoy Santa Rosa <sup>9</sup> CTSR, es una central térmica con 428 MW de capacidad efectiva disponibles con gas natural y petróleo diesel, que tiene tres plantas con diferentes formas de despacho: la Planta a gas Siemens – TG8 de 199 MWe (2009), la Planta dual Westinghouse – TG7 de 123 MW (1996) y la Planta dual UTI – TG5 y TG6 de 106 MW (1982). Como se puede apreciar los consumos específicos de combustibles de las unidades de la CTSR son competitivos, incluso según esta información oficial del COES la unidad TG8 tiene un rendimiento importante, estando en segundo lugar comparativamente con las unidades idénticas instaladas en Lima.

### 1.5.2. Unidades Existentes: Siemens, Westinghouse y UTI <sup>10</sup>

La CTSR es dividida en dos áreas por la línea del ferrocarril central que en décadas anteriores también era utilizado para abastecer de petróleo a la planta. De acuerdo a esa división la CTSR se divide en dos grandes sectores, uno al norte de la línea férrea, el cual posee los grupos TG5, TG6, TG7 y TG8, los edificios administrativos, de control y de mantenimiento y la subestación Santa Rosa, el área total es de 71.000 m<sup>2</sup>. El segundo sector de la central corresponde a edificaciones antiguas de albañilería y hormigón armado, en su mayoría en desuso donde se encuentran los antiguos grupos generadores y que hoy alberga a las nuevas instalaciones de almacenamiento, recepción y centrifugado del petróleo diesel #2. El área total del terreno de

---

<sup>9</sup> Memoria Anual Edegel 2009 – Publicada en el portal de la Bolsa de Valores de Lima  
[http://www.bvl.com.pe/hhii\\_eeff\\_mem.html](http://www.bvl.com.pe/hhii_eeff_mem.html)

<sup>10</sup> La Ficha Operativa de cada una de las unidades del SEIN esta disponible en la página  
[http://www.coes.org.pe/sic/sicoes/Equipamiento/sic\\_equipamiento.asp](http://www.coes.org.pe/sic/sicoes/Equipamiento/sic_equipamiento.asp)

ese segundo sector es de 44.500 m<sup>2</sup> aproximadamente. Terreno en donde están los depósitos de almacenamiento de 3,000 m<sup>3</sup> de petróleo.

Estas tres plantas de generación eléctrica de tecnologías diferentes están ubicadas sobre la margen izquierda del río Rímac entre el cauce del río y la línea del ferrocarril central en el área denominada Santa Rosa Nueva, las unidades operan conforme al despacho del COES pudiendo desempeñarse en base y en punta (TG8 y TG7) y de emergencia (TG5 y TG6). Las denominaciones correlativas de los turbo gases (TG) provienen de las unidades industriales que han existido en la planta desde el siglo pasado, así podemos resumir que la unidad TG1 ya fue retirada del servicio y desmantelada hacia fines del 1970 y las unidades TG2, TG3 y TG4 se retiraron del despacho en la década de 1990 debido a su baja eficiencia, pero aún se encuentran en las instalaciones de Santa Rosa Antigua.

La Planta Siemens - TG8 tiene una unidad de generación térmica con turbina a gas modelo SGT6-5000F (ex – 501F) fabricada en Canadá, que inició su operación comercial en Setiembre del 2009. Esta unidad tiene un rendimiento térmico de 38% en ciclo abierto y una potencia efectiva de 199 MWe con gas natural, posee quemadores de tecnología “Dry Low NOx” de bajas emisiones, lo cual permite generar energía con un mínimo impacto al medio ambiente.



Figura 6 : Vista general Planta Siemens TG8

La Planta Westinghouse – TG7 tiene una unidad con turbina modelo 501D5A fabricada en Estados Unidos, inició su operación comercial en Noviembre de 1996.



Figura 7 : Vista general Planta Westinghouse TG7

La unidad TG7 tiene un rendimiento térmico de 33% en ciclo abierto y una potencia efectiva de 123 MW y puede operar con gas natural o petróleo diesel 2, posee quemadores convencionales que utilizan inyección de agua desmineralizada.

La Planta UTI, denominada así por el nombre de su proyectista “United Technologies Industries”, posee las unidades de generación TG5 y TG6 cada una de ellas con dos turbinas aeroderivativas marca Pratt & Whitney, modelo FT4 C3F fabricadas en Estados Unidos y que fueron puestas en operación comercial en 1982, como unidades de emergencia. Cada una tiene un rendimiento térmico de 28% en ciclo abierto y una potencia efectiva de 53 MW, operan con gas natural o petróleo diesel 2, posee quemadores convencionales sin inyección de agua, totalizando una capacidad de 106 MW. Estas unidades de tecnología aeronáutica poseen en cada turbina un motor a reacción con velocidades cercanas a los 8,000 rpm, dicho motor es ensamblado junto una turbina de gas que está acoplada a un generador eléctrico para producir electricidad. Esta tecnología es utilizada en plantas de emergencia en todo el mundo y su uso es muy extendido en el sector aeronáutico en donde se siguen produciendo los modelos de turbinas FT8 de Pratt and Whitney.



Figura 8 : Vista general Planta UTI – TG5 y TG6

## 1.6. Fundamentos Técnicos y de Ingeniería

### 1.6.1. La nueva unidad turbo gas Siemens <sup>11</sup>

Esta nueva unidad SGT6-5000F corresponde a uno de los diseños de turbinas a gas con mayor desarrollo de ingeniería, horas de operación y diversidad de usuarios en el mundo. Ello ha sido posible gracias a un buen índice costo beneficio ya que al ser una de las turbinas más económicas y que continuamente ha ido mejorando su diseño desde su versión inicial en 1993, ha permitido aprovechar la experiencia de utilización en diferentes ambientes, formas de operación y grupos económicos. Muestra de ello también es el

<sup>11</sup> Información del Fabricante Siemens - <http://www.energy.siemens.com/co/en/power-generation/gas-turbines/sgt6-5000f.htm>. En el Anexo 1 se muestra un extracto de este boletín.

hecho que los tres consorcios de generación (a parte de Edegel) más grandes en el Perú han decidido por la puesta en servicio de este modelo así Kallpa tiene tres unidades, Enersur tiene una y Duke tiene otra unidad similar.

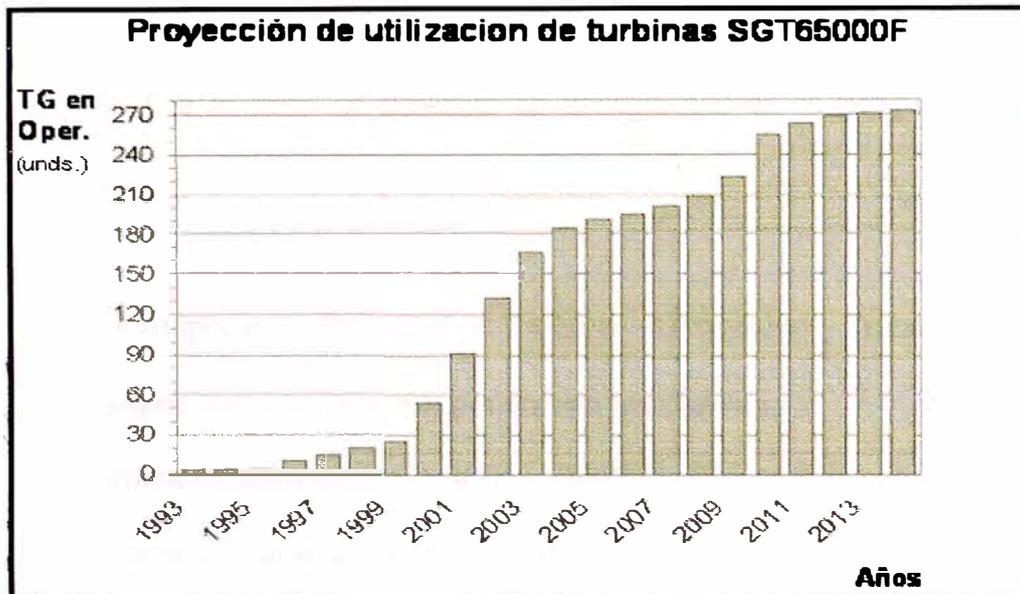


Figura 9 : Estadística del utilización de turbinas a gas 501F

Esta información muestra que el parque de las turbinas a gas 501F en operación, es relativamente reciente con lo cual la disponibilidad de repuestos y asistencia técnica del fabricante esta garantizada para un horizonte promedio de 30 años.

Cabe mencionar que entre las alternativas de suministro de varios fabricantes estudiadas, se descarto la alternativa de ampliar un ciclo combinado a partir de la turbina SGT6-3000E (121 MW) por ser una turbina con discontinuidad de producción y con altos precios según lo anunciado por el área comercial de

Siemens. De esta forma el análisis y evaluación de las perspectivas del proyecto, se concentraron en la alternativa relacionada con el ciclo combinado SCC6-5000F Siemens, en dos fases: Ciclo abierto con una TG modelo SGT6-5000F y posterior cierre a ciclo combinado. Otras alternativas de suministro evaluadas fueron desechadas, debido a la falta de soporte regional y a la falta de garantía de continuidad en el parque industrial de turbinas.

#### **1.6.2. Componentes Principales: Turbina – Generador – Transformador**

Los equipos mayores que componen esta unidad son:

Una turbina de gas industrial SGT6-5000F<sup>12</sup> que posee un sistema de filtrado de aire para asegurar que partículas no mayores de 5 micras ingresen a las 17 etapas del compresor axial, además posee un sistema de enfriamiento autosostenido con aire proveniente del mismo compresor que en su última etapa produce un aire comprimido a 190 PSI, que alimentan a 16 cámaras de combustión en las que el aire se mezcla con el gas natural proveniente de un sistema de regulación de combustible y en donde se produce la combustión que alcanza temperaturas del orden de 1260°C, originándose gases de combustión con alta velocidad que se expanden en las 4 etapas en la turbina que se encuentra acoplada rígidamente a un generador eléctrico.

---

<sup>12</sup> Ver en Anexo 2 – Vista en corte Transversal Turbina Siemens SGT6-5000F

TURBINA	FABRICANTE	SIEMENS
	MARCA	SIEMENS
	MODELO	SGT6-5000F
	TIPO	INDUSTRIAL
	SERIE	GT378235
	AÑO PUESTA EN MARCHA	03.09.09

Tabla 3 : Características de la turbina a gas suministrada con el proyecto

La turbina de gas convierte el combustible en energía eléctrica. La turbina esta acoplada al generador a través de un acoplamiento rígido y junto con sus sistemas auxiliares principales es denominada colectivamente como la turbina de gas. La turbina de gas, generador y módulos auxiliares están montados de fábrica a la medida de lo posible sobre sus estructuras de funcionamiento. La disposición de los equipos para la planta es diseñada para reducir el esfuerzo de obra y maximizar la normalización de los equipos.

El generador SG6-1000A <sup>13</sup> de esta unidad posee un rotor de 2 polos que gira a 3600 rpm y que produce energía eléctrica en bornes de salida del estator a 16.5 kV. . Su bobinado posee un enfriamiento en circuito abierto con aire del medio ambiente con filtrado de alta eficiencia a 3 micras. Este es un generador de dos polos que usa aire directo para refrigeración del bobinado del rotor e indirectamente para la refrigeración de la bobina del estator. Las pérdidas en los restantes componentes del generador, como pérdidas en el hierro, la fricción y las pérdidas deriva, y las pérdidas parásitas también se disipan a través del aire.

<sup>13</sup> Ver en Anexo 3 – Vista en corte Transversal Generador Siemens SG6-1000A

<b>GENERADOR</b>	FABRICANTE	SIEMENS
	MARCA	SIEMENS
	MODELO/TIPO	SGen6-1000A
	SERIE	12114
	AÑO PUESTA EN MARCHA	03.09.09
	POTENCIA NOMINAL (MVA)	215
	POTENCIA EFECTIVA (MW)	199.83
	TENSION NOMINAL (kV)	16.50
	CORRIENTE (A)	7523
	FACTOR DE POTENCIA	0.80
	VELOCIDAD (RPM)	3600
	FRECUENCIA (HZ)	60
	REFRIGERACION	AIRE

Tabla 4 : Características de la generador eléctrico suministrado con el proyecto

El transformador marca Fortune, ha sido fabricado en Taiwan en una de las plantas más grandes del mundo para ensamblaje de este tipo de equipos y dentro de una de las economías emergentes de mayor crecimiento tecnológico.

<b>TRANSFORMADOR</b>	FABRICANTE	FORTUNE ELECTRIC
	ESTADAR IEEE	C57.12
	FASES	3
	FRECUENCIA (HZ)	60
	ENFRIAMIENTO	ONAN/ONAF
	TENSION EN ALTA	220 kV.
	TENSION EN BAJA	16.5 kV.
	CAPACIDAD	230 MVA
	SERIE	07129
	AÑO DE FABRICACION	Set.2008

Tabla 5 : Características del transformador de poder suministrado con el proyecto

### 1.6.3. Sistemas Principales para el arranque, parada y monitoreo

La unidad posee los siguientes sistemas principales; de arranque y encendido, de combustible y de control automático y de refrigeración:

El sistema de arranque y encendido, comprende de un motor de arranque de 2000 HP alimentado en 16.5 kV, el cual esta acoplado a un convertidor de torque hidráulico que permiten vencer la inercia de los equipos rotativos, en la puesta en operación de la unidad desde la velocidad de rotación lenta de 2 rpm hasta las 700 rpm en los que se produce el encendido de la unidad por accionamiento de un sistemas de bujías que son energizadas coordinadamente con el control de velocidad, posteriormente y conforme el regulador de velocidad toma el control del suministro de combustible se desconecta el sistema de arranque, todo ello dentro de una secuencia automáticamente controlada por el sistema de control con tiempos de secuencia y verificación de acciones perfectamente coordinados.

El sistema del control de combustible lleva lenta y gradualmente a la unidad desde la orden de arranque hasta llegar a la velocidad de régimen en la cual y siempre con la conformidad del operador se produce la conexión de la unidad a la red eléctrica, incrementándose gradualmente la apertura de las válvulas de combustible hasta alcanzar la potencia que se ajuste en el sistema de control a un ratio de 5MW/min.

La secuencia de parada inicia con la orden de desconectar y detener la unidad, efectuada desde el sistema de control, el cual ocasiona a su vez que la unidad

reduzca gradualmente la apertura de las válvulas de control del gas natural, hasta mantenerse en el mínimo nivel de combustible para mantener la velocidad de la unidad a 3600 rpm sin carga, momento en el cual se produce la desconexión de la red eléctrica de la unidad, luego continúa la secuencia de cierre de las válvulas de gas hasta llegar al cierre total, en el cual la unidad se apaga manteniendo algunos minutos una velocidad de rotación por efecto de la inercia, tiempo durante el cual se mantiene un flujo de admisión de aire que ayuda a refrigerar las partes calientes de la combustión y que permite un enfriamiento forzado antes de dejar la unidad detenida.

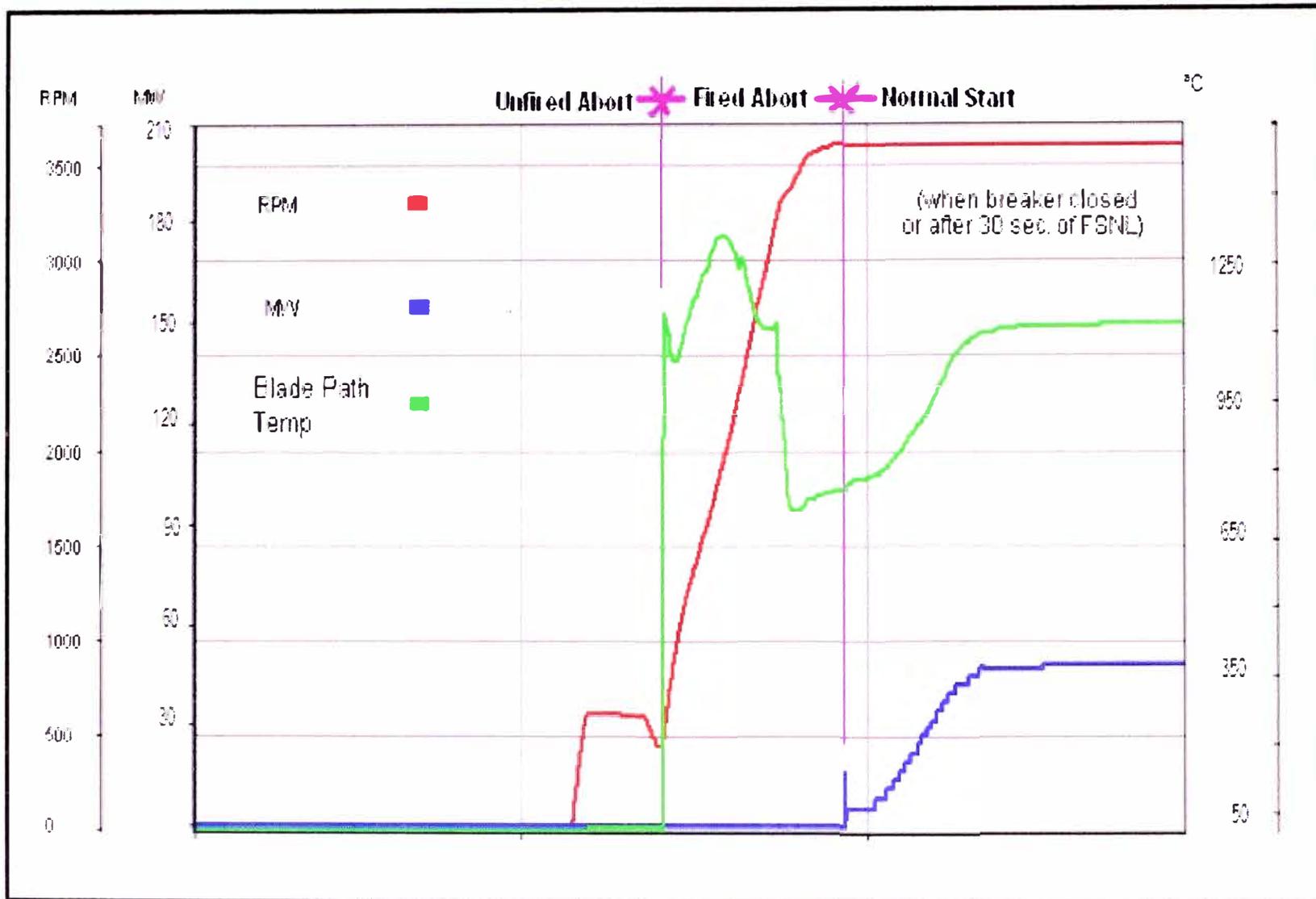


Figura 10 : Secuencia de arranque de la turbina a gas

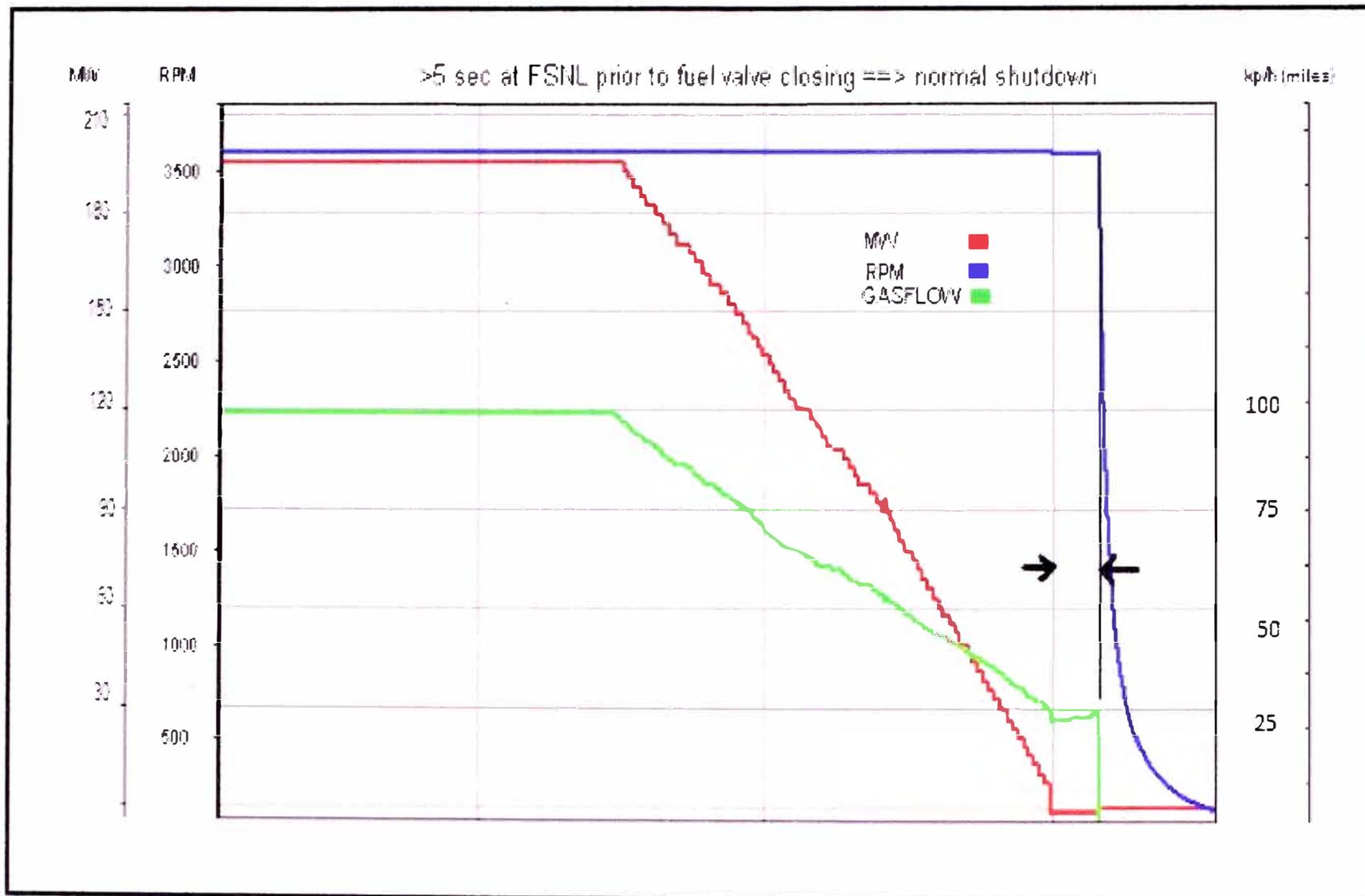


Figura 11 : Secuencia de parada de la turbina a gas

#### **1.6.4. Sistemas Principales para la operación de la unidad**

Los sistemas prioritarios para la operación de la unidad son; el sistema de control, el sistema de regulación y protección, de lubricación, de enfriamiento y de alimentación de gas natural.

El sistema de control es una red de comunicaciones en la que todos los actuadores e instrumentación de campo que envían sus señales y controles a un sistema de procesamiento redundante que permite mediante una lógica segura, monitorear, controlar y proteger la operación autónoma de la unidad incluso sin intervención humana y si se quisiera de manera remota. Este sistema puede controlar en forma totalmente automática la unidad o en forma semiautomática cuando se requiere que el operador confirme algunos cambios en la condición de la unidad. Este sistema de control centralizado de las unidades mantiene doble redundancia de los sistemas de control automático, lo cual permite operar la unidad incluso si ocurrieran fallas de equipamiento durante la operación.

El sistema de regulación y protección ofrece la versatilidad para que la unidad se adapte a las variaciones de la red dentro de rangos de parámetros seguros para el equipamiento, estas funciones también tiene un nivel de automatismo que pueden ajustarse conforme la política de operación que se quiera asegurar.

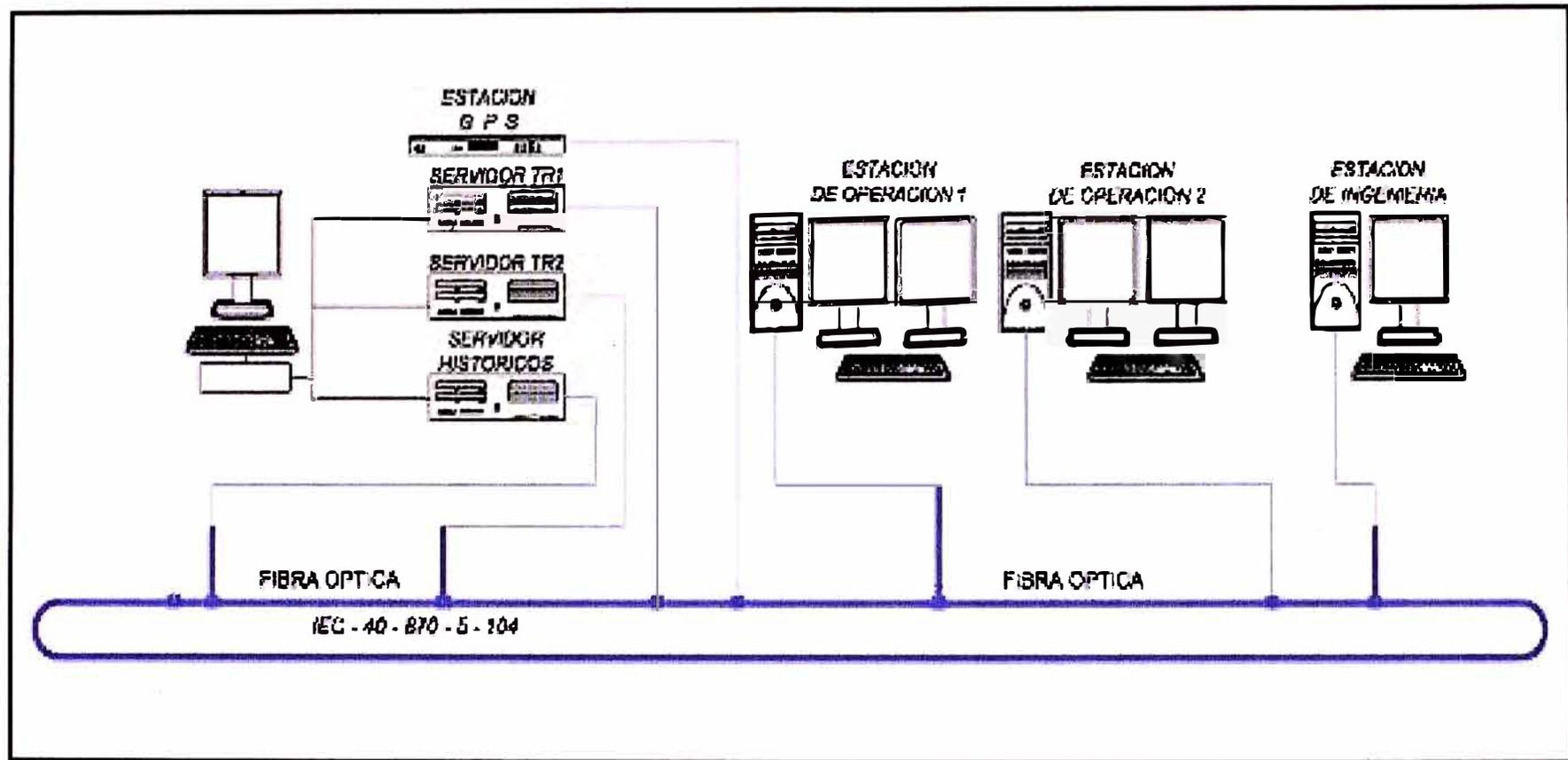


Figura 12 : Diagrama del sistema de control de una turbina a gas

Finalmente, la matriz de protecciones de la unidad contempla una amplia lista de protecciones por desviaciones y por el control de temperatura de la combustión y por el control de temperatura en toda la unidad, asimismo posee todas las protecciones eléctricas del generador y de los equipos involucrados en la barra de interconexión de la unidad a la subestación.

Es necesario precisar que el concepto de la protección de una turbina a gas está basado en el control de su estabilidad térmica, la cual está monitoreada permanentemente por sistemas de medición redundante que aseguran que los parámetros de temperaturas, presión, flujos y concentración del proceso, se mantengan dentro de los niveles previamente ajustados de manera de garantizar que la turbina a gas desarrolle una operación confiable, esto es particularmente cierto cuando la unidad se encuentra en carga base. Sin embargo cuando la unidad pasa por transitorios operativos de cambio de carga, desequilibrios de la red y procesos de arranque o parada, estos parámetros del control de protección de la unidad son agregados a sofisticados algoritmos que los fabricantes desarrollan para asegurar que durante esos procesos de operación inestable se mantengan el nivel de operatividad de la unidad con el margen de confiabilidad requerida, la figura 13 muestra un listado de las protecciones básicas de la unidad, tal como se puede encontrar en el sistema de control.

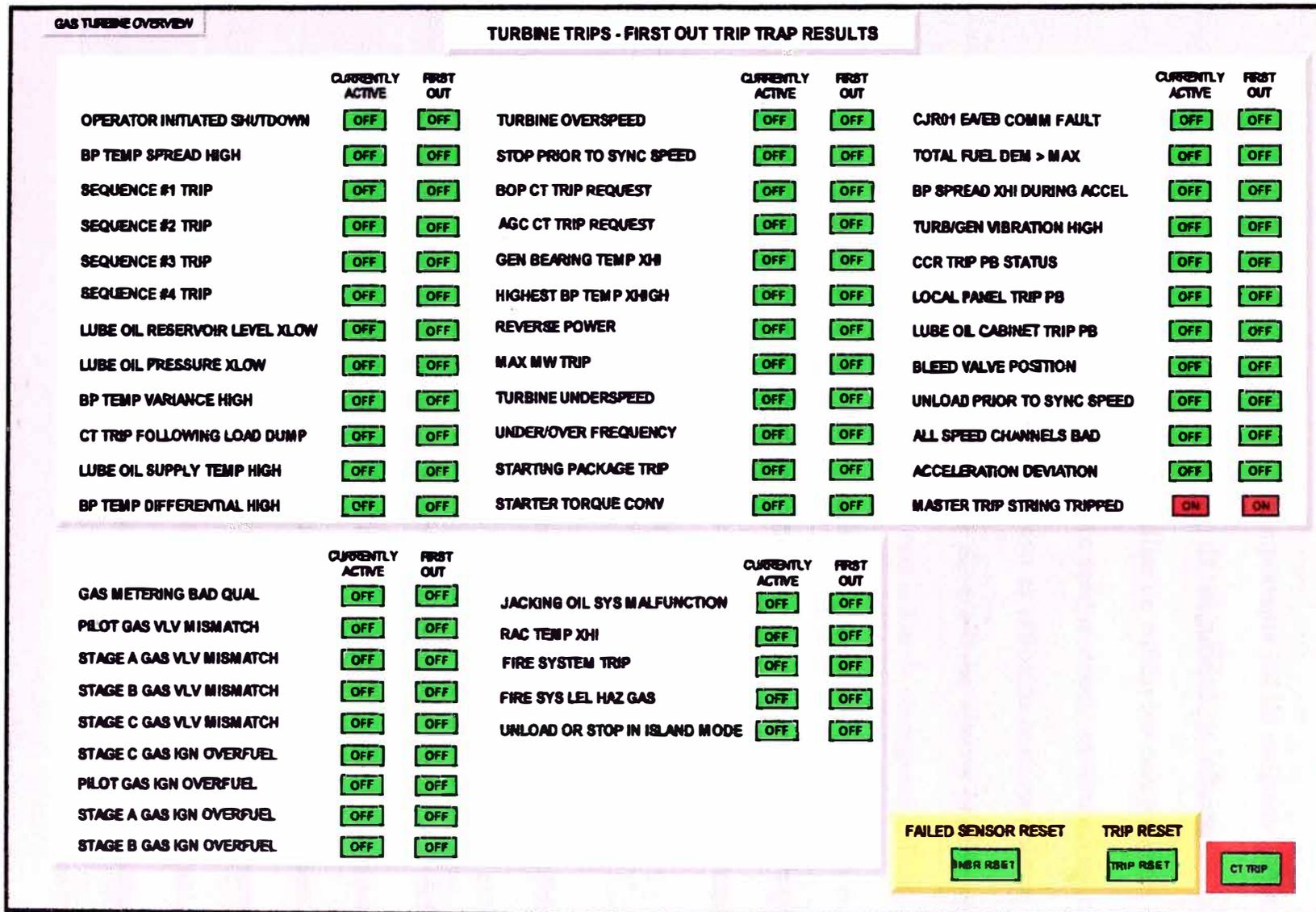


Figura 13 : Diagrama del protecciones del sistema de control de la turbina a gas

El sistema de lubricación cumple el importante rol de asegurar que todas las partes móviles giren con el nivel de seguridad y eficiencia esperado, cumpliendo asimismo una función auxiliar de enfriar los componentes internos de los cojinetes. Este sistema posee un tanque donde se almacenan cerca de 4000 galones de aceite hidráulico, el cual es utilizado para suministrar el flujo necesario, mediante bombas de aceite de corriente alterna para la operación normal y de corriente continua para la operación de emergencia, dicho flujo de aceite es regulado, filtrado y acondicionado para transportarse a los puntos de lubricación en la turbina misma, este proceso de tratamiento se da lugar en un equipamiento compacto que permite disponer de toda la instrumentación necesaria para control remoto del proceso.

El sistema de enfriamiento de la unidad tiene dos partes, el enfriamiento externo y el enfriamiento interno de la turbina. El enfriamiento externo se produce por un sistema de ventiladores axiales que toman aire del medio ambiente y que refrigeran todo el exterior de la turbina y sus equipamientos auxiliares a fin de protegerles de la radiación producida por la combustión. El enfriamiento interno toma el aire filtrado proveniente de distintas etapas del compresor axial de la turbina, lo enfría en una torre de refrigeración y lo conduce a través de diversos circuitos para enfriamiento de los componentes rotativos, está orientado a mantener operativas todas las parte internas y apoyar la combustión de la unidad. Una parte de ese aire de enfriamiento que proviene del compresor a 250 °C, es regulado de forma de mantener dentro de la turbina

un enfriamiento gradual sin cambios bruscos de temperatura, ese aire de enfriamiento alcanza una temperatura de 150°C con la cual puede refrigerar las partes cercanas a la zona de combustión y al paso de los gases calientes.

El sistema de gas natural, recibe, acondiciona, regula y filtra el combustible necesario para la operación de la unidad, este sistema posee además un sistema de válvulas de regulación del gas que operan conforme la unidad está tomando carga de manera de asegurar un incremento de carga suave y estable. Este sistema consta de cuatro válvulas de regulación del flujo y presión del gas natural que es inyectado en diferentes partes de la cámara de combustión de forma de producir una flama uniforme que garantice la mayor estabilidad térmica de la unidad durante los procesos transitorios, el fabricante a estudiado en laboratorio los efectos causado por las distintas combinaciones en las secuencias de apertura o cierre de dichas válvulas automáticas, lo cual es ingresado en el software de control de la unidad durante el comisionado y la puesta en servicio, con los ajustes propios de las condiciones del terreno.

Esta precisión en la combinación en las secuencias de apertura y cierre de estas válvulas y en sus respectivas curvas de ajuste, influye en buena parte para el rendimiento térmico desarrollado por cada unidad, por esa razón a la vez que dos unidades térmicas pueden tener semejanzas constructivas difícilmente llegarán a tener en operación los mismos consumos específicos de combustible.

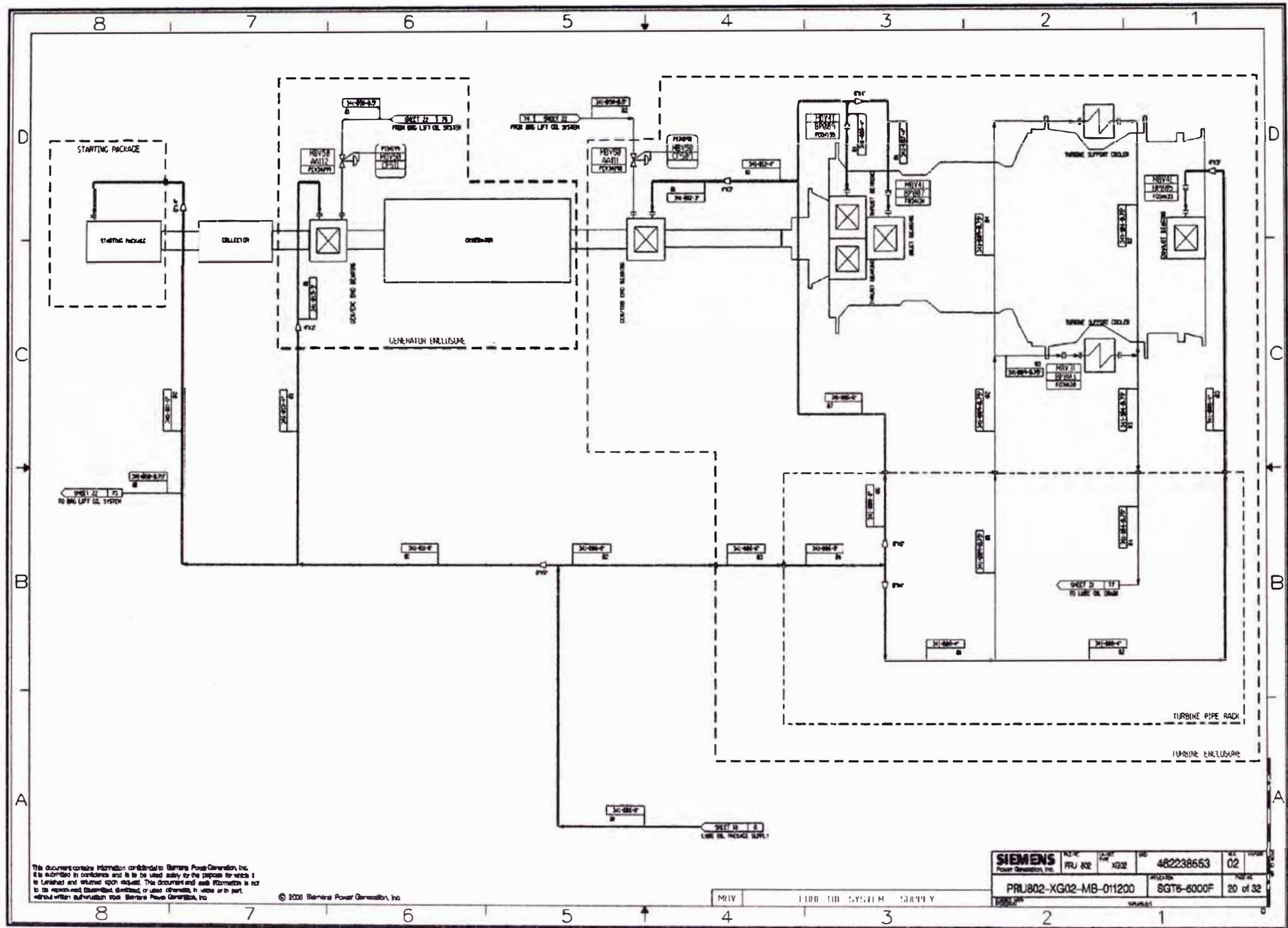


Figura 14 : Diagrama del proceso de la lubricación en la unidad

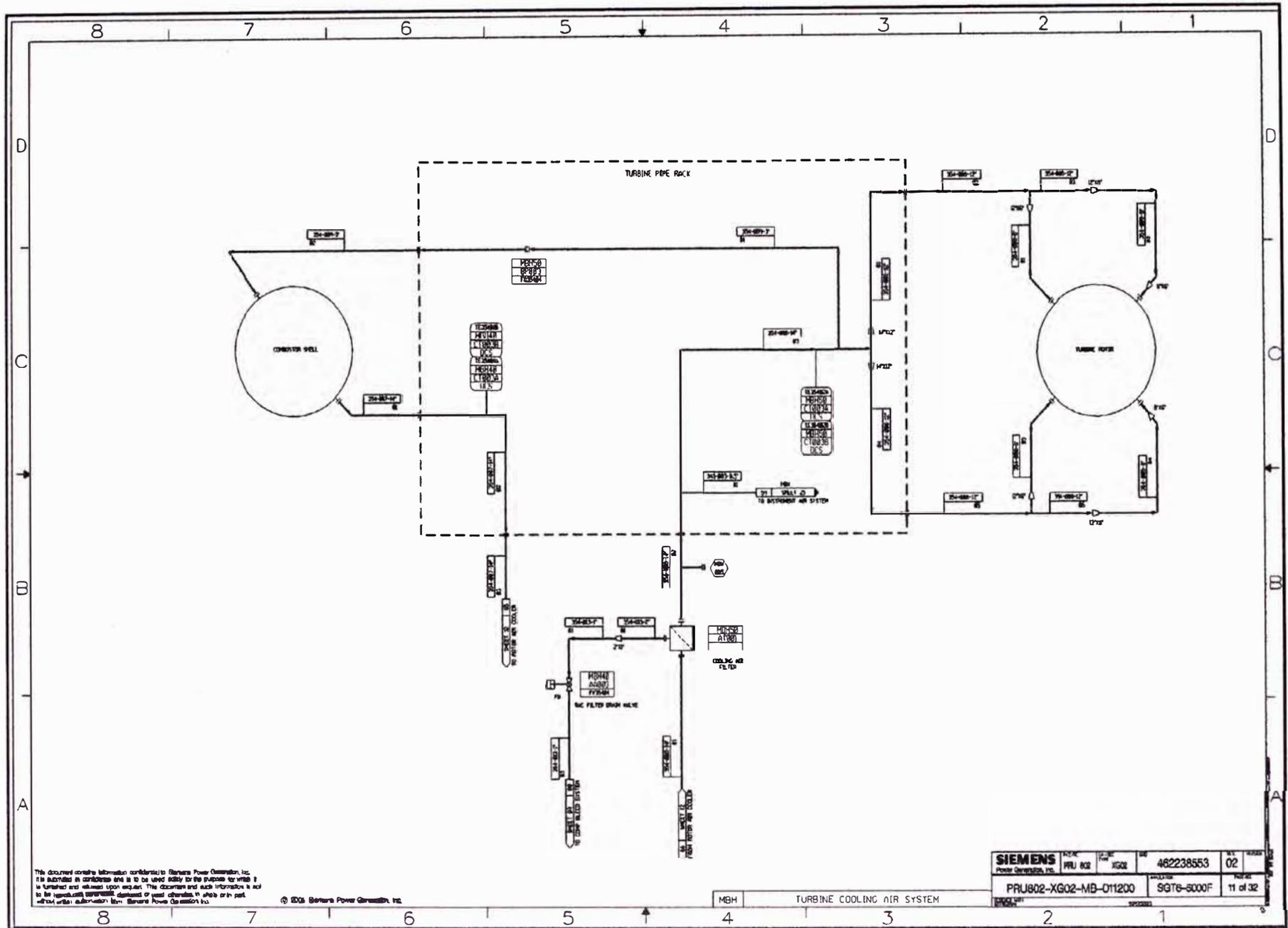


Figura 15 : Diagrama del proceso de la refrigeración de la unidad

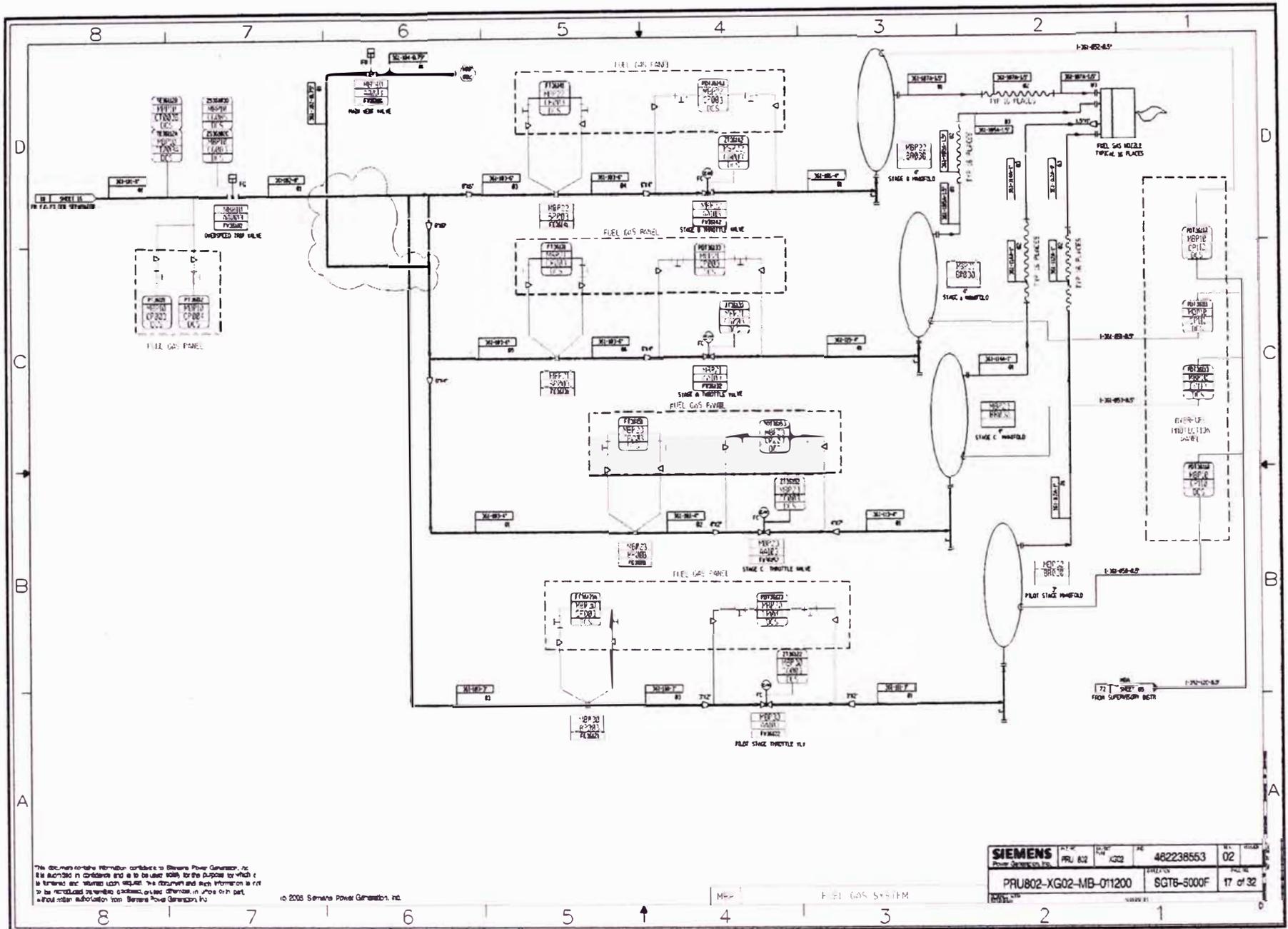


Figura 16 : Diagrama del proceso de suministro de gas a la unidad

### 1.6.5. Sistemas de apoyo

Los sistemas de apoyo para la unidad son; el sistema contra incendio, los sistemas de drenaje y purga y el sistema de monitoreo en línea. El sistema contraincendio es una de las protecciones de mayor importancia ante un siniestro, la unidad posee detectores redundantes de temperatura y gas que diagnostican la presencia de fuego o de una atmósfera explosiva ante lo cual descargan una batería de dióxido de carbono que se encuentra almacenado al lado del paquete de arranque de la unidad, además como protección adicional se tiene alrededor de la unidad una red de agua para la extinción de incendios, la cual posee hidrantes con capacidad suficiente para cubrir toda el área de influencia de la unidad.

Los sistemas de drenaje y purga aseguran un apropiado venteo de gas y soplado del aire del compresor o de los gases de la turbina. Además el sistema de aire de instrumentos posee un secador de aire y purgas que aseguran el drenaje de la humedad ambiental contenida en el aire comprimido, a fin de evitar que su presencia ocasione perjuicio a los equipos.

Finalmente dentro de los sistemas de monitoreo; podemos mencionar dos trascendentales, primero , el de monitoreo de emisiones que ayuda a asegurar el mínimo impacto ambiental manteniendo las emisiones de NOx y CO2 en niveles mínimos y segundo, el monitoreo de la combustión, que a través de un seguimiento de la oscilación de la presión de la combustión permite asegurar

una unidad en buen estado, asegurando que los componentes sometidos a las más altas temperaturas mantienen el flujo de los gases de escape dentro de los parámetros de diseño y operación previstos para la unidad.

## **Capítulo 2.**

### **AMPLIACIÓN DE LA C.T. SANTA ROSA**

#### **2.1. Introducción**

La CTSR ha crecido con la ciudad quedando hoy situada junto a la subestación del mismo nombre en el núcleo mismo del SEIN, desde donde cumple un rol importante en la confiabilidad y estabilidad del sistema, es así que a esta subestación llegan dos líneas de 220 kV desde la Central Hidroeléctrica Huinco, de propiedad de Edegel que regula la frecuencia del sistema eléctrico en el Perú y a la que Santa Rosa respalda en caso que se requiera inyectar potencia activa o reactiva en subestación.

Su ubicación en el centro de Lima y con una mayor cercanía a los grandes centros de consumo industrial de la ciudad, como la Avenida Argentina y la Carretera Central, la CTSR tiene un mercado asegurado con la mínima distancia entre el lugar de generación y los clientes.

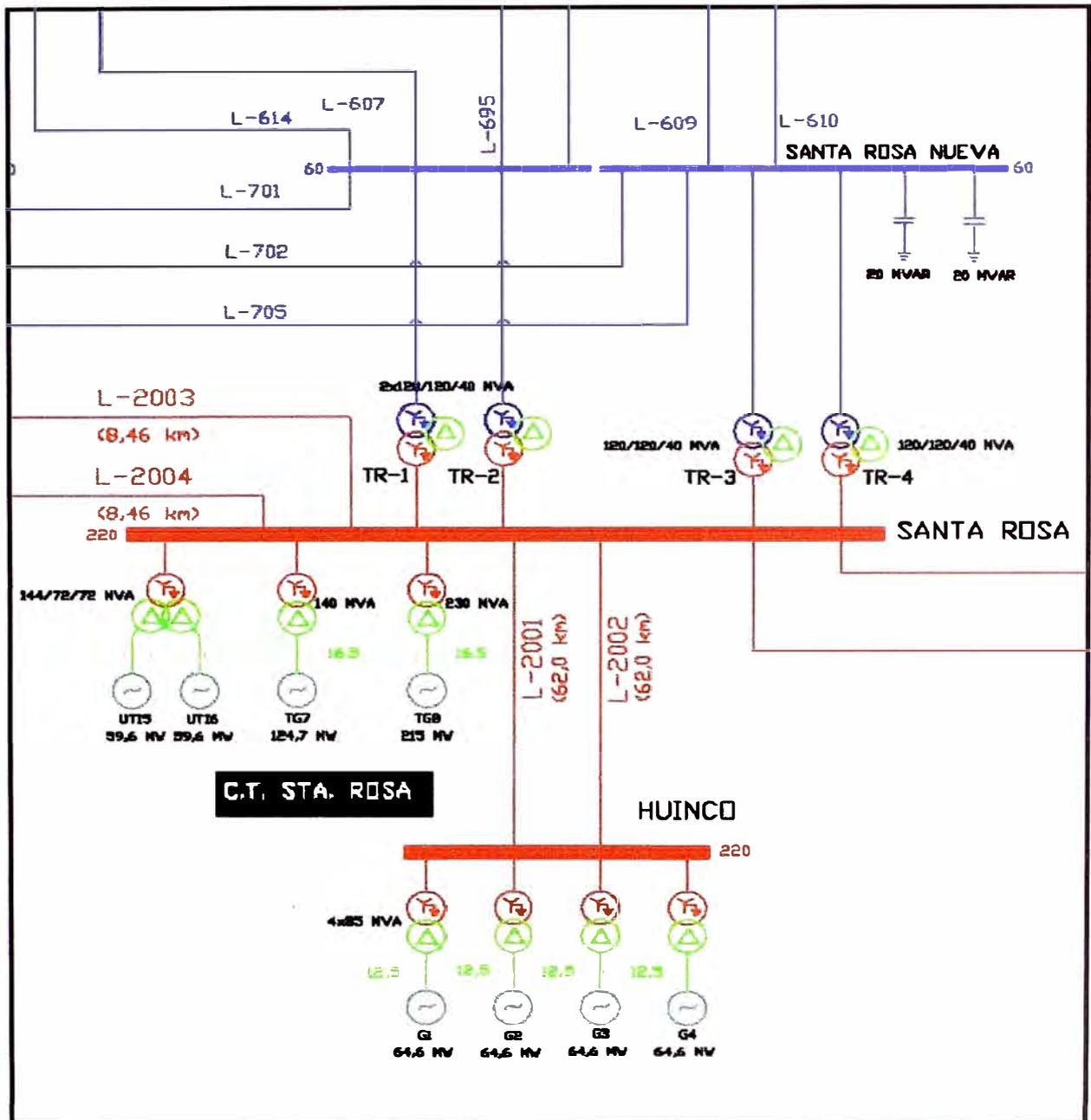


Figura 17 : Esquema de conexión de unidad a la SET Santa Rosa

Las estadísticas disponibles en el COES<sup>14</sup> muestran desde 1997 el incremento progresivo de la producción en la Subestación Santa Rosa y en general en el

<sup>14</sup> Estadísticas del COES - SINAC <http://www.coes.org.pe/DATAWEB/2006/DTR/ESTADISTICA/ANUAL/anual.htm>

negocio eléctrico como producto de la falta de generación. Esta es la primera razón por la cual el Proyecto de Ampliación Santa Rosa, tuvo grandes probabilidades de concretarse.

En el año 2007 las proyecciones del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) sobre la demanda de energía eléctrica hasta el año 2015 estiman un crecimiento mayor al 7% para un escenario optimista, en cuyo año se espera que la demanda de energía sería de 47064 GWh y la demanda de potencia de 6656 MW. Dichas expectativas se han mantenido a pesar de la crisis mundial, habiéndose obtenido al final del 2010 un incremento de la demanda mayor al 9%.

Los escenarios más optimistas del crecimiento de la demanda del mercado eléctrico, establecidos por reconocidos consultores como Macroconsult <sup>15</sup>, el Instituto Peruano de Economía y por diversos especialistas han sido alcanzados y casi sobrepasados en estos tres últimos años.

Ante tal crecimiento de demanda energética del país, se hace necesario implementar nuevos proyectos energéticos que permitan cubrir esta creciente demanda por parte del mercado eléctrico, a lo cual responde justamente el proyecto de ampliación de la C. T. Santa Rosa. Se espera que la perspectiva de crecimiento se mantenga durante el próximo quinquenio 2011-2015.

---

<sup>15</sup> Ver Anexo 4 – Extracto de Informe de Macroconsult 2007, Visión 2008-2017

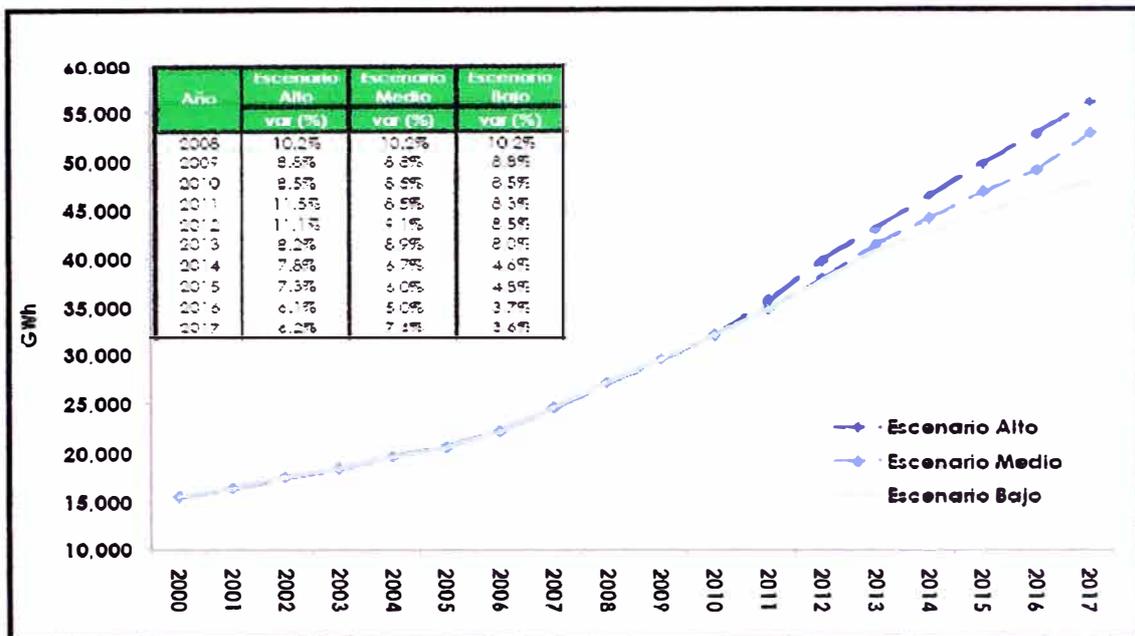


Figura 18 : Proyección de Demanda de Energía en el Perú 2000-2017 (Anexo 4)

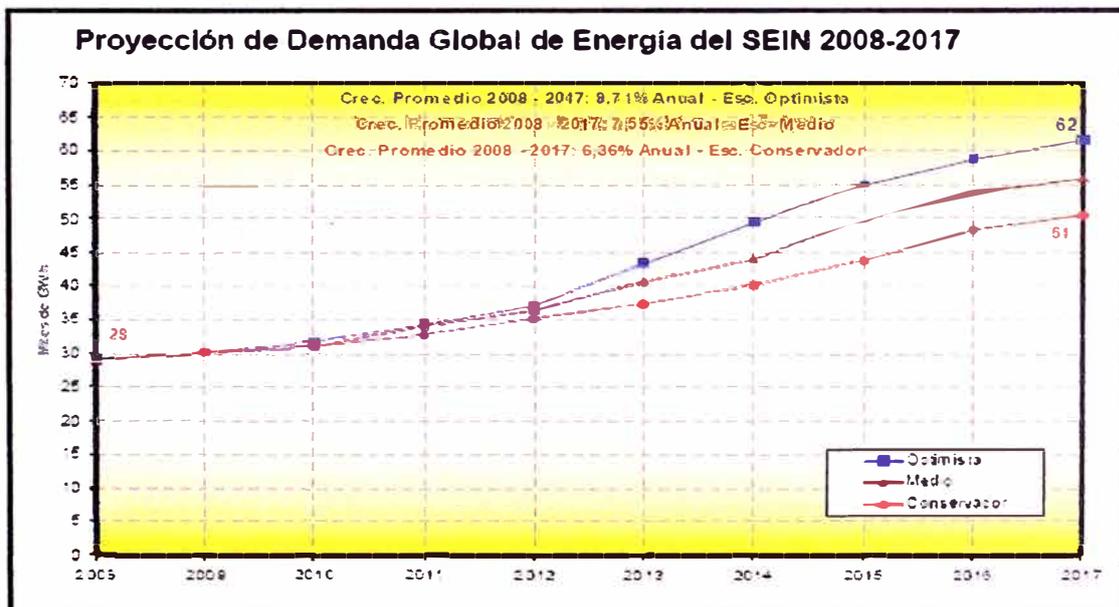


Figura 19 : Proyección Demanda de Energía en el Perú 2008-2017 (MEM plan referencial <sup>16</sup> )

<sup>16</sup> Publicación 2010 del MEM - Plan Referencial de Electricidad 2008-2017. [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)

## **2.2. Perfil del Proyecto**

Basados en el desarrollo del mercado de energía y las proyecciones elaboradas hasta el 2006, el perfil del proyecto fue esbozado a inicios del 2007 y definió la necesidad de proyectar la construcción de una unidad de generación térmica de ciclo abierto de 150 – 200 MW con posibilidad técnica de cerrar en un ciclo combinado de 240 - 280 MW, a ubicarse en la CTSR en donde el propietario dispone suficiente terreno para ambas etapas de terreno y en donde se encuentran instalaciones de transmisión en 220 kV y de distribución en 60 kV y la red principal del suministro de gas natural, en terrenos próximos a la intersección con la vía férrea central y con el río Rímac.

El PASR ubicado en el Cercado de Lima inició su ejecución formal en enero del 2008 con la firma del Contrato con Siemens, para el suministro, construcción y puesta en servicio de una nueva unidad con una turbina a gas Siemens.

## **2.3. Estudios Preliminares y Decisión de Ejecución del Proyecto.**

En este grupo de estudios se encuentran aquellos que se desarrollan para definir el perfil y alcance del proyecto y que tienen que ver con el sustento de su evaluación, definición y decisión que también esta basada en una matriz de evaluación de Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas, Análisis

FODA. La Memoria 2007 <sup>17</sup> de Edegel hace una clara semblanza del contexto dentro del cual se tomó esta decisión.

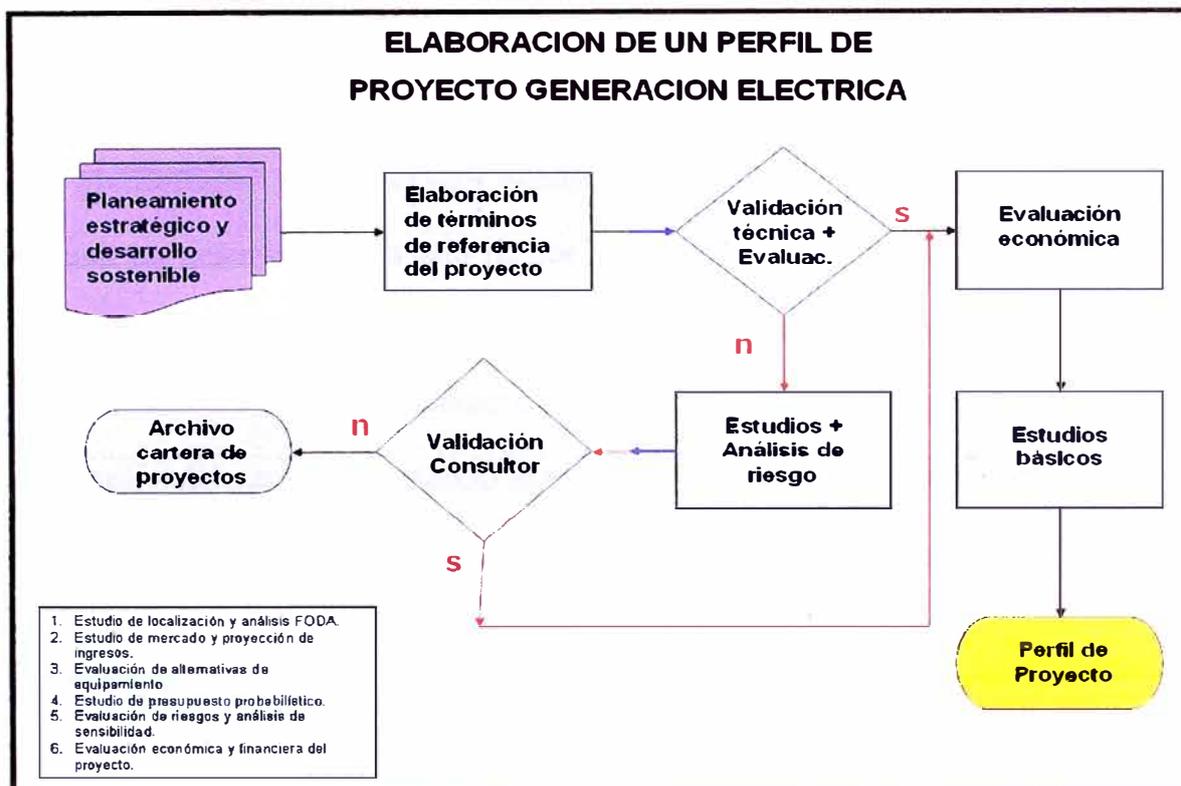


Figura 20 : Diagrama del proceso de elaborar un perfil de proyecto

En el caso del PASR los resultados de los estudios previos indicaron claramente la oportunidad y la necesidad de desarrollar este proyecto por lo que la decisión fue tomada en esta etapa.

Esta decisión ha sido sustentada en parte con información proveniente del Ministerio de Energía y Minas y del Osinergmin en relación los estudios económicos, con el desarrollo y cumplimiento del plan de obras en generación

<sup>17</sup> Ver <http://www.edegel.com/memoria2007/tomo3.pdf>

eléctrica y la fiscalización eléctrica. Además de informes y estudios de Macroconsult (<http://www.macroconsult.com.pe> ) y del Instituto Peruano de Economía ( <http://ipe.org.pe> ), algunos de ellos encargados en forma particular por Edegel, que sirvieron de soporte para la evaluación económica del proyecto.

### **Pre-Factibilidad y Estudio de Localización**

Si bien en general este es uno de los primeros estudios preliminares que debe realizarse afín de definir algunas alternativas para la ubicación del proyecto, en nuestro caso no fue desarrollado debido a que el PASR, se consideró desde la evaluación del perfil del proyecto la utilización de terrenos de la CTSR.

Para otros proyectos en donde no se dispone del terreno para construir esta puede ser una de las variables más sensibles, pues de esa determinación dependerán otra serie de estudios que a nivel de prefactibilidad deben soportar la decisión de ejecutar el proyecto, entre ellos podemos mencionar:

- ✓ Estudio de localización y análisis FODA <sup>18</sup>.
- ✓ Estudio de mercado y proyección de ingresos.
- ✓ Evaluación de alternativas de equipamiento.
- ✓ Estudio de presupuesto probabilístico.
- ✓ Evaluación de riesgos y análisis de sensibilidad.
- ✓ Evaluación económica y financiera del proyecto.

---

<sup>18</sup> En Anexo 5 se muestra un análisis FODA básico para la toma de decisión de ejecutar el proyecto.

Algunos de estos estudios normalmente se desarrollan como parte de un Estudio de Pre- Factibilidad para un proyecto de generación.

En muchos casos cuando el nivel de seguridad para el éxito de la inversión, obtenido a través de los estudios básicos y de pre-factibilidad no es suficiente, es necesario desarrollar un estudio de factibilidad a nivel de investigación.

La Central Térmica Santa Rosa se encuentra ubicada en una zona urbano - industrial de la ciudad de Lima, departamento de Lima. En la Figura 18 se ubica la Central Térmica Santa Rosa y se describe las áreas contiguas y demás.



Figura 21 : Localización del terreno para el proyecto

La propiedad de la Central Térmica de Santa Rosa abarca un área de 142,468.48 m<sup>2</sup>, dividido por la servidumbre de tránsito del Ferrocarril Central Andino. Asimismo en el interior de la propiedad se tiene el patio de llaves de propiedad de Red de Energía del Perú (REP) y los sistemas eléctricos de empresas operadoras de distribución de energía eléctrica (Edelnor y Luz del Sur), también es colindante con el cementerio Presbítero Maestro y el río Rímac.

### **Estudio de Factibilidad y Especificación Técnica del Proyecto**

Es usual que en algunos casos la Etapa de especificación del proyecto siga a continuación de su factibilidad, sin embargo cuando la decisión ya esta tomada y se considera necesario que los tiempos de ejecución del proyectos se minimicen es posible que ocurran situaciones como en este proyecto, en el cual durante la etapa de factibilidad se logro la aprobación corporativa de la inversión con lo cual se trabajó en simultaneo los estudios de factibilidad faltantes con preparación de la especificación para contratación principal del proyecto.

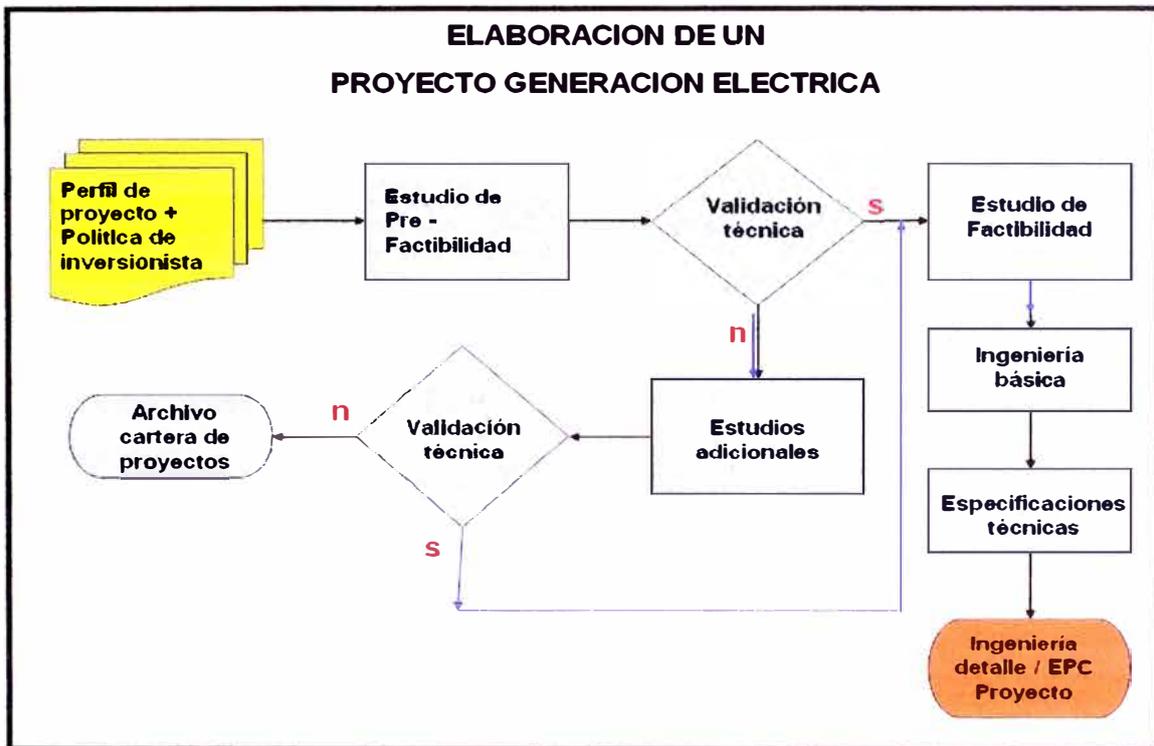


Figura 22 : Diagrama del proceso de elaboración de un proyecto

La Especificación Técnica del Proyecto <sup>19</sup> tiene como propósito establecer los documentos de contratación de la parte principal del proyecto. En todo caso un proyecto también puede concluir su etapa de estudios con una contratación de obras que permita trasladar todas las obligaciones constructivas a un tercero.

Finalmente, a la fecha existe en el MEM en proceso de aprobación un proyecto de Resolución Ministerial reglamentando conforme a la Ley de Concesiones Eléctricas la Conformación Mínima de los Estudios de Factibilidad – Anexo 7.

<sup>19</sup> En Anexo 6 se muestra una Estructura de Especificación Técnica del Proyecto

### **Estudio de alternativas de Equipamiento**

Cuando la situación del mercado hace posible evaluar diversos tipos de proveedores de equipamiento es posible obtener información técnica que permita evaluar comparativamente los aspectos de detalle que ofrece cada suministro, en el caso de las turbinas a gas existe una amplia investigación desarrollada por la institución norteamericana EPRI – “Electric Power Research Institut”, cuyo informe de investigación “Gas Turbine Upgrades for Enhancing Operational Flexibility”<sup>20</sup> de marzo del 2007 , ofrece una importante perspectiva del desarrollo de la tecnología en las turbinas a gas.

### **Estudio para Interconexión con Subestación.**

Para asegurar la capacidad de conexión de una unidad adicional a la subestación eléctrica de la CTSR, se desarrolló con la empresa ISA un estudio de Interconexión para asegurar el dimensionamiento de las instalaciones. Dicho estudio concluyó que es factible inyectar la potencia proyectada por el PASR en la subestación de la CTSR.

#### **2.4. Organización para ejecución del proyecto.**

Decidida la ejecución del proyecto y basados en los estimados desarrollados en la factibilidad para la reubicación de instalaciones y para la nueva unidad se determinó independizar las contrataciones para la preparación del terreno, traslado de instalaciones y las obras para la acometida en 220 kV, de la

---

<sup>20</sup> Extracto de informe en Anexo 8.

contratación para la nueva unidad. Por lo cual la actividad crítica quedaba completamente en control bajo el contrato con el fabricante.

#### Actividades para determinar el Contrato EPC

**a. Presentación de propuesta de Fabricante**

En la cual el fabricante entrega el suministro estándar de sus instalaciones para el mercado de generación latino.

**b. Negociación de facilidades y versatilidad de equipamiento.**

Se revisa diseño de equipamiento y producción garantizada, además de características básicas de la instalación eléctrica y resistencia sísmica, así como versatilidad de protecciones y equipamiento.

**c. Negociación para entrega del terreno.**

Dado que la entrega del terreno determina el plazo para la entrega del proyecto, se determina que el fabricante no tenga a cargo el traslado de instalaciones existentes allí en donde se proyecta la ubicación de la nueva turbina.

**d. Memoria de Entendimiento previo.**

Cuando el nivel de gestión de permisos detallados en la factibilidad legal aún no se concretan, se hace necesario un acuerdo previo con el fabricante de manera de protegerse ante un eventual rechazo de la autorización.

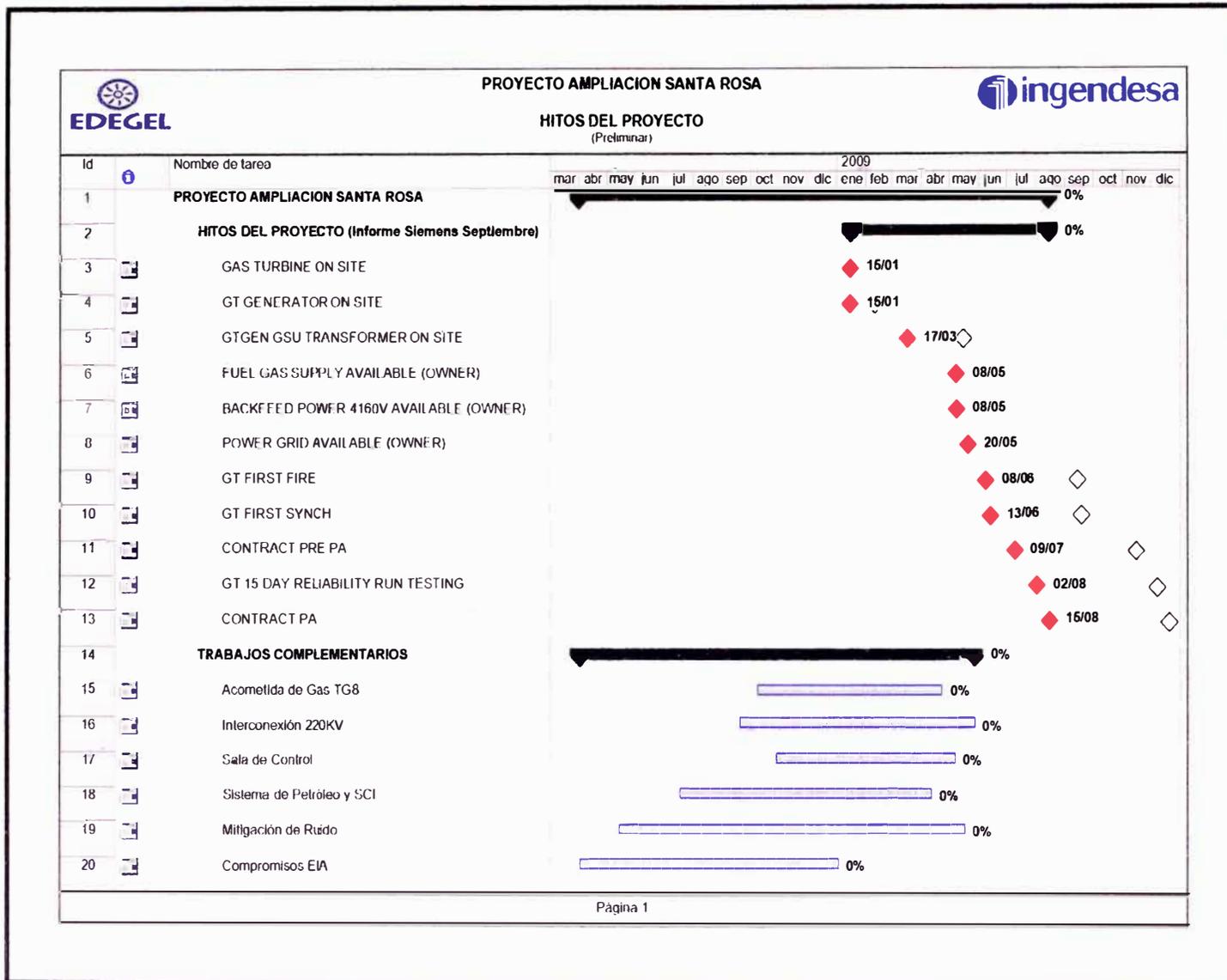


Figura 23 : Planificación preliminar del proyecto

e. Firma de Contrato con Siemens.

Este acuerdo tiene como característica el acuerdo para una orden de proceder, a fin de asegurarle a los inversionistas y al fabricante que todos los requerimientos legales habían sido cumplidos para el inicio del proyecto, normalmente con esta etapa se intercambian fianzas de compromiso de ambas partes.

f. Orden de Proceder.

Dicha orden fue emitida una vez obtenida la aprobación del EIA y conlleva la obligación de efectuar un importante desembolso de inicio del contrato, con el que el proveedor queda comprometido a cumplir el plazo establecido.

Actividades a desarrollar para la Preparación del Terreno

A continuación y mientras se desarrolla la ingeniería de detalle que permite acondicionar el diseño estándar del fabricante de la turbina a las condiciones del terreno, se inició el proceso de ingeniería propia para la preparación del terreno.

Así el proyecto contempló como obras principales de preparación del terreno las siguientes actividades:

1. Desmontaje de los dos tanques de petróleo 4500 m<sup>3</sup>, bombas de recepción de petróleo y demolición de las obras civiles, cimentaciones asociadas a los tanques, a la centrífuga y la recepción de petróleo.
2. Reubicación de tuberías de gas, agua y sistema contra incendio (SCI) a la TG7.

3. Reubicación del sistema contraincendio.
4. Reubicación de línea de 60 kV (propiedad de Edelnor).
5. Demolición de instalaciones para la entrega del terreno para el contrato EPC.
6. Retiro de fundaciones y nivelación del terreno.
7. Construcción de nuevos tanques de petróleo y sistema de recepción.
8. Construcción de la acometida de gas natural.
9. Interconexión de acometida 220 kV con cable subterráneo.
10. Remodelación de sala de control.

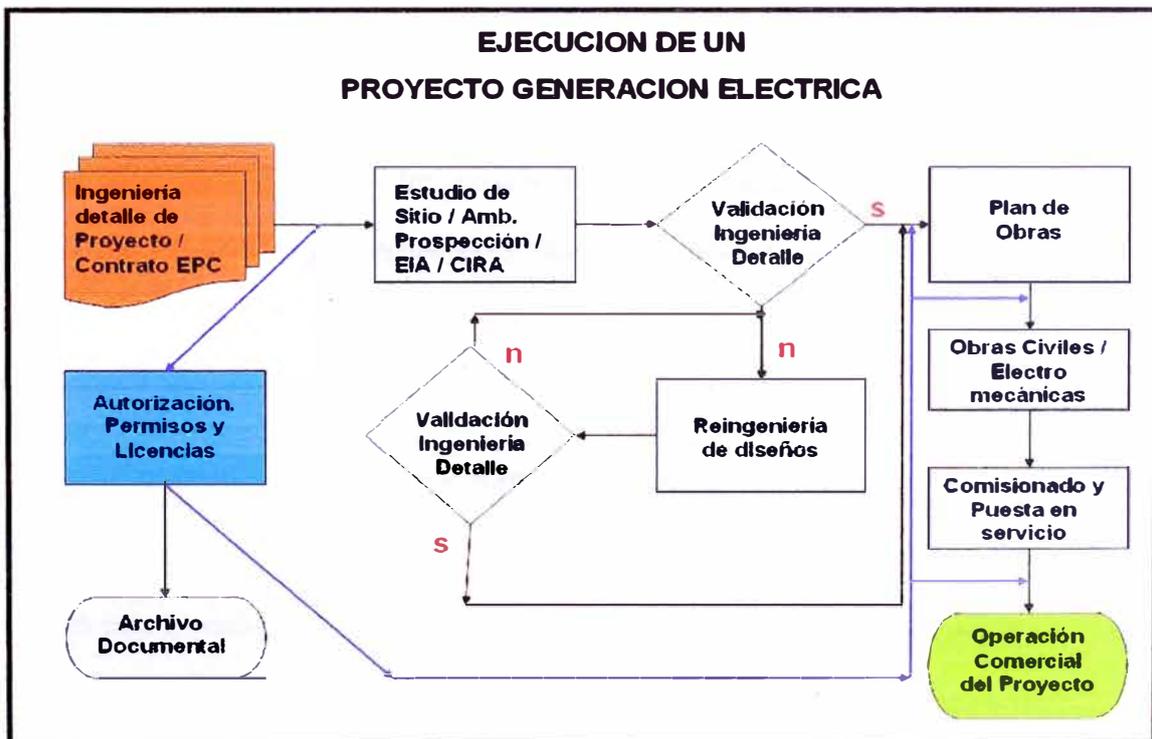


Figura 24 : Diagrama del proceso de la ejecución de un proyecto

## 2.5. Negociación de Contratos

Para la ejecución de las obras que hemos descrito fue necesario establecer diversos contratos con empresas relacionadas con la construcción de centrales. Por esta razón una definición trascendental al inicio del proyecto es la determinación del número y alcance de los contratos que serán acordados para la ejecución de estas obras, pues esa definición influye en gran medida en como se optimiza la ejecución de costos del proyecto.

Dentro de esa orientación es importante resaltar que la parte crítica del suministro, ingeniería y la construcción del proyecto quede en manos del fabricante, ya que además representa el costo principal del proyecto, por esa razón se establece que en los proyectos de generación se desarrolla un contrato “llave en mano” con el fabricante Siemens, contrato denominado EPC por sus siglas en inglés “Engineering, Procurement and Construction”.

- Contrato con Siemens Energy <sup>21</sup>

El Contrato EPC fue un tipo de contrato será denominado- Contrato “Llave en mano para la Ingeniería, Suministro, Montaje, Pruebas y Puesta en Marcha de la Ampliación de la Central Santa Rosa” y consideró lo siguiente:

- ✓ Proveer todos los servicios de ingeniería, diseño, gestiones de compra, aseguramiento de calidad e inspecciones necesarias para ejecutar y

---

<sup>21</sup> Ver <http://www.energy.siemens.com/entry/energy/hq/en/#429870>

supervisar todos los trabajos del contrato. Junto con lo anterior, entregar a Edegel toda la documentación relacionada.

- ✓ Proveer todos los equipos, estructuras, materiales e instalaciones (mecánicas, eléctricas y de control) requeridos para el ciclo combinado y repuestos iniciales necesarios para la puesta en servicio.
- ✓ Proveer los servicios de transporte hasta el sitio de la CTSR, permisos y seguros
- ✓ Proveer toda la mano de obra calificada y no calificada para ejecutar las obras.
- ✓ Ejecutar los trabajos de obras civiles, incluidas las instalaciones de faenas, mejoramiento de suelo, si es necesario, y todas las estructuras necesarias para la captación de agua residual, y su tratamiento para permitir su descarga.
- ✓ Proveer entrenamiento para el personal de EDEGEL y entrega de los manuales de operación y mantenimiento.
- ✓ Supervisión y ejecución de todas las pruebas iniciales hasta la puesta en servicio, y pruebas de rendimiento y potencia.

Como complemento se muestra adjunto en detalle un alcance de contenido de un contrato EPC:

- CLÁUSULA 1 Definiciones
- CLÁUSULA 2 Propietario, Contratista y los Subcontratistas
- CLÁUSULA 3 Responsabilidades del Contratista y Subcontratistas
- CLAÚSULA 4 Responsabilidades del Propietario

- CLAÚSULA 5 Leyes, Regulaciones , Códigos y Normas
- CLAÚSULA 6 Transporte de equipos al Terreno
- CLAÚSULA 7 Condiciones del Medioambiente y del Terreno
- CLAÚSULA 8 Impuestos y Facturación
- CLAÚSULA 9 Fuerza Mayor
- CLAÚSULA 10 Cronograma del Proyecto
- CLAÚSULA 11 Órdenes de Cambio
- CLAÚSULA 12 Pagos y facturación
- CLAÚSULA 13 Seguros
- CLAÚSULA 14 Recepción Provisional y Recepción Final
- CLAÚSULA 15 Liquidación de Penalidad o Bonificación
- CLAÚSULA 16 Aceptación Final
- CLAÚSULA 17 Declaraciones y Garantías
- CLAÚSULA 18 Derechos de Autor
- CLAÚSULA 19 Límites de Responsabilidad
- CLAÚSULA 20 Incumplimiento, Resolución e Indemnización.
- CLAÚSULA 21 Resolución de Disputas
- CLAÚSULA 22 Licencias y Permisos para la Obra
- CLAÚSULA 23 Materiales Peligrosos
- CLAÚSULA 24 Disposiciones Varias

- Contratos de Ingeniería y soporte del proyecto

A partir de la necesidad de garantizar la calidad y confiabilidad requerida en el proyecto, Edegel mantiene una política de establecer una inspección de

obra que permita en el transcurso del proyecto alcanzar los plazos y metas establecidas. Esa inspección y asistencia técnica fue contratada a Ingendesa, empresa de Ingeniería de Endesa en Chile <sup>22</sup> y que tuvo el encargo de preparar el terreno e inspeccionar las obras del EPC y los demás contratos. A través de este contrato celebrado con Ingendesa Chile, se ejecutó la asesoría para la revisión de ingeniería del EPC y demás contratos.

- **Contrato Inspección Técnica**

Contrato celebrado con Ingendesa Perú y consistió en brindar inspección técnica y operativa a todos los contratos involucrados para la realización del proyecto de ampliación de la central Santa Rosa desde su inicio hasta su fin, debido a que es necesario mantener una inspección técnica de contraparte.

- **Contratación de Estudios de Operatividad**

Contrato de servicio especializado que consistió en la preparación de los estudios eléctricos solicitados por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), para las etapas de pre operatividad y operatividad, así durante la ejecución de los estudios se identificó las restricciones de la potencia de corto circuito en la subestación por lo cual fue necesario desarrollar estudios adicionales no contemplados en el alcance inicial del contrato solicitados por el COES.

---

<sup>22</sup> Ver [www.ingendesa.cl](http://www.ingendesa.cl)

### **Contratos de Obras Complementarias**

Desde la definición del perfil del proyecto quedó claro que existían algunos trabajos que debían efectuarse en paralelo con la obra principal y que por el conocimiento del mercado y economía era preferible ejecutarlo con proveedores locales, por esa razón se desarrollaron contratos para las instalaciones eléctricas en 220 kV, para el suministro de gas, para la reubicación de instalaciones existentes, además de los contratos y servicios desarrollados para la preparación del terreno.

Entre otros podemos menciona los contratados para demolición y traslado de instalaciones de petróleo, lo cual comprendió el desmontaje de los dos tanques de petróleo, estación de recepción, bombas de envío y estación de centrifuga. También se procedió a la demolición total de sus obras civiles asociadas y traslado de las demás instalaciones de la planta asociadas al suministro de gas, sistemas contra incendio y otros.

Contrato de Obras de Interconexión en 220 kV.

- Contrato de Obra para Interconexión de la TG8 al patio de llaves en 220 kV

Este contrato fue realizado con Siemens Perú SAC para las obras de interconexión de la TG8 al patio de llaves en 220 kV ubicado dentro del área en concesión de la empresa transmisora (REP). El contrato básico consistió en la adquisición de equipos eléctricos: pararrayos, transformador de corriente, aislador de pedestal, relé diferencial, tableros adicionales de la

protección diferencial y la conexión al relé diferencial de barras de REP. La primera etapa tuvo un plazo de ejecución para la interconexión a la barra A de 8 meses y una semana, esa primera interconexión al patio de llaves se realizó para cumplir un hito contractual del contrato EPC con Siemens Energy. La segunda adenda comprendió el suministro, montaje y ejecución de la interconexión a la barra B del patio de llaves 220 kV, ello debido a los requerimientos de conexión de REP, su plazo de ejecución fue de 6 meses. La tercera adenda fue por el suministro de cables de baja tensión, ingeniería y montaje de la alimentación a tablero de protección diferencial, implementación de ductos y cables para la conexión al interruptor de maquina, suministro de lámparas, montaje de conexión a terminales (mufas) 220 kV, conexión y desconexión del cable aéreo de 220 kV y sobrecostos de transporte aéreo.

- Contrato por el Suministro de mufas y cable subterráneo en 220kV

Este contrato fue firmado con Transworld SA, comprendió el suministro del cable de energía subterráneo en 220 kV más mufas de conexión, el plazo de entrega fue de 6 meses. La decisión de compra de este suministro fue basada en una recomendación corporativa pues ya se había comprado al fabricante ILJIN con anterioridad y se recomendaba la compra de este suministro para cumplir con los plazos de entrega del hito comprometido por Edegel para el proyecto. Todas las otras opciones disponibles en el mercado local e internacional no cumplían con los plazos de entrega o no disponían de información técnica suficiente para ser evaluadas dentro del plazo requerido.

- Contrato para el Montaje de cable y mufas para conexión en 220 kV

Este contrato suscrito con SALFA MONTAJES SA, comprendió el montaje del cable y mufas para conexión en 220 kV, esta obra demandó la excavación de una zanja para el cable de alta tensión unos 150 mts desde el transformador de poder hasta el patio de alta tensión.

- Contrato de Obra para Acometida e Instalaciones Internas de Gas de la TG8

Este contrato fue suscrito con CALIDDA, como Concesionario autorizado para la distribución de gas en Lima y tiene la particularidad de presentar una parte del contrato bajo la modalidad de suma alzada y otra a precios unitarios, se estimó un plazo de ejecución de seis meses. CALIDDA es el Concesionario de Distribución del gas natural de Lima y Callao, Edegel ya ha tenido varias contrataciones con esta empresa lo que facilitó la negociación para la firma de dicho contrato.

Durante la ejecución se presentó una adenda que incrementó el precio del contrato, debido a la necesidad de ampliar la interconexión de los sistemas de control de la unidad con los de la estación de gas una vez que se había definido la ingeniería de Siemens Energy. Terminado este contrato las instalaciones de la nueva unidad presentaban las condiciones necesarias para firmar un contrato de suministro de gas natural.

- Contrato para el Suministro y fabricación de instalaciones de petróleo

Este contrato fue firmado con IMECON SA, comprendió el suministro, fabricación y montaje de dos tanques de petróleo, suscrito bajo la modalidad de precios unitarios. Este contrato tuvo dos adendas, la primera adenda consideró requerimientos de la Gerencia de Explotación de ampliar la capacidad de almacenamiento de petróleo considerada inicialmente en la memoria del proyecto para realizar estos cambios se modificó la modalidad de pago cambiándolo a suma alzada lo que resultó incrementando el precio del contrato base. La segunda adenda comprendió el suministro, montaje y puesto en servicio del sistema de recepción, centrifugado y suministro de diesel.

- Contrato para la Adquisición, instalación y puesta en servicio del nuevo skid de bombas contra incendio

Este contrato fue suscrito con ABS Importaciones y Representaciones SA, comprendió el suministro, instalación y puesta en servicio del nuevo skid de bombas contra incendio, el plazo de ejecución fue de cinco meses. Este contrato tuvo una adenda que solamente modificó su forma de pago.

## 2.6. Ingeniería básica.

- Ingeniería Básica del Proyecto

Para el estudio de la disposición de equipos de la turbina se efectuó un análisis de disposición de equipos para el ciclo combinado completo,

considerando las restricciones de terrenos existentes de la Central Santa Rosa, habiéndose elaborado siete (7) alternativas de ubicación de sistemas y equipos, con diferentes alternativas de trazado de conexión de 220 kV del transformador de poder de la turbina a vapor.

La descripción de las distintas alternativas y su evaluación en una matriz de decisión, contribuyeron a la toma de decisión junto con el análisis de riesgos del entorno en donde se pudo evaluar las alternativas que se adecuan mejor a la perspectiva del negocio y para tener las mayores facilidades operativas.

- Ingeniería Básica para la Reubicación de las Instalaciones de Petróleo.  
Contrato “Servicio de ingeniería de reubicación de instalaciones de petróleo”  
Este contrato fue firmado con la empresa Inspectra SA, comprendió la realización de la ingeniería básica y de detalle para la reubicación de instalaciones de petróleo, la modalidad de pago fue a través de hitos contractuales. Durante la ejecución del contrato se realizó cambios en su alcance, con el cual se obtuvo finalmente un ahorro importante en el precio del contrato.

## 2.7. Ingeniería para disposición del proyecto de construcción.

### 2.7.1. Estudio de alternativas.

Las configuraciones de la unidad previstas en el contrato EPC fueron tres, habiendo elegido la opción que alinea el flujo de gases en el sentido oeste-

este, basados en la necesidad de prever el mayor espacio posible para el desarrollo del ciclo combinado manteniendo las distancias necesarias para evitar interferencia con el proyecto de la ampliación del tren eléctrico de Lima hasta Zarate.

#### **2.7.2. Elaboración de especificaciones de Obras Complementarias.**

Inspectra desarrolló un proyecto de reubicación de las instalaciones de petróleo que fue construido cumpliendo las reglamentaciones vigentes y asegurando el cumplimiento de las regulaciones vigentes referidas al manejo y almacenamiento de combustibles.

#### **2.7.3. Estudios de condiciones en campo.**

Como parte del contrato I-PC se desarrollaron una verificación topográfica completa de las áreas involucradas en el proyecto, así como perforaciones con diamantina en toda la zona en donde se desarrollaron las cimentaciones principales, además de otros estudios menores para asegurar la calidad del terreno a fin de prever obras y cimentaciones menores.

### **2.8. Desarrollo de la Ingeniería y Obras del Fabricante**

Desarrollo de ingeniería en origen, para la especificación de equipamientos y suministros del proyecto, además de prospección del terreno para las obras civiles y electromecánicas, hasta considerar el montaje y pruebas de equipos y puesta en servicio de unidad completa.

### Obras civiles incluidas en el EPC

Comprenden la preparación de la plataforma a nivel cero, malla de tierra, fundaciones de la turbina-compresor, generador eléctrico, transformador principal GSU, transformador auxiliar UAT, casa de filtros de admisión de aire, paquete eléctrico, paquete mecánico, chimenea, vías de acceso y avenidas.

### Suministro, instalación y comisionado de equipamiento incluido en el EPC

Turbina a gas y generador eléctrico, interruptor principal del generador, transformador principal y auxiliar, sistema de control T3000, chimenea, filtros de admisión de aire, sistema de aceite de lubricación, sistema de aceite de control, sistema contra incendio, combustores de gas de baja emisión de partículas de óxidos de nitrógeno (NOx).

#### **2.8.1. Estudios de ubicación y de suelos.**

Durante la firma del contrato EPC se definieron un par de distribuciones básicas de la unidad, las cuales fueron contrastadas contra el estudio de suelos realizado para la obra civil. Dicho emplazamiento tuvo que ser aún modificado debido al proyecto de ampliación del tren eléctrico hasta San Juan de Lurigancho.

#### **2.8.2. Ingeniería de detalle Obras Civiles – Electromecánicas.**

La ingeniería de detalle del proyecto se desarrolló en diferentes países, la ingeniería conceptual y básica referida al EPC se efectuó en la oficina central

del fabricante en Orlando. La ingeniería de detalle y otros estudios se desarrollaron en sus oficinas de India, en donde se desarrollaron la ingeniería de las especialidades, de manera que el cálculo de instalaciones siempre paso por un doble filtro de verificaciones.

Además como parte de las condiciones del contrato EPC, el fabricante tuvo la obligación de entregar la ingeniería de detalle para que el propietario pueda estar informado y eventualmente poder observarla en caso se encuentre algunas discordancias o imprecisiones. Situación que no es usual en los contratos llave en mano en donde los fabricantes usualmente quedan con toda la potestad de decidir, lo cual se ha considerado para este proyecto como un punto de incertidumbre, decidiéndose por ello que el propietario efectúe un nivel de revisión de la ingeniería de detalle.

### **2.8.3. Comisionado preliminar**

El comisionado preliminar, denominado también comisionado en frío corresponde a las pruebas básicas de operatividad de las instalaciones, arranques, energizados y verificaciones funcionales posibles de realizar sin el encendido de la turbina, todas ellas contribuyen a asegurar la confiabilidad durante el proceso de puesta en servicio, denominado comisionado en caliente

## **2.9. Obras Complementarias**

Las obras complementarias básicas como la acometida eléctrica y el suministro de gas fueron recepcionadas antes del inicio del comisionado, con lo cual la unidad quedó dispuesta para sus pruebas operacionales.

Otras obras no relacionadas directamente con la unidad como la readecuación de la sala de mando, el suministro de petróleo y las instalaciones contra incendio han continuado con trabajos de adecuación final inclusive durante el 2010.

## **2.10. Puesta en servicio y entrega en operación comercial**

Las pruebas de la unidad encendida comenzó en julio y culminó a fines de agosto y comprendió las pruebas de encendido, pruebas de arranque de sistemas, toma de carga y protecciones, habiéndose culminado la regulación de los sistemas y equipos y habiendo desarrollado una prueba de rechazo de carga, la única que ha ocurrido pues a la fecha (abril 2011) la unidad conserva una alta confiabilidad habiendo acumulado casi 7000 hrs. de operación sin detenciones o interrupciones forzadas.

De este proceso podemos resaltar la necesidad de una inspección solvente que permita tener una contraparte fuerte que permita enfrentar las dificultades propias de toda puesta en servicio con un espíritu constructivo e integrador con el

constructor de las instalaciones. Dicha oportunidad ha permitido entregar una unidad para operación comercial con un elevado nivel de confiabilidad.

La declaración en operación comercial es un proceso administrativo que consiste en la previa aprobación de la subestación a la cual se conecta la unidad, proceso que pasa luego con los informes de puesta en servicio por un proceso de validación del COES quienes finalmente emiten la resolución de operación comercial, momento desde el cual se considera que la unidad queda integrada al parque de generación con lo cual empieza a recibir remuneración por potencia y por energía, para el caso del Proyecto Ampliación Santa Rosa, esta declaración objetivo del proyecto se concreto el 2 de setiembre del 2009.

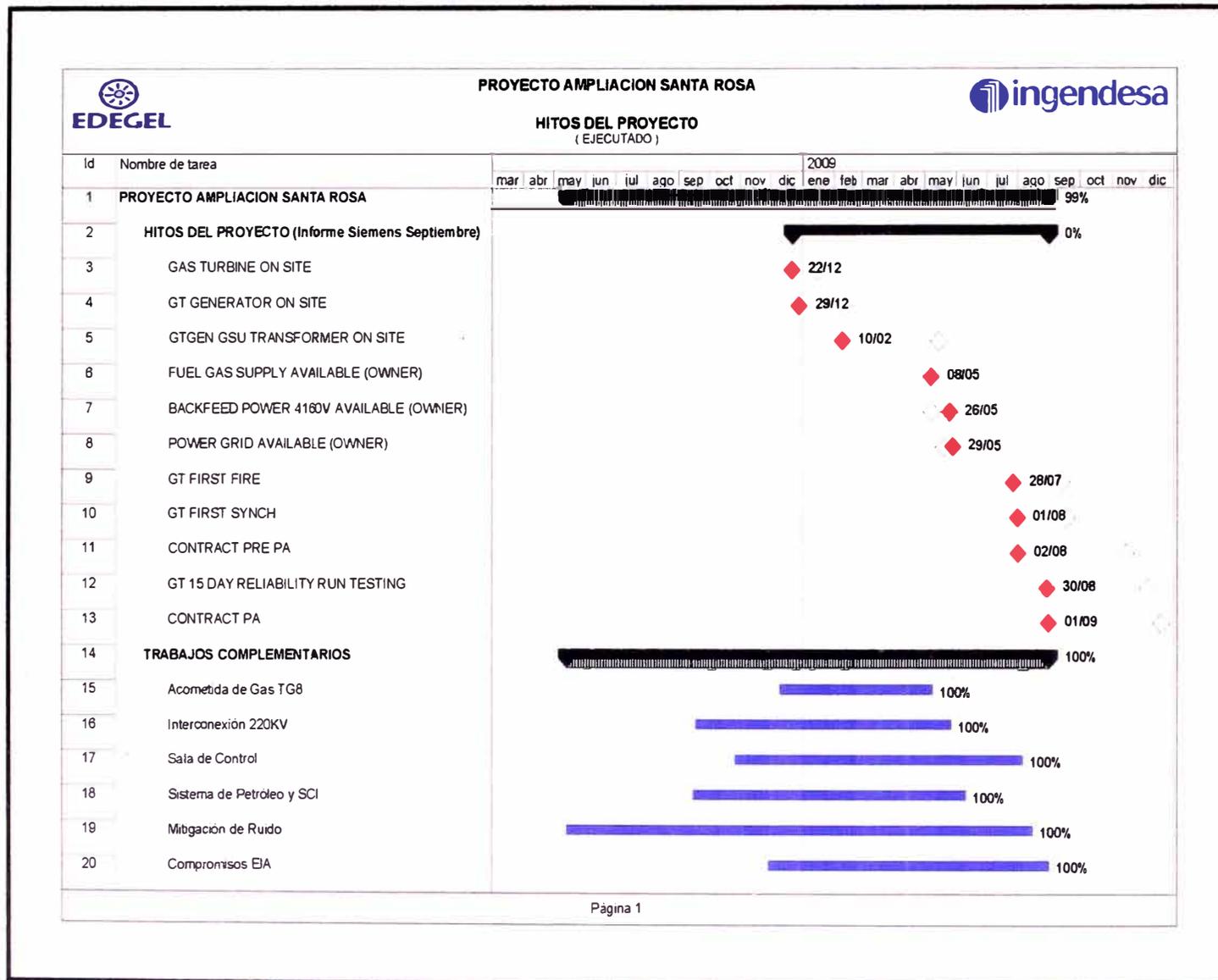


Figura 25 : Planificación ejecutada por el proyecto

## **Capítulo 3.**

### **3. CONTRATACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE NORMATIVA VIGENTE**

#### **3.1. Introducción**

Todo proyecto de generación pasa por una fiscalización y normatividad exigente para su concreción, sin embargo ello se ve incrementado por el hecho de construir una unidad dentro de la ciudad de Lima. Edegel se ha preocupado de cumplir estrictamente las leyes vigentes como parte de la responsabilidad social y de su política de desarrollo sostenible. Siendo la Ley de Concesiones Eléctricas DL 25844 el marco bajo el cual se desarrolla ese cumplimiento.

#### **3.2. Programación de Trabajos**

Al momento de la decisión de ejecutar el proyecto y con la información del contrato EPC se elaboró un programa de actividades que permitiera cumplir con seguridad el objetivo del proyecto alcanzando los plazos previstos y sin exceder el nivel de inversión esperado.

### Cronograma Original del Proyecto

Al momento de iniciar el diseño básico del proyecto de Ampliación de la Central Térmica Santa Rosa, se acordó que el desarrollo del proyecto tomaría un plazo de 24 meses (a contar de enero del 2008, fecha de firma del contrato EPC), lo que significaba que el término del proyecto sería en Diciembre del 2009.

Este cronograma fue utilizado como base para la preparación de los documentos de licitación y para la gestión de permisos y autorizaciones del proyecto que debieron desarrollarse en cumplimiento de la ley, cronograma que fue informado al MEM con una anterioridad mayor a 18 meses antes de la fecha prevista para la puesta en servicio.

### Cronograma de obras del Proyecto

El contrato EPC con Siemens Energy (SE). se licitó estableciendo como hito de entrega del terreno el 15 de Agosto del 2009 y como fecha limite de entrega de unidad el 20 de Diciembre del 2009

Debido al esfuerzo puesto en el cumplimiento de este hito, se entregó el terreno el 14 de Agosto del 2008, Siemens se movilizó a obra en Octubre del 2008 sin embargo después de un retraso, inicio obras civiles en Diciembre del 2008, este retraso se recuperó posteriormente con la llegada de los equipos principales a terreno en el plazo programado.



### Cronograma Definitivo del Proyecto

El programa definitivo de ejecución del Proyecto Ampliación Santa Rosa consideró que la fecha de inicio del proyecto fue con la firma del contrato EPC el 8 de Enero del 2008, por lo cual el proyecto se desarrolló en 21 meses, con la puesta en servicio de la unidad y posterior entrega en operación comercial el 2 de Septiembre del 2009.

### 3.3. Proceso de Contratación

Los procesos logísticos de contratación no son el objeto de este trabajo, sin embargo se hace mención a ellos en la medida de hacer notar la necesidad de integrar el servicio de logística al desarrollo del proyecto de manera que puedan atenderse de manera oportuna las necesidades de implementar las obras y servicios que deben contratarse directamente.

### 3.4. Seguimiento y control de contratos

#### 3.4.1. Herramientas de gestión

#### **GESTIÓN DE CALIDAD**

La gestión de calidad del Proyecto Ampliación central Santa Rosa fue desarrollada por EDEGEL como parte de su política de gestión, que tiene el compromiso de asegurar la calidad de los actividades que desarrolla. Para ello tiene implementado y certificado un sistema de gestión de calidad en base a los lineamientos dados por la norma ISO 9.001:2000, lo cual asegura que se

planifican y se realizan las actividades necesarias para gestionar y asegurar la calidad de los servicios de ingeniería, establecer vías de comunicación que permitan oportunamente conocer las necesidades y expectativas; establecer mecanismos que permitan conocer la percepción de los clientes y proveedores; mantener bajo control las desviaciones que se produzcan entre los recursos planificados y los efectivamente utilizados, con el propósito de tomar oportunamente las medidas necesarias para minimizar los potenciales mayores costos; mantener bajo control las desviaciones de los programas de avance físico de los trabajos, con el propósito de dar cumplimiento a los plazos comprometidos.

Como documento de referencia para el desarrollo de las coordinaciones se establece el manual de procedimientos, que es un documento en que se definieron las relaciones operativas entre el propietario y sus contratistas, el cual es coherente con las necesidades y requisitos de Edegel, establecidas en el contrato de prestación de servicios y con la documentación del Sistema de Gestión de Calidad. Para los servicios de Administración e Inspección Técnica de la Construcción, Ingendesa implementó un Manual de Operaciones, en el cual se identificaron las actividades a desarrollar y controlar por su personal en terreno, para la administración e inspección de las obras. En este manual se estableció para cada actividad, una Instrucción de Trabajo donde se describe los lineamientos de las tareas a realizar, así como un registro de su ejecución y resultado.

## **GESTIÓN DE RIESGOS Y SEGURIDAD OCUPACIONAL**

La gestión de riesgos en el proyecto se basó en la metodología previamente implementada en Edegel como parte de su certificación OHSAS 18001. Esta metodología se plasmó en la práctica de la gestión del proyecto teniendo en cuenta los siguientes elementos:

**Planificación.-** La identificación y evaluación de riesgos (“matriz de riesgos”) fue la herramienta preventiva principal en donde se plasmaron todas las posibles causas de un riesgo y los efectos potenciales para así definir las acciones para el control y minimización de dichos riesgos. Estas evaluaciones fueron realizadas en conjunto con cada uno de los contratistas responsables de las actividades lo que permitía una mejor comprensión de los trabajos a ejecutar. Para la identificación de los requisitos legales que deberían cumplirse en relación a las actividades del proyecto, nos apoyamos en la información e interpretación actualizada que es mantenida por EDEGEL como parte de su Sistema de Gestión de Seguridad y Salud Ocupacional (SG-S&SO).

**Implementación y operación.-** La organización del proyecto exigió que cada una de las empresas contratistas tuviera una Supervisión de Seguridad permanente asignada a la obra, con las competencias necesarias para ese puesto. Además de ello la capacitación, ha sido parte importante en el proceso de implementación, centrándose básicamente en tres actividades: las charlas de capacitación, las charlas de capacitación por parte de los

contratistas y las charlas de cinco minutos diarios previo al inicio de las labores. Los procedimientos de trabajo, se entregaron a todos los contratistas junto con las Especificaciones Ambientales y de Seguridad, los que se implementaban sin perjuicio de los procedimientos propios de dichas empresas. Dentro de esta documentación se incluyeron los Planes de Contingencia. La comunicación entre los diversos involucrados en la seguridad del proyecto se definió claramente y se desarrolló de manera directa y fluida.

Verificación.- los principales mecanismos de verificación establecidos en el proyecto se enfocaron en la inspección y supervisión. La supervisión estaba a cargo de los Supervisores de Seguridad del contratista y la inspección directa a cargo del área de Seguridad de Ingendesa. Adicionalmente se realizaron inspecciones de trabajo especiales, en compañía de los inspectores de cada especialidad, a fin de corroborar la correcta realización de los trabajos. Los incidentes y accidentes menores ocurridos fueron registrados y evaluados para su seguimiento, al igual que las acciones correctivas y preventivas resultantes de los análisis.

Cabe señalar que durante la ejecución del proyecto en el 2009, la empresa SGS realizó una auditoria de seguimiento al Sistema de Gestión de Calidad, Seguridad y medio Ambiente de EDEGEL, considerando dentro de su alcance la auditoria a las obras del Proyecto Ampliación Santa Rosa, con resultados óptimos.

Acción y mejora continua.- tanto la Dirección del Proyecto como la Oficina de Inspección Técnica participaron directamente de las actividades de análisis y seguimientos cada vez que se detectaron desviaciones de los controles en seguridad en obra, aprobando así los ajustes necesarios a fin de evitar la repetición de incidentes o accidentes.

Como principales resultados de la implementación de las políticas de seguridad al interior del proyecto y metas alcanzadas durante la gestión del proyecto, se pueden mencionar:

- ✓ Disminución de los índices de seguridad por debajo de las metas establecidas en forma Corporativa y en Edegel.
- ✓ Durante todo el proyecto no se produjeron accidentes fatales o graves, sólo se registró un accidente menor con días perdidos.
- ✓ Los principales contratistas asociados al PASR (Siemens y su subcontratista Turbo Generadores del Perú) registraron los índices más bajos de accidentabilidad a nivel Perú e incluso a nivel Latinoamérica.
- ✓ El total de horas hombre acumuladas laboradas por todo los recursos humanos utilizados en las obras del PASR desde el inicio de actividades en campo hasta la puesta en servicio fue de 488,222 horas-hombres.

## **GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL**

Las necesidades de la gestión ambiental del proyecto, fueron asumidas por el área de gestión ambiental de EDEGEL, limitándose el proyecto a verificar el cumplimiento de las Especificaciones Ambientales, de Seguridad y Salud Ocupacional para Contratistas de Obras y Servicios (documento contractual), además de verificar que las actividades se desarrollen respetando lo especificado en el EIA en relación a las etapas de preparación de terreno y construcción indicadas en el respectivo Plan de Manejo.

Las actividades asociadas al Plan de Manejo Social, estuvieron a cargo de la Sub Gerencia de Comunicaciones de EDEGEL, con quienes la dirección del proyecto mantuvo comunicación y coordinación constante a fin de no descuidar los compromisos pactados en el EIA.

Adicionalmente se tuvo que realizar un Plan de Abandono de los antiguos tanques de combustible diesel a fin de proceder a su desmantelamiento y retiro ya que ocupaban el área destinada a la instalación de la nueva unidad TG8.

La gestión ambiental orientada al control del cumplimiento de la normativa de EDEGEL se llevó de la mano de la gestión de seguridad, siendo exigidos en campo los controles previamente establecidos en las Hojas de Control de Riesgo e Impactos Ambientales así como en los documentos contractuales. Las principales actividades de control ambiental en obra se centraron en el

manejo correcto de los residuos sólidos y líquidos, el control de polución por polvo, los monitoreos periódicos de calidad de aire y ruido que eran administrados directamente por EDEGEL y la contratación de mano de obra no calificada de las comunidades vecinas ubicadas en el área de influencia del proyecto.

Entre los principales controles implementados a favor de la protección al ambiente fueron:

- ✓ Exigencia de manejo de residuos sólidos a cargo de Empresas Prestadoras de Servicios de Residuos Sólidos (EPS-RS) autorizadas por la Dirección General de Salud Ambiental (DIGESA) del Perú de acuerdo a ley.
- ✓ Colocación de baños portátiles en número suficiente para todos los trabajadores, igualmente a cargo de empresas autorizadas por DIGESA para la disposición final de estos residuos.
- ✓ La eliminación de material de desmonte se realizó hacia lugares autorizados de acopio, en cumplimiento de las leyes peruanas.
- ✓ Todos los trabajos de demolición y de movimiento de tierras tuvieron controles para evitar la polución por polvo, humedeciendo los materiales y cubriendo las unidades que transportaban este material.
- ✓ Los residuos peligrosos igualmente fueron eliminados por EPS-RS autorizadas.

- ✓ Las actividades generadoras de ruidos molestos para la comunidad sólo se realizaron en horario diurno a fin de no exceder los límites de ruidos establecidos a nivel local.
- ✓ Se exigió la inspección de todos los vehículos previo a su uso con la finalidad de evitar contaminación por fugas de aceite o combustibles.
- ✓ Utilización de mano de obra local, permanentemente un mínimo del 15% sobre el total de mano de obra no calificada contratada

#### **3.4.2. Control del avance físico**

El control del avance físico se efectúa semanalmente, contrastando el avance físico de terreno contra los reportes del contratista principal de la obra, que es el contratista que por su peso específico es el que determina básicamente el avance de la obra.

#### **3.5. Desarrollo de Contratos y Servicios**

Los contratos y servicios desarrollados durante el PASR pasan por un proceso de monitoreo constante por áreas de abastecimiento y contabilidad, debido a que el financiamiento se desarrolla bajo una modalidad de leasing y por que en su mayor parte los trabajos se desarrollan bajo un esquema de control de avance de obra, es decir se paga lo que efectivamente se ha avanzado como parte de los trabajos, salvo el contrato EPC, en el cual se estableció un programa de pagos conforme al cumplimiento de hitos de ejecución definidos previamente.

### **3.6. Gestión de licencias y permisos**

#### **3.6.1. Gestión de permisos y requerimientos legales:**

##### **3.6.1.1. Estudio de Impacto Ambiental**

Conforme a la legislación vigente el estudio de impacto ambiental se obtuvo antes del inicio de obras, cumpliendo con las audiencias y talleres requeridos para informar a la comunidad vecina. Este debe considerarse el estudio base para el inicio de obras de manera que legalmente el proyecto cumpla con la normativa vigente, al momento de su inicio.

El tener una planta con autorización de operación es una facilidad adicional pues ya se tiene implantado un plan de manejo ambiental que es fiscalizado y da un gran avance en la posibilidad de obtener una aprobación de orden ambiental.

Este estudio contempló que las actividades proyectadas se desarrollarían dentro del actual predio de la C.T. Santa Rosa, al constituir una nueva unidad de generación requiere, en cumplimiento del Artículo 20 del D.S. N° 29-94-EM del Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, de un EIA, el cual se presenta ante la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM.

Para tal efecto EDEGEL contrató a la empresa consultora ambiental CINYDE S.A.C. quién desarrollo el estudio, bajo los lineamientos

establecidos en la Guía para el desarrollo de Estudios de Impacto Ambiental del sector eléctrico <sup>23</sup>, que incluyó los siguientes objetivos:

- ✓ Caracterización de las condiciones ambientales del área de influencia del proyecto para establecer una "Línea Base", que servirá como un marco referencial para futuras evaluaciones ambientales.
- ✓ Determinar los impactos ambientales que se generan en cada etapa de construcción y operación del proyecto.
- ✓ Elaborar un Plan de Manejo Ambiental que permita minimizar o eliminar los impactos negativos del proyecto, cuyas medidas sean incorporadas en la ingeniería final del proyecto, de tal manera que el proyecto cumpla en operación con los estándares ambientales y de fiscalización exigidos por el MEM.

#### **3.6.1.2. Autorización de Generación Eléctrica**

Esta gestión obedece a lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844 . Habiéndose presentado la solicitud en junio de 2008. Dicha autorización de generación fue otorgada mediante Resolución Ministerial N° 448-2008-MEM/DM de fecha 29 de setiembre de 2008

#### **3.6.1.3. Cumplimiento de Normativa de Fiscalización**

- Solicitud de autorización de uso de instalaciones temporales de almacenamiento de petróleo Registro de Consumidor Directo con

---

<sup>23</sup> Ver <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dgaae/legislacion/guias/guiaelectricidad.PDF>

Instalaciones Móviles. Base Legal: Decretos Supremos: 052-93-EM, 045-2001-EM, 045-2005-EM y 054-99-EM .

- Gestión de ITF del Ex Tanque de agua como Sistema de Almacenamiento Temporal - Base Legal: D.S. 045-2001-EM Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos. Solicitud presentada el 03 de octubre de 2008 con fecha 01 de abril de 2009 se obtuvo el certificado de diseño de obras N° 156940-CD-100-2009

- Gestión de ITF de los nuevos tanques de almacenamiento de Diesel - Base Legal: D.S. 045-2001-EM Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos. Solicitud presentada el 07 de octubre de 2008 Con fecha 26 de enero del 2009 se obtuvo el certificado de diseño de obras N° 154914-CD-100-2009. ITF otorgado el 05 de junio de 2009: Resolución de Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos OSINERGMIN N° 2528-2009-OS/GFHL-UPDL

- Solicitud de autorización de uso de instalaciones de almacenamiento de petróleo (Registro de Consumidor Directo) - Base Legal: Decretos Supremos: 052-93-EM, 045-2001-EM, 045-2005-EM y 054-99-EM Solicitud presentada el 09 de junio de 2009, Registro N° 0031-CDFJ-15-2009 de fecha 12 de junio del 2009.

- Solicitud de Aprobación de Plan de Abandono Parcial para Actividades de Hidrocarburos (por desmantelamiento de los tanques existentes) - Base Legal D.S. 29-94-EM . Solicitud presentada el 21 de enero de 2009 . Aprobada mediante Resolución Directoral N° 289-2009-MEM/AAE de fecha 12 de agosto de 2009.

#### **3.6.1.4. Estudio de Pre-Operatividad y Operatividad**

Como parte de la interconexión al sistema el MEM y el COES, exigen que se efectúe dos estudios, el primero de ellos el Estudio de Pre-Operatividad, requerido para quien requiera realizar una instalación para un consumidor de energía de la red. En nuestro caso este estudio se realizó, debido a que el proyecto requirió conectarse a la red para obtener el suministro de energía para las pruebas de puesta en servicio. Este es un procedimiento que usualmente deben cumplir todas las empresas de distribución cuando requieren interconectar nuevas instalaciones al SEIN.

El segundo estudio referido propiamente al que se requiere para la conexión de la unidad a la red, es el Estudio de Operatividad, solicitado para las empresas que conectan una nueva unidad que inyectará energía al sistema. Ambos estudios fueron entregados en fecha y aprobados por el concesionario de la transmisión y por la autoridad.

### 3.6.2. Gestión de Licencias

#### 3.6.2.1. Licencias de demolición

Solicitud de Demolición de construcciones ubicadas en la zona A (Santa Rosa Antigua) de la CTSR a fin de poder implantar en dicha zona los nuevos Tanques. La solicitud fue presentada el 16 de marzo del 2008 y aprobada el 11 de noviembre del 2008 con fecha de caducidad al 11 de setiembre del 2011- Licencia LO-029-2008.

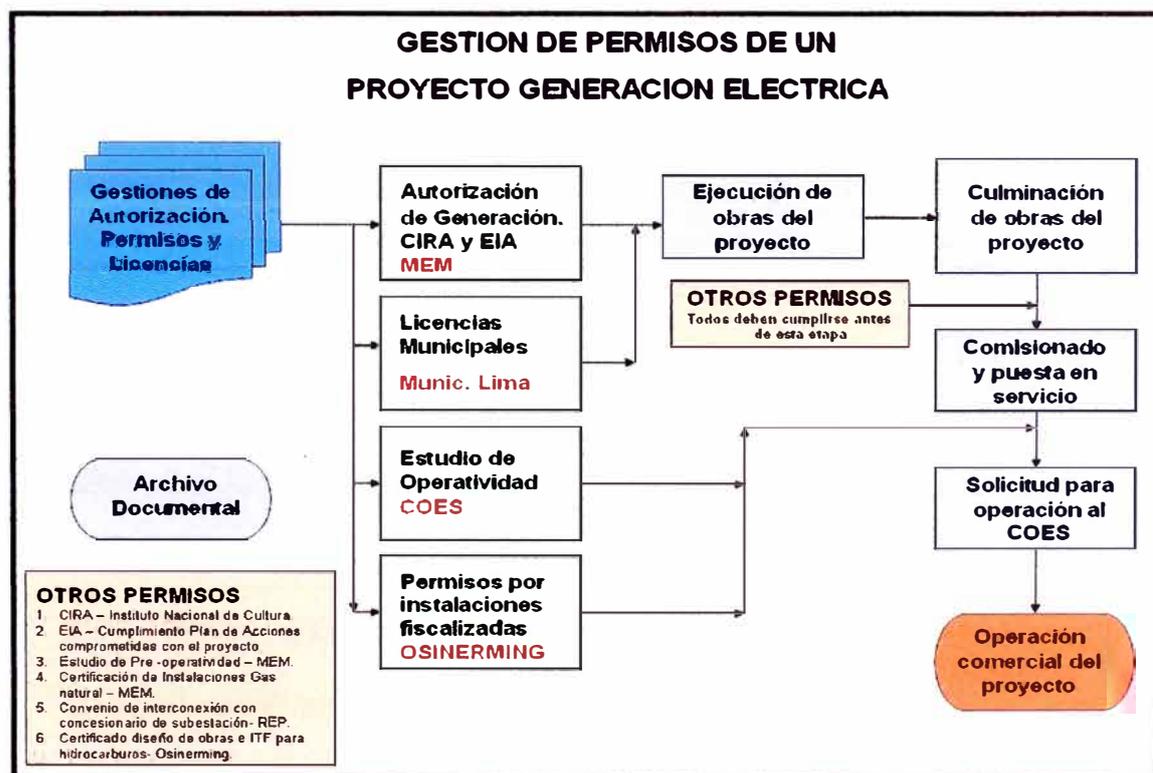


Figura 26 : Diagrama del proceso de la Gestión de permisos.

### **3.6.2.2. Licencias de construcción.**

Solicitud de construcción de nuevos tanques de petróleo, fue presentada a la Municipalidad Metropolitana de Lima el 28 de noviembre de 2008 y aprobada el 21 de mayo del 2009 con fecha de caducidad al 21 de mayo del 2012. Licencia MML-GDU-SAU-021-2009.

La construcción de dos nuevos estanques de petróleo fue producto de la desmovilización de los dos tanques existentes en el área proyectada para la ubicación de la turbina a gas, estanques nuevos de suministro de petróleo que hoy son utilizados para abastecer con petróleo diesel 2 las unidades TG5, TG6 y TG7.

Solicitud de la licencia de construcción para la obra principal, fue presentada el 11 de julio del 2008 y aprobada el 04 de noviembre del 2008 con fecha de caducidad al 04 de noviembre del 2011 - Licencia MML-GDU-SAU-034-2008.

Para obtener esta licencia fue preciso en forma previa obtener el cambio de zonificación del terreno, pues éste tenía como zonificación la de Zona de recreación Pública, incompatible con la obra cuya licencia se requería.

### **3.7. Aplicación de Normas Internas**

Los procesos desarrollados durante la gestión del PASR, también han pasado por un adecuación de sus actividades a los procesos planificación y control

corporativos, hoy en que las empresas se encuentran cada vez más integradas con sus corporaciones trasnacionales, Edegel tampoco esta libre de esa circunstancia, razón por lo cual los presupuestos y las adjudicaciones de contratos deben pasar por una validación corporativa que usualmente agrega un nivel de lentitud en los procesos de contratación. Esta aparente complicación ha sido convertida en una fortaleza en la medida de preveer programaciones más detalladas y más anticipadas lo cual ha ayudado a mantener los gastos por debajo de lo presupuestado, algunos eventos e imprevistos no considerados son tratados como acciones de emergencia y pueden demandar ejecución de obras que se salgan del procedimiento regular de aprobación pero que finalmente la corporación avala basados en que el nivel de planificación es elevado.

## Capítulo 4.

### 4. DISTRIBUCION Y CONTROL PRESUPUESTAL

#### 4.1. Introducción

Con el desarrollo del estudio de factibilidad se estableció un valor estimado del presupuesto del EPC para el ciclo abierto que sería menor o igual a 80,4 MMUSD con una probabilidad del 50%. Este resultado fue determinado con el software @Risk a partir de los datos de inversión promedio indicados en la tabla y valores máximos y mínimos estimados para cada partida. El rango de ocurrencia del valor del presupuesto estaría entre 71,8 MMUSD y 88,7 MMUSD. De los resultados obtenidos podemos concluir que para la estimación inicial dada por Ingendesa para el ciclo abierto (del orden de MMUS\$ 83) se tiene un 75% de probabilidad de que la Inversión total no supere esta cifra.

De igual forma, el valor estimado para el presupuesto de cierre del ciclo combinado sería menor o igual a 156,8 MMUSD con una probabilidad del 50%. El rango de ocurrencia del valor del presupuesto estaría entre 141,8 MMUSD y 177,7 MMUSD. Por lo tanto, para el cierre del ciclo combinado (a base de

refrigeración "seca"), se tiene que para el valor estimado inicialmente (MMUS\$ 180) existe una alta probabilidad de que la inversión no supere este valor, ubicándolo en la categoría de pesimista. Lo anterior creemos se debe a que los precios informados por Siemens (que sirvieron de base para nuestra evaluación inicial) estaban sobrevalorados basados que el fabricante esta en una posición de mayor fortaleza en la negociación al tener ya varios proyectos en curso al momento de nuestra decisión.

Junto a los cuadros de estimación de inversión se han desarrollado cuadros con los datos de degradación y corrección a las condiciones ISO para la potencia y rendimiento ofrecida por el fabricante en bornes de transformador elevador. También se ha incluido valores de estudios desarrollados por nuestro consultor para costos variables en combustible, indisponibilidad y costos fijos de operación y mantenimiento. No habiéndose considerado los costos administrativos y de pago de impuestos que se consideraron como fijos para este análisis, la cifra final aprobada para la ejecución del proyecto ascendió a los 90 millones de dólares.

#### **4.2. Distribución presupuestal del proyecto.**

La estimación presupuestal del PASR parte con la valorización de las obras que deberán ejecutarse para acondicionar el terreno, desarrollar el proyecto mismo y efectuar finalmente el abandono y reposición de condiciones de origen. Además de ello deberá presupuestarse los gastos administrativos que incluyen permisos,

gastos de inspección e ingeniería de contraparte, impuestos, gastos logísticos o de importación, pólizas de seguros, posibles multas o penalidades, etc.

Para el propósito de este proyecto se dividió el presupuesto en cuatro grandes rubros:

Obras del Contrato EPC, Gastos Administrativos, Otros gastos de gestión y Obras Complementarias.

#### 4.3. Mecanismos de Control presupuestal.

El control presupuestal esta basado en dos estrategias en el control de aprobación del gasto presupuestal y en el control de la progresión real ejecutado versus la estimación proyectada en el peor escenario del desarrollo de actividades criticas.

La primera solo requiere la centralización de la aprobación de los gastos de manera que las imputaciones en el centro de costo pasen por un filtro centralizado que permita evaluar la real necesidad y oportunidad del gasto.

El control de ejecución del presupuesto del proyecto esta basado en actualizaciones periódicas de presupuesto ejecutado versus el presupuesto que se proyecta ejecutar en base a información del avance físico de los trabajos e imprevistos identificados durante la ejecución del proyecto, de manera de

monitorear permanentemente las desviaciones en relación con el presupuesto base del proyecto en todas las obras, actividades e imprevistos coincidan.

<b>CONTROL DE PRESUPUESTO PROYECTO AMPLIACIÓN SANTA ROSA</b>			
<b>N°</b>	<b>PARTIDAS DE INVERSIONES</b>	<b>PREVISTO US\$</b>	<b>EJECUTADO US\$</b>
	<b>Totales Presupuestos</b>	<b>90,116,160</b>	<b>84,137,188</b>
<b>1</b>	<b>Contrato EPC</b>	<b>74,138,000</b>	<b>70,527,385</b>
1.1	COSTO BASE DEL CONTRATO EPC	70,797,000	70,402,162
1.2	ITEMS COMPLEMENTARIOS	1,276,000	125,223
1.3	IMPREVISTOS	2,065,000	0
<b>2</b>	<b>Derechos de Aduanas y Seguros</b>	<b>2,768,000</b>	<b>1,531,539</b>
2.1	DERECHOS DE ADUANAS (AD VALOREM)	1,788,000	676,870
2.2	SEGUROS DEL PROYECTO (ALOP + SCRCM)	1,000,000	854,669
<b>3</b>	<b>Otros Contratos</b>	<b>7,980,000</b>	<b>8,146,182</b>
3.1	SISTEMA DE TRATAMIENTO Y MEDICIÓN DE GAS	1,200,000	1,594,416
3.2	OBRAS DE INTERCONEXIÓN A LA SE 220 KV	1,500,000	2,450,356
3.3	PREPARACIÓN DEL SITIO	2,330,000	1,716,370
3.4	TRASLADO DE LÍNEAS 10 Y 60 KV	250,000	290,957
3.5	ADECUACIÓN DEL SISTEMA CONTRA INCENDIOS	350,000	216,237
3.6	OTROS CONTRATOS	2,350,000	1,877,847
<b>4</b>	<b>Administración Ingeniería e Inspección</b>	<b>5,230,160</b>	<b>3,932,082</b>
4.1	DIRECCIÓN, INGENIERÍA Y SUPERVISIÓN DEL PROYECTO	3,424,000	2,305,506
4.2	GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	1,400,000	1,416,285
4.3	COMPENSACIONES POR EIA Y MITIGACION	205,000	210,311
4.4	IMPREVISTOS	201,160	0

Tabla 6 : Presupuesto previsto y ejecutado por el proyecto.

La segunda estrategia esta basada en el control real de los pagos realizados o comprometidos en el Presupuesto Ejecutado que contó con una gestión administrativa encaminada a comparar permanentemente la ejecución contra la estimación presupuestal más perjudicial en caso que las actividades criticas del proyecto hubieran ocasionado que las situaciones que lo afectan en forma

relevantes se den lugar de manera simultanea, así desde el comienzo del proyecto todas las incertidumbres e imprevistos que fueron apareciendo fueron agregadas en el control del Presupuesto Proyectado como que su ocurrencia verdaderamente impactará en el resultado final. Los resultados económicos y financieros que obtuvo la empresa al final del proyecto, pueden analizarse en la Memoria Anual 2009 <sup>24</sup>.

#### 4.4. Presupuesto final del proyecto.

La Tabla 6 resume la ejecución presupuestal del proyecto, comparándolo con el presupuesto previsto en su inicio. Con lo cual podemos mostrar que la inversión en este proyecto finalmente resultó por debajo de lo que inicialmente fue aprobado lo que permitió atender varios adicionales e imprevistos

---

<sup>24</sup> Ver <http://www.slideshare.net/Edelnor/memoria-edegel-2009>

## CONCLUSIONES

El presente trabajo muestra en forma sistemática la gestión organizada en la dirección y ejecución de un proyecto manteniendo un bajo nivel de riesgo y cumpliendo el plan de inversión contemplado. Las principales conclusiones se resumen como sigue:

1. Se desprende del trabajo realizado, conforme a la evolución del sector eléctrico, que las decisiones tomadas en la ejecución de este proyecto de generación fueron correctas y que pueden ser más agresivas si se quiere brindar la infraestructura energética que se prevé para el futuro con el fin de atender los proyectos mineros sin perder de vista otros sectores.
2. La experiencia desarrollada en la ejecución de este proyecto y plasmada en el documento alimenta la experiencia de los ingenieros peruanos en situaciones similares en las cuales normalmente las corporaciones prefieren traer profesionales del extranjero donde este tipo de proyectos se ejecutan con

mayor frecuencia y en los que la experiencia en esta gestión técnica se encuentra en permanente actualización.

3. Debo indicar que las particularidades del país y del sector eléctrico que se muestran en el trabajo se deben tener en cuenta en el desarrollo de futuros proyectos, lo cual es concordante con la metodología desarrollada.
4. En cuanto a los aspectos institucionales, el desarrollo de las inversiones en el sector eléctrico en el Perú (que al final del 2010 se estimaron en 1200 millones de dólares), muestra la necesidad de mejorar las calificaciones técnicas de nuestros ingenieros, por lo que los aspectos desarrollados resultan igual de importantes.
5. Es de hacer notar que la complejidad de la gestión de los proyectos de inversión del sector energético (en donde muchas veces las decisiones se toman dentro de organizaciones corporativas transversales), ocasiona una mayor cantidad de tiempos en dichas gestiones que contrastan con la urgencia de los mismos.
6. De otro lado es necesario resaltar que los aspectos procedimentales para la aprobación de licencias y permisos en los organismos públicos agrega incertidumbres debido a la lentitud con la que las gestiones se llevan adelante, este es un riesgo que debe ser enfrentado y gestionado por cada proyecto porque incide en la toma de decisiones y por ende en los costos, básicamente a

nivel de los permisos en los que confluyen actividades comunes con la distribución y transmisión de energía eléctrica en donde el proceso de aprobación para los estudios de pre-operatividad y de operatividad tienen algunas imprecisiones.

7. La gestión de calidad del proyecto ayudó a minimizar los riesgos e impactos que pudieron causar en una actividad de esta envergadura, previendo en particular los riesgos de desviación de la ejecución presupuestal, que hacen que finalmente un proyecto se considere rentable. Dicho control sobre la calidad general del proceso permitirá preveer, anticiparse y planificar contingencias que minimizadas no se convierten en dificultades por parte de la gestión misma.
  
8. Particularmente es importante resaltar que ninguna decisión de inversión debería iniciarse si no se han concluido los estudios ambientales, sociales y de impacto a la comunidad que se encuentren plenamente establecidos en la ley de concesiones eléctricas. Es necesario que los proyectos asuman como primera responsabilidad la de integrarse con el medio en que pretenden operar con el mínimo impacto y eliminando cualquier riesgo de alterar el entorno o perjudicarlo. Ello debe ser una preocupación de quienes tienen la responsabilidad de gerenciar los proyectos de manera de integral, aportando a su empresa, a la sociedad y al país con una infraestructura que aporte al sostenimiento del desarrollo del país y que muestre que ese aporte debe estar a favor del cuidado del medio ambiente y en beneficio general de la sociedad.

9. Se desprende del trabajo realizado que el marco político y los problemas sociales, agregan a la gestión social de los proyectos un nivel de dificultad que es necesario atender con un adecuado programa de acción social que permita integrar los proyectos a los intereses y percepciones de las comunidades en donde se desarrollan desde su concepción misma de manera de minimizar cualquier impacto negativo y favorecer a las comunidades integrándolas al desarrolla que aportan los proyectos.
  
10. El proyecto estimo efectuar una inversión cercana a los 90 millones de dólares en un plazo de 24 meses, con la ejecución del proyecto se logro optimizar la inversión en 84 millones de dólares, obteniendo la operación comercial del proyecto en un plazo de 20 meses.

## RECOMENDACIONES

1. Es deseable que la experiencia desarrollada dentro del ejercicio profesional se integre al ejercicio académico, de forma que los nuevos profesionales que salgan de la nuestra Universidad tengan unas mayores oportunidades frente a las necesidades del mercado laboral, otras universidades están impulsando una formación polifuncional y multifacética de manera que el profesional se encuentre a la altura de adaptarse a la complejidad y variabilidad de los perfiles laborales, por esa razón creo que estamos en una etapa de formar en nuestro profesionales la mentalidad abierta al cambio que permita una constante adaptación a las necesidades del país.
2. Una muestra de esta necesidad que se hace cada vez más urgente es la dificultad con la que se vienen desarrollando los proyectos de inversión pública, en donde estamos presenciando una falta de recursos técnicos a la altura de la capacidad de inversión que dispone el país en este instante, en muchos casos las instituciones del estado están invirtiendo muy por debajo de

los presupuestos que tienen aprobados, debido a la falta de recursos para atender proyectos multifuncionales, en varios años de ejecución y con especialidades diversas.

3. Finalmente es necesario que el Estado Peruano busque esos recursos especializados para los proyectos de infraestructura que tiene y que solo están disponibles dentro del sector privado, acostumbrados en estos últimos 15 años a un crecimiento sostenido y con experiencia en manejo y administración de infraestructura.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Gas Turbine Engineering Handbook 2da. edición en inglés – Meherwan Boyce , Editorial Gulf, 2002.
2. Informe de Determinantes de Inversión en el Sector Eléctrico OSINERGMIN Junio 2005. y otras publicaciones contenidas en <http://www.osinerg.gob.pe>
3. Conformación Mínima de los Estudios de Factibilidad. Documento en proceso de Consulta del MEM.
4. Publicaciones de Sub sector electricidad del Ministerio de Energía y Minas. <http://www.minem.gob.pe/sector.php?idSector=6>
5. Memorias de Gestión 2007 y 2009 de Edegel. [www.edegel.com](http://www.edegel.com)
6. Memoria Anual del COES, 2009. <http://www.coes.org.pe>
7. Manual de Adiestramiento de familiarización y operación Proyecto Santa Rosa. Siemens Energy. Marzo 2009.
8. Boletín 9\_Turbina a Gas\_SGT65000F [http://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/energy-topics/pdfs/en/gas-turbines-power-plants/9\\_SGT65000F.pdf](http://www.energy.siemens.com/mx/pool/hq/energy-topics/pdfs/en/gas-turbines-power-plants/9_SGT65000F.pdf)
9. Informe Final Visión 2008-2017 Macroconsult 2007, <http://www.macroconsult.com.pe/>
10. Reporte 2007 EPRI – Electric Power Research Institute : “Gas Turbine Upgrades for Enhancing Operational Flexibility”. <http://my.epri.com/portal>

**LISTA DE ANEXOS**

- Anexo 1      Resumen del Boletín 9\_Turbina a Gas\_SGT65000F
- Anexo 2      Vista en corte Transversal Turbina Siemens SGT6-5000F
- Anexo 3      Vista en corte Transversal Generador Siemens SG6-1000A F
- Anexo 4      Extracto de Informe Final Visión 2008-2017 Macroconsult 2007
- Anexo 5      Modelo de Análisis FODA para decisión de inversión en proyecto.
- Anexo 6      Estructura de Especificación Técnica
- Anexo 7      Conformación Mínima de los Estudios de Factibilidad
- Anexo 8      Extracto del Reporte EPRI 2007 – Electric Power Research Institute :  
“Gas Turbine Upgrades for Enhancing Operational Flexibility”

# **Anexo 1**

# SGT6-5000F (W501F) 3 MILLION HOURS FLEET OPERATIONAL EXPERIENCE

John Xia, Rick Antos

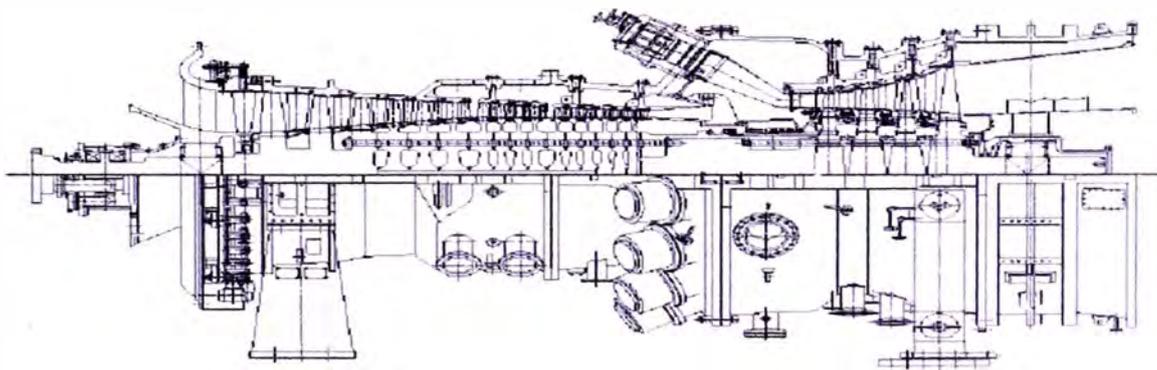
Siemens Power Generation Inc., 4400 Alafaya Trail, Orlando, FL 32826-2399

## ABSTRACT

This paper describes more than 3 million hours of fleet operational experience by the successful SGT6-5000F gas turbine. This 200 MW class gas turbine has been applied in peaking, intermediate and base load operational modes since its introduction in 1991. The 192 engines in operation have accumulated an impressive operational record. The continuous development efforts to improve its performance, operational flexibility and RAM, and to reduce emissions, operation and maintenance costs and capital costs have enhanced the SGT6-5000F and its value to current and future users. In addition to providing an overview of operational case histories with details on operating hours and starts, this paper describes developments in service interval extension, trip factor reduction, fast start capability, 9 ppm NO<sub>x</sub> combustion system development and low load turndown improvements. Recent developments of SGT6-5000F adaptation to Integrated Gasification Combined Cycle plant application and combustion system validation for liquefied natural gas fuel operation are described. Future performance, emissions and reliability enhancements are also outlined.

## INTRODUCTION

The 60 Hz SGT6-5000F (formally W501F) heavy-duty gas turbine was designed for both simple cycle and combined cycle (CC) power generation in utility and industrial service (see Reference 1 and Figure 1). It is an advanced, highly efficient, low emission, high power density gas turbine able to operate on conventional fuels as well as coal-derived low BTU gas. Since its introduction in 1991, its performance, emissions, reliability and operational flexibility have been improved by enhancements, upgrades and technology cross flow from other Siemens' advanced gas turbines (see Reference 2). In simple cycle applications its output power and efficiency are now greater than 200 MW and 38%, respectively. In one on one CC operation the output power is about 300 MW and efficiency exceeds 57%.



**Figure 1. SGT6-5000F Longitudinal Section**

192 SGT6-5000F engines are now employed in peaking, intermediate and continuous duty operation. The fleet has accumulated more than 3 million operating hours and has demonstrated excellent reliability, availability and starting reliability. The fleet leader has achieved more than 104,000 hours and there are over 114 engines with 8,000 or more operating hours. The fleet

average reliability is about 99%, availability 95% and starting reliability 93%. These gas turbines have demonstrated successful operation on different fuels and in different modes of operation, including engines with numerous start cycles and engines with long run times between starts.

Increases in natural gas prices and the overcapacity in the US electric power market after 2002, significantly reduced the number of hours that the deregulated gas turbine-based plants could operate economically. Currently, many gas turbines run in a cyclic duty profile with daily start cycles fulfilling peak power requirements. To further enhance the gas turbine's operational flexibility, design changes were incorporated to reduce emissions (at full and part load), life cycle costs, and startup/cool down times while simultaneously improving performance and operational reliability (see Reference 3). This development was focused on operational/control modifications, combustion system enhancements, sealing improvements, tip clearance optimizations, cooling optimizations, hot path hardware durability improvements (especially as related to ability to operate in start-stop and cyclic modes) and exhaust system durability improvements. This effort provides a product that addresses market conditions, such as high fuel prices and requirements for cyclic/intermittent operational capability.

To take advantage of the low cost and secure U.S. coal supply, the SGT6-5000F has been adapted for incorporation into an Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC) plant and has been proposed for several new IGCC plants targeted for 2010 operation (see References 4 and 5). The engine modifications required for IGCC operation were minor and retrofitable into existing engines. Only two components were impacted: the combustion system and the combustor cover plate, which were redesigned to accommodate syngas and natural gas fuels. Due to the changing natural gas supply market and especially the decline in domestic production, liquefied natural gas (LNG) imports are expected to increase significantly and several new LNG terminals have been announced for construction. Combustion test rig and engine field validation was carried out to demonstrate the combustion system capability for satisfactory LNG operation.

## **FLEET OPERATING EXPERIENCE**

### **Operational Statistics**

The 192 units in the fleet have amassed more than 3.25 million operating hours and demonstrated excellent reliability and availability. The lead engine has accumulated more than 104,000 operating hours and there are 114 engines with more than 8,000 operating hours. The fleet 12 month rolling average Reliability is about 99% and Availability over 95%, as of April 2006 (see Figure 2). The Starting Reliability has been improving steadily and is now approaching 93% (see Figure 3).

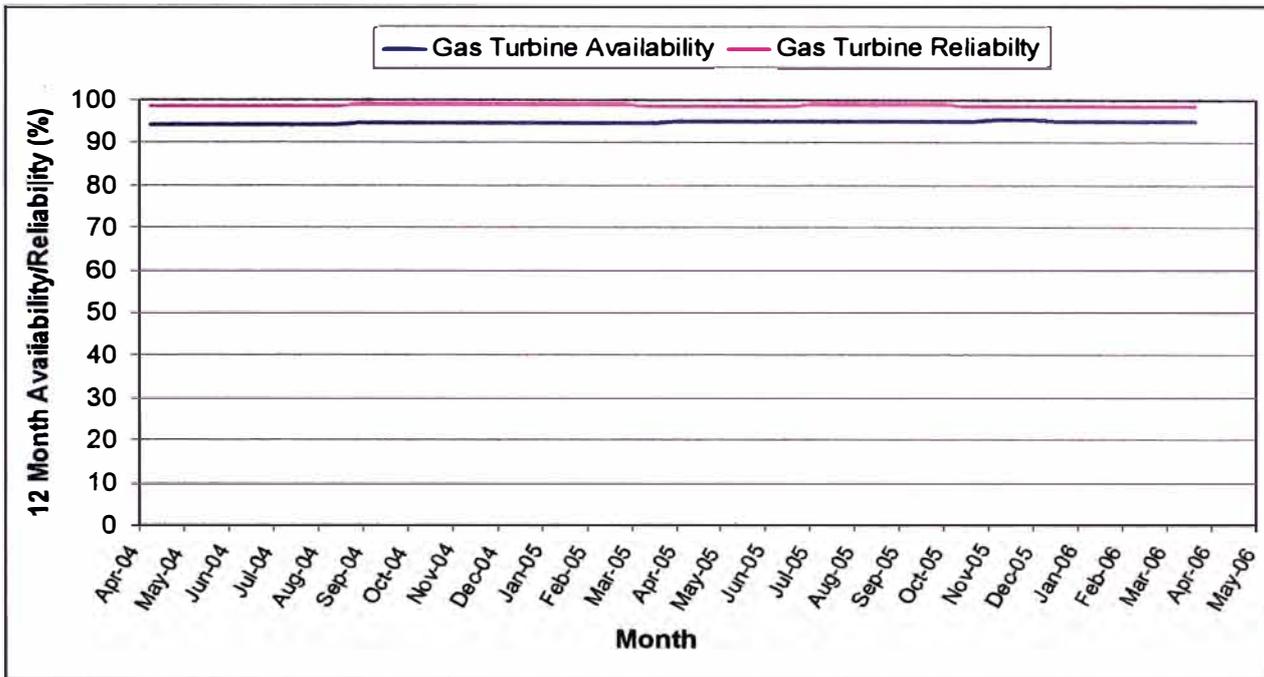


Figure 2. SGT6-5000F Fleet 12 Monthly Rolling Average Reliability and Availability

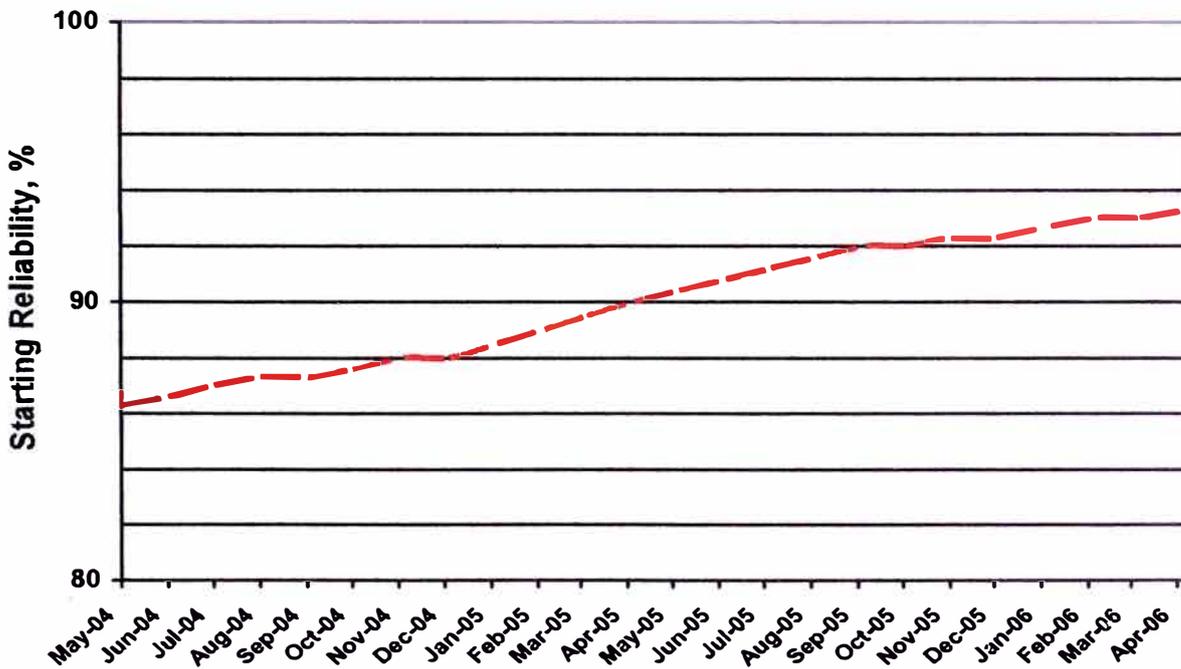


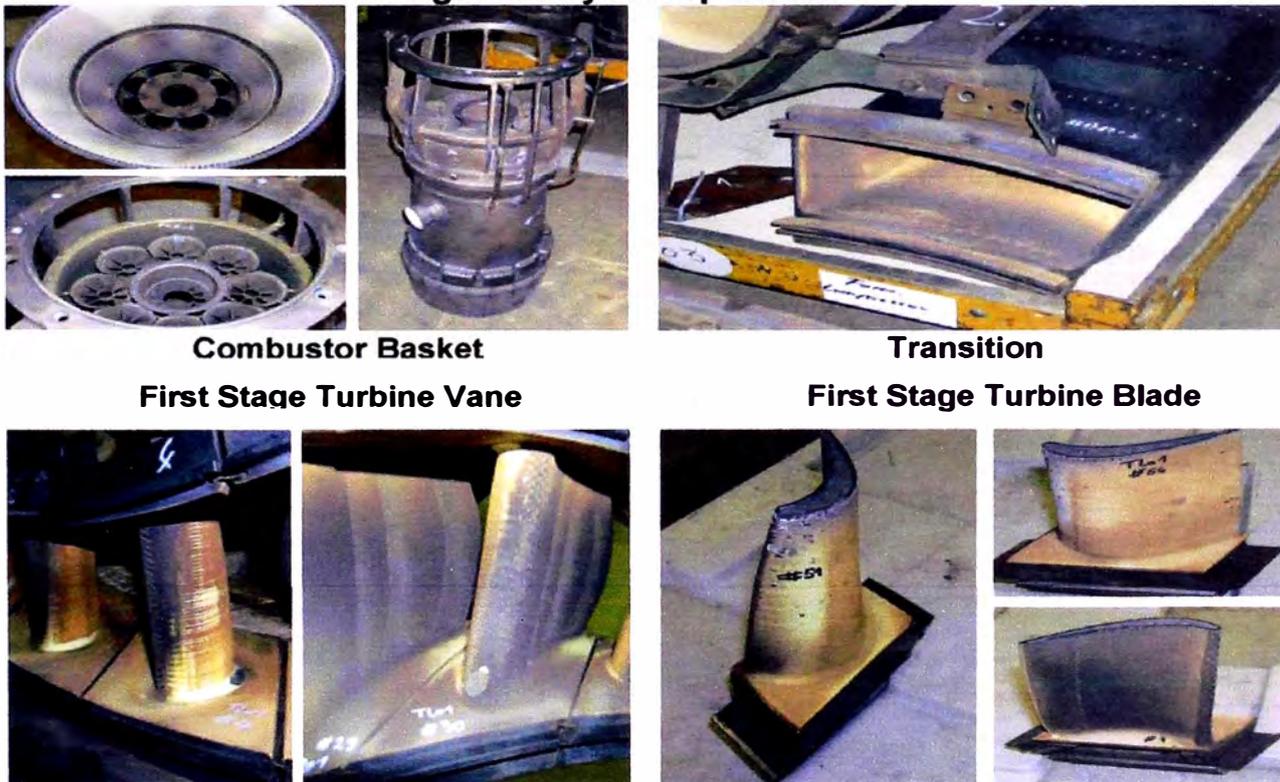
Figure 3. SGT6-5000F Starting Reliability Statistics

## Field Experience in Different Operating Modes

Described below are field operating experiences on several SGT6-5000F gas turbines employed in different operating modes.

One unit (Unit A) operating in a cyclic mode since 2001 has accumulated 1,896 equivalent starts (ES) and 424 equivalent base load hours (EBH). On inspection, the critical hot end hardware components were in an excellent condition. Figure 4 shows photos of the combustor basket (1,713 ES and 402 EBH), transition (1,896 ES and 424 EBH), first stage vane (1,896 ES and 424 EBH) and first stage blade (1,518 ES and 279 EBH). These components were in very good condition, with only minor TBC spallation on the vane inner airfoil fillet radii. All four components exceeded the target ES interval.

### Engine in Cyclic Operation



Combustor Basket

First Stage Turbine Vane

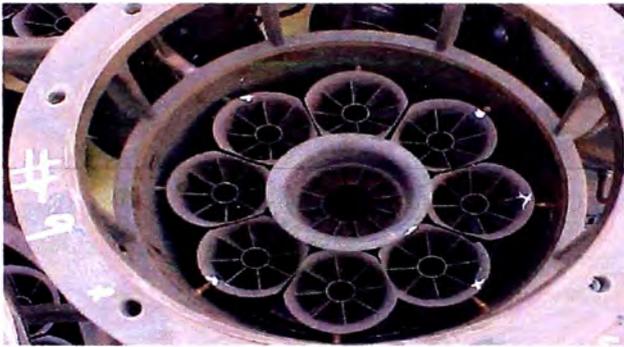
Transition

First Stage Turbine Blade

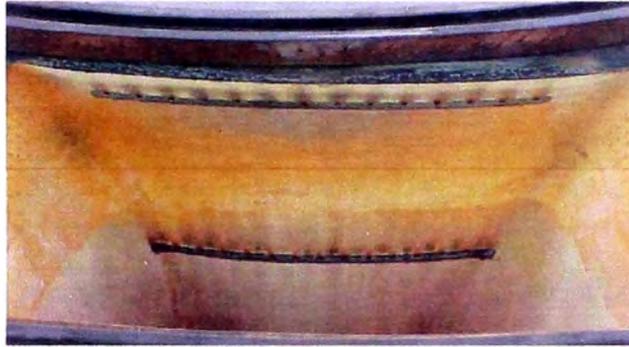
Figure 4. Photos of Critical Hot End Components on Unit A

Another unit (Unit B), which has been operating in the intermediate mode since 2001, has accumulated 402 ES and 14,435 EBH. Figure 5 shows the critical hardware components' photos taken during inspection. When inspected after 225 ES and 4,944 EBH, the combustor baskets were in good condition. The transition (261 ES and 7,727 EBH) made the service interval with minor TBC spallation. The first stage turbine vane achieved 402 ES and 14,435 EBH without repair.

### Engine in Intermediate Operation



**Combustor Basket**



**Transition**



**First Stage Turbine Vane**



**First Stage Turbine Blade**

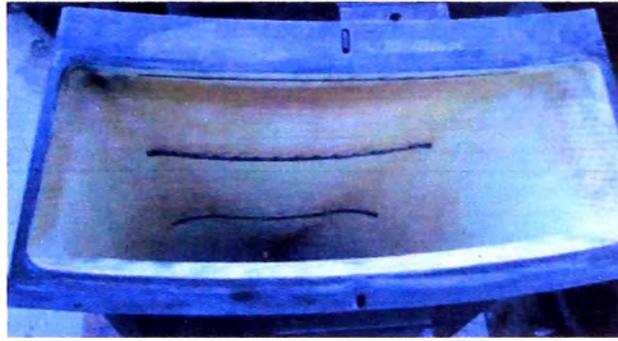
**Figure 5. Photos of Critical Hot End Components on Unit B**

A unit (UNIT C) in base load operation since 2002 has accumulated 523 ES and 31,959 EBH, with 99.1% Reliability, 93.1% Availability and 90% Starting Reliability. Figure 6 shows the critical hot end parts after inspection. The combustor baskets (203 ES and 9,319 EBH) and transitions (134 ES and 8,454 EBH) exceeded their EBH inspection intervals and were in a very good condition. The first stage blades (453 ES and 23,996 EBH), were in excellent condition.

### Engine in Base Load Operation

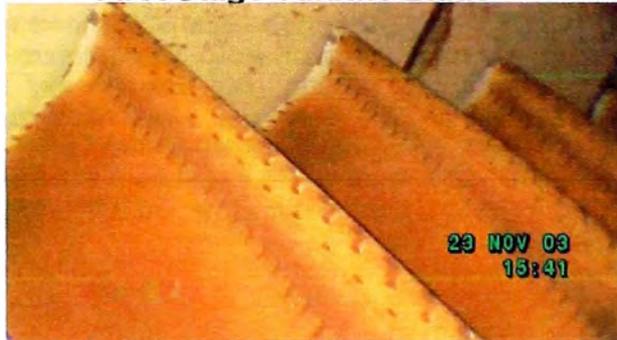


**Combustor Basket**



**Transition**

### First Stage Turbine Blade



**Figure 6. Photos of Critical Hot End Components on Unit C**

## Power Diagnostics™ Centers

The three Siemens Power Diagnostics™ Centers, one located in Orlando and the other two in Erlangen and Mülheim, Germany, have been operating for over 5 years to provide technical support to Siemens' gas turbine customers and to obtain operational feedback from the customers. The Centers monitor over 200 operating units world wide and provide engineering service and instrumentation/controls support. This allows rapid access to comprehensive operating data anywhere in the world. The customers also benefit from the rapid access to technical support and advice on how to resolve operational issues before they develop and impact the safe engine operation. The benefit to Siemens is in the ability to track and monitor its gas turbine fleet, collect operational data, identify any potential issues and provide resolutions before they develop into more serious incidents. These Centers are very helpful in providing feedback on the SGT6-5000F operation and statistics, thus aiding in issues resolution as well as indicating the direction for further engine development and enhancements.

## **Parts Life Experience**

Recent hot end component redesigns, some of which were carried out to extend the service interval to 12,500 EBH, have improved service lives of combustor baskets, fuel nozzles, transitions, stages 1-3 turbine vanes and stage 1 and 2 turbine blades. An extensive study was undertaken to determine the condition of major components based on field data analysis. The analysis covered combustor baskets, combustor support housings, fuel nozzles, transitions and all eight turbine airfoil rows. These hot gas path components were analyzed in terms of survivability, forced outages and scrap rates during parts refurbishment. Survivability focused on the mean time at which a component is removed from the engine fleet. The analysis identified the main causes for early part removal from engines and provided statistics on mean time between parts removal and scrap rates. This information will be used to further improve the hot end parts' service lives. The efforts described above have reduced scrap rates on some critical components to low single digits.

## **Service Interval Extension**

Extending the combustion system and gas path inspection intervals significantly reduces the maintenance costs and increases the gas turbine availability, thus enhancing plant profitability. Combustor basket and fuel nozzle mechanical design and manufacturing processes were improved and the transition aerodynamic shape and cooling design were enhanced. These improvements allowed an increase in the combustion inspection interval by 56% on an hours based maintenance cycle from 8,000 equivalent base load operating hours to 12,500 hours and by 125% on starts based maintenance cycle (from 400 Equivalent Starts [ES] to 900 ES). As with the improved trip factor, this will also lengthen the interval between maintenance inspections while improving operational flexibility for units that incorporate the upgrade package. An advanced design available for offering will extend the combustor inspection interval from 400 ES to 900, and the equivalent base load hours (EBH) to 12,500. The current hot gas path inspection interval is at 900 ES and 25,000 EBH, while the major inspection is done at 1,800 ES and 50,000 EBH.

## **Trip Factor Reductions**

Trip factor is the number of equivalent starts when the engine experiences a trip. For instance, trip factor of 8 means that each trip is equivalent to 8 starts. Each engine trip, especially if it is an emergency trip from base load, causes hot end components to experience severe thermal gradients over a short time interval (the turbine airfoil metal temperatures may decrease hundreds of degrees in seconds). The result is a negative impact on hot end parts' mechanical integrity and life. Startups, on the other hand, are slower and turbine components experience a moderate rate of temperature increase and hence much lower thermal gradients. Thus, originally each trip was considered equivalent to 20 starts as to its effect on the gas turbine cyclic life and the inspection interval. Maintenance intervals are calculated using operational data in a mathematical formula, one component of which is the number and type of trips experienced. Thus a high trip factor means more frequent inspection intervals. For the SGT6-5000F the maximum full load trip factor was reduced from 20 to 8 equivalent starts due to improved turbine and combustor components, with corresponding reductions in trip factors from part load conditions. This change allows the operator to run the engine longer between maintenance inspections, enhance the operational flexibility and thereby reduce life cycle costs.

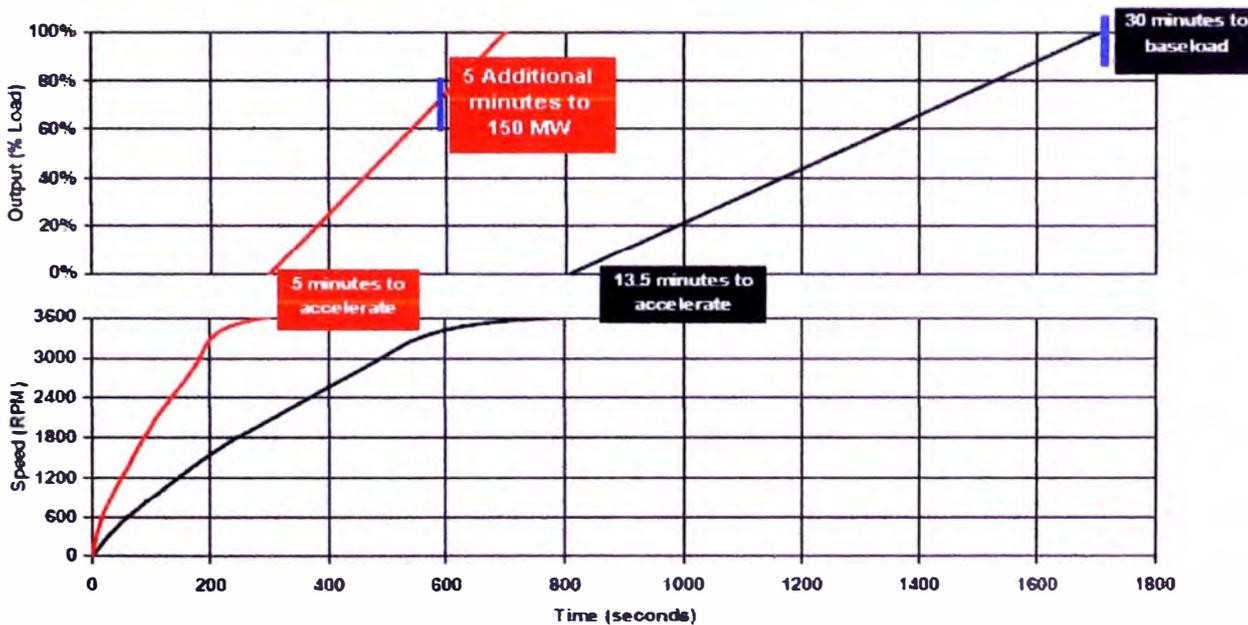
## **Fast Startup Capability**

In the original SGT6-5000F engine, startup time from initiation to full power took approximately 30 minutes. The improved start time capability is as follows: 5 minutes from start initiation to minimum load, and then the gas turbine is loaded at 30 MW/minute. This permits 150 MW within 10 minutes (see Figure 7). The reduction in starting time is over 60%.

To achieve the improved start capability the following steps were taken:

1. Static frequency converter (SFC) (static start, where generator operates as a motor) replaced the mechanical starter motor. SFC allows more efficient and faster rotor acceleration than the equivalently sized mechanical starting motor.
2. Turning gear (TG) speed was increased from 3 rpm to 120 rpm. The higher TG speed enables the generator rotor wedges to lock up, thus preventing wear exhibited at low TG speed.

Higher TG speed also helps the engine cool down faster, because the turbine parts are cooled faster and tip clearances are similar to the cold tip clearance. The fast start capability has been field validation tested and implemented.



**Figure 7. Fast Start/Fast Load Rate Capability (10 Minutes – Turning Gear to 150 MW)**

## PERFORMANCE

The SGT6-5000F gas turbine, which was designed for both simple cycle (Econopac) and combined cycle (CC) operation, has undergone in the last 15 years a dramatic evolution in performance, emissions and reliability. The improvements focused on compressor redesign, combustion system development, coating enhancements, thermal barrier coating application on some turbine airfoils, leakage air reduction, cooling enhancements, and fourth stage turbine vane and blade redesign. The compressor was redesigned using a combination of hardware design and internal secondary flow changes. The compressor airfoils were redesigned using a controlled diffusion airfoil design to increase inlet flow and efficiency. Brush seals were incorporated in the turbine interstage locations to reduce leakage, and disk cavity cooling flow modulation was instituted to reduce cooling flows. The fourth stage turbine vane and blade were redesigned to reduce the turbine exit swirl and flow Mach number, thus reducing exhaust diffuser loss and improving engine performance. As a result of these enhancements, the simple cycle introductory performance of 150 MW and 34.9% efficiency was improved to 200 MW and 38%, respectively. The net CC efficiency was improved from 54% to 57.3%. In 2x1 CC applications, the output

power is now about 600 MW. Figure 8 shows the CC efficiency evolution. The engine maximum output power limit was increased from 185 MW to 235 MW, so as to provide its operators increased power production on cold days. In field performance acceptance tests, SGT6-5000F engines have met or exceeded their performance guarantees.

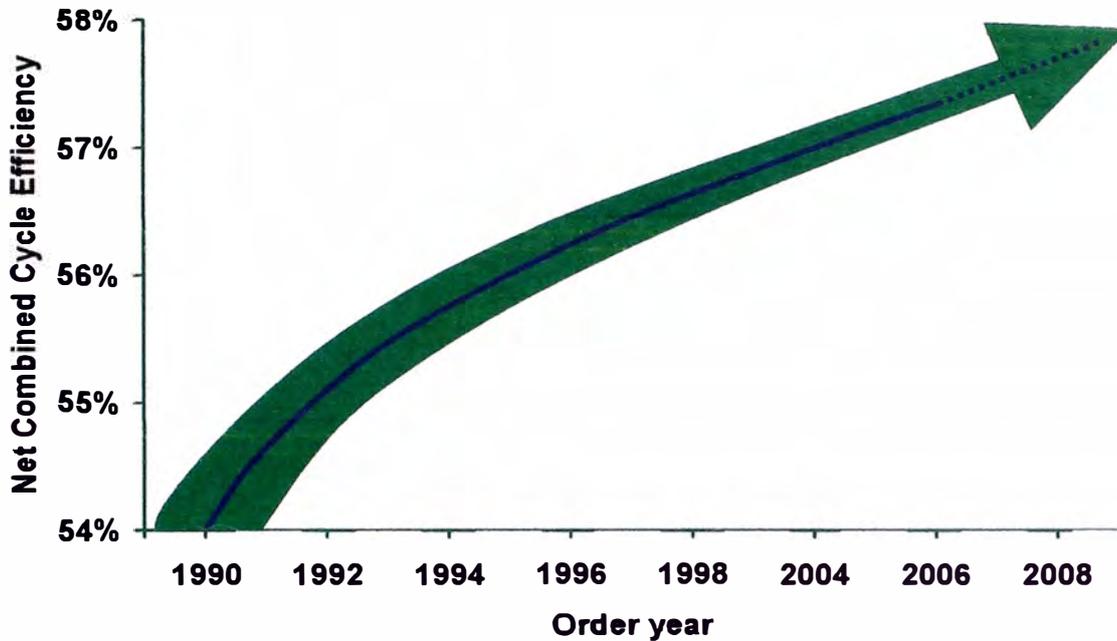


Figure 8. SGT6-5000F CC Efficiency Evolution

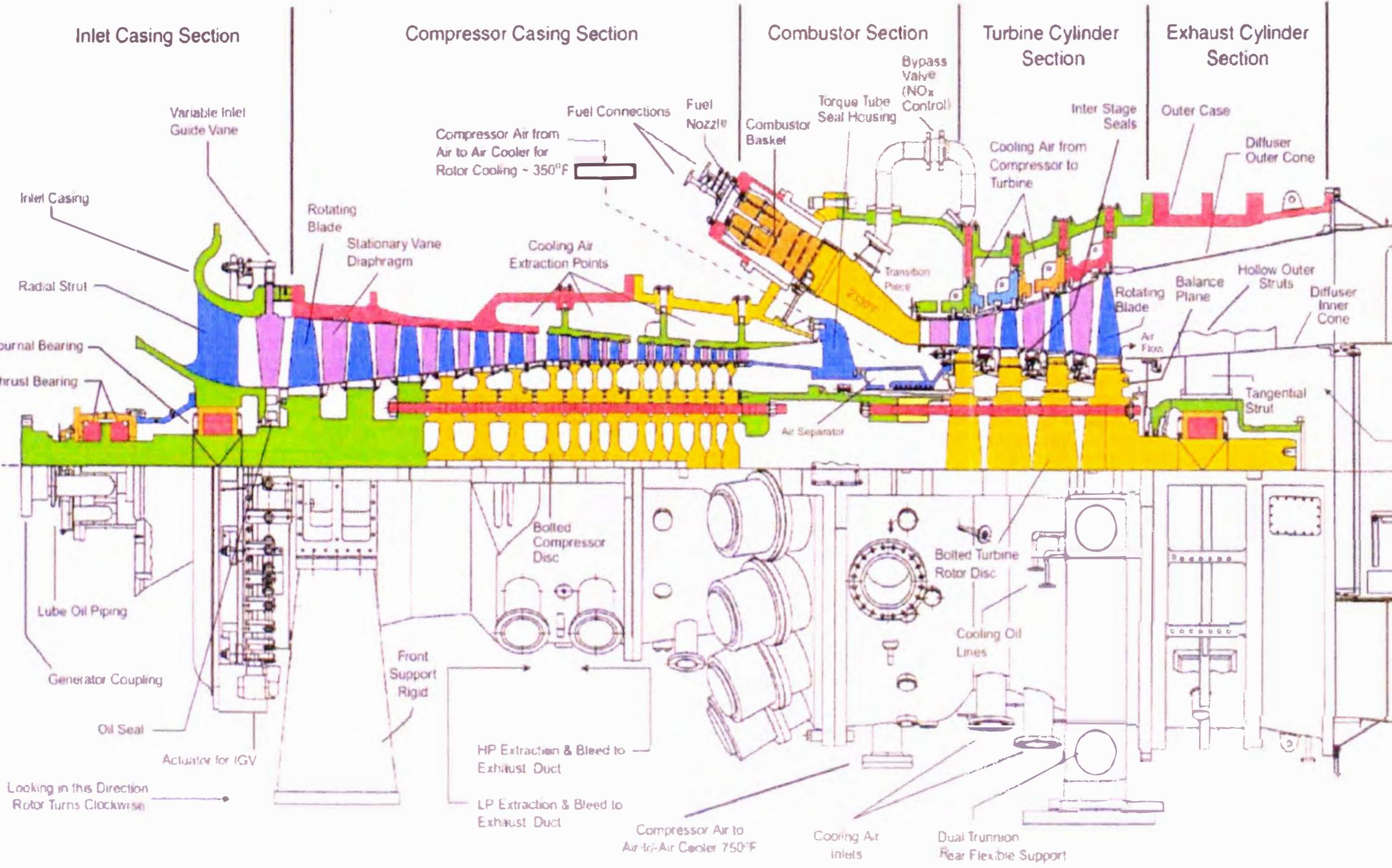
## EMISSIONS

### NOx Emissions

The original SGT6-5000F gas turbine incorporated diffusion flame DF-42 combustors with 42 ppm NO<sub>x</sub> (@ 15% O<sub>2</sub>) emission. Through continuous combustion system development, NO<sub>x</sub> emission was reduced to 15 ppm with the premixed dry low NO<sub>x</sub> (DLN) combustors and now to <9 ppm with the ultra low NO<sub>x</sub> (ULN) combustors. In addition to reducing NO<sub>x</sub>, the ULN combustion system controls CO, volatile organic compounds (VOC) and particulate emissions. This development also addressed the fuel flexibility issues, as more LNG enters the U. S. market, and expanded operating range (turndown), where low CO emissions are required.

The starting point for this development was the premixed DLN combustor (see Figure 9). The NO<sub>x</sub> reduction was achieved through temperature and heat release strategy modification by staging the combustion process (see Reference 6). The current DLN combustor design uses 4 fuel stages to mix the natural gas with combustion air. These stages come on line independently as the engine is ramped up in power. At all loads the fuel is injected continuously through the pilot nozzle and is not premixed, thus limiting the achievable minimum NO<sub>x</sub> emissions. The modifications required to achieve 9 ppm NO<sub>x</sub> in the ULN system concentrated on a premixed pilot design and support housing design changes. The pilot and the main premixers on the combustor support housing now employ swirler fuel injection, where the fuel is injected off the swirler vanes, thus providing more injection points and hence better mixing. The ULN combustion system validation included CFD modeling, high pressure single basket rig testing and full-scale engine test in the Berlin Test Bed (BTB), which allowed testing over a wide load range. The value of the

## **Anexo 2**



## **Anexo 3**

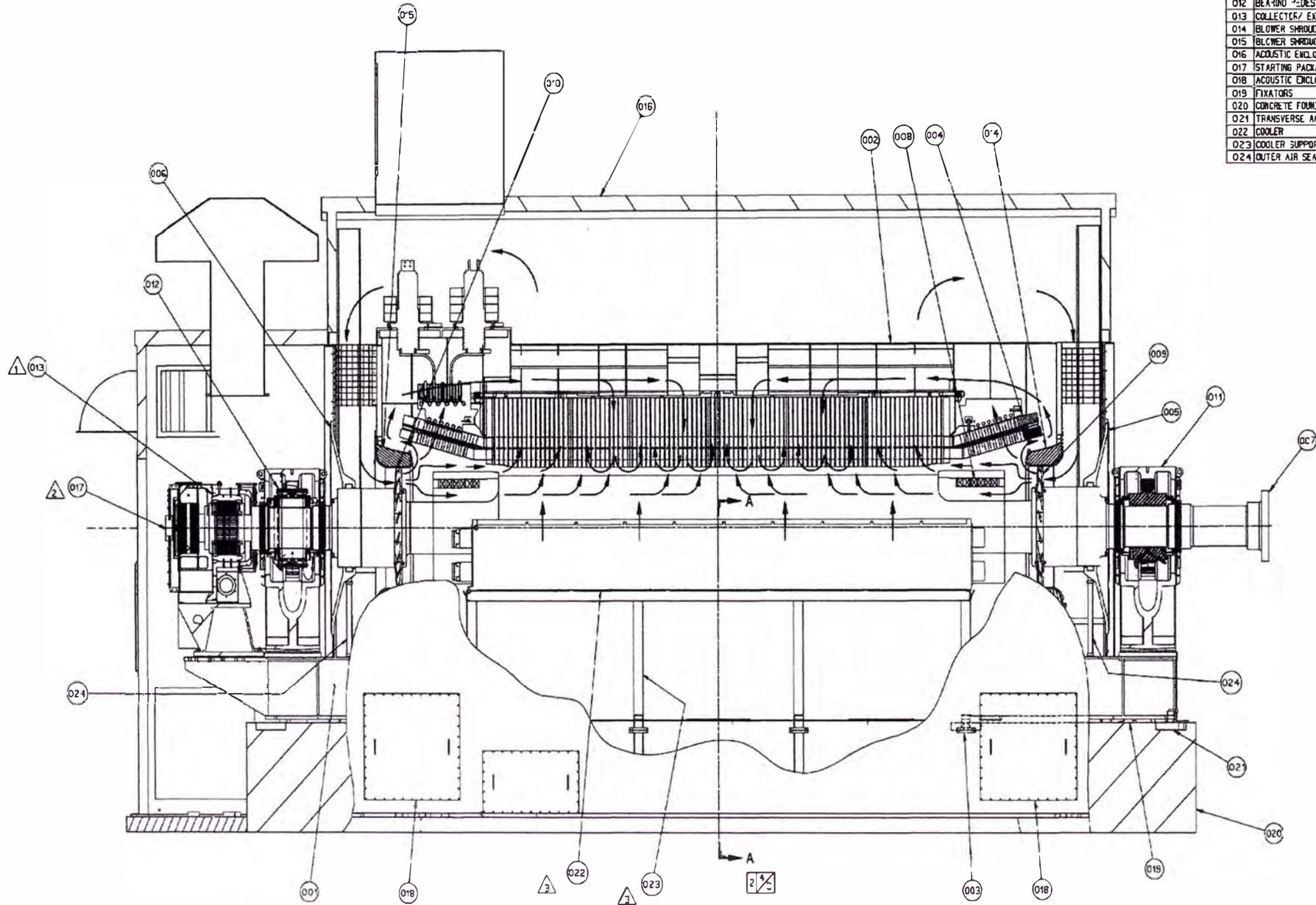
NOTES: (000001)

△ EXCITER GRAPHICS SHOWN (007037)

△ COUPLING USED FOR COMBUSTION TURBINE (007038) APPLICATIONS ONLY.

△ FOR USE WITH TOTALLY ENCLOSED WATER AIR COOLED APPLICATIONS ONLY. (007039) REPLACED BY DUCT WORK FOR OPEN AIR COOLED APPLICATIONS

ITEM (000015)	DESCRIPTION (000010)	
001	BEDPLAT:	(006070)
002	UPPER FRAME	(007040)
003	AXIAL ANCHOR	(006510)
004	STATOR WINDING	(007041)
005	OUTER AIR SEAL (TURBINE END)	(007042)
006	OUTER AIR SEAL (EXCITATION END)	(007043)
007	PROTOR	(003002)
008	ROTOR WINDING	(007044)
009	BLOWER (TURBINE END)	(007045)
010	BLOWER (EXCITATION END)	(007046)
011	BEARING PEDESTAL ASSEMBLY (TURBINE END)	(007047)
012	BEARING PEDESTAL ASSEMBLY (EXCITATION END)	(007048)
013	COLLECTOR/ EXCITER	(007049)
014	BLOWER SHROUD (TURBINE END)	(007050)
015	BLOWER SHROUD (EXCITATION END)	(007051)
016	ACOUSTIC ENCLOSURE	(007052)
017	STARTING PACKAGE HALF COUPLING	(007053)
018	ACOUSTIC ENCLOSURE ACCESS COVERS	(007054)
019	FIXATORS	(006520)
020	CONCRETE FOUNDATION	(007055)
021	TRANSVERSE ANCHOR	(006609)
022	COOLER	(005078)
023	COOLER SUPPORT	(007056)
024	OUTER AIR SEAL PREASURIZATION PIPE	(007057)



## **Anexo 4**

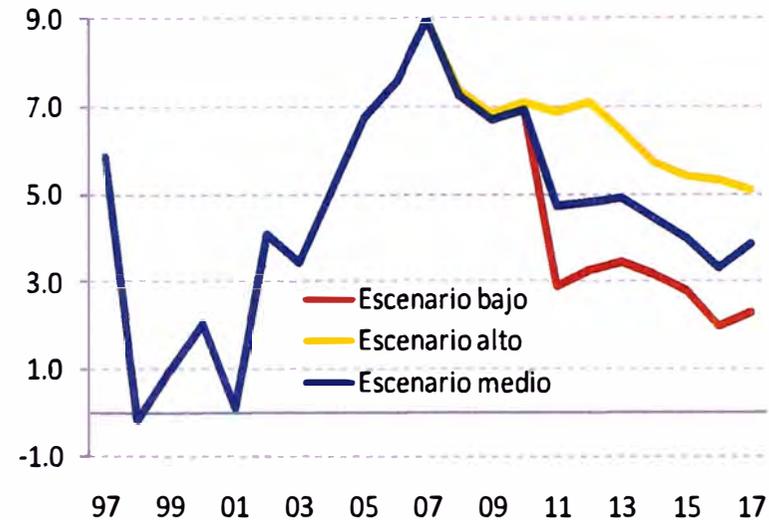
# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## ➔ 7.1. NACIONAL

Supuestos de PBI y Tarifa (Var.%)

Año	Producto Bruto Interno			Tarifa
	Alto	Medio	Bajo	
2005	6.7	6.7	6.7	8.2
2006	7.6	7.6	7.6	-0.5
2007	9.0	9.0	9.0	-2.3
2008	7.8	7.8	7.8	1.2
2009	6.8	6.8	6.8	-0.6
2010	6.6	6.6	6.6	-0.6
<b>2011-2017</b>	<b>6.1</b>	<b>4.4</b>	<b>2.9</b>	<b>0.0</b>

Producto Bruto Interno Real  
(Var. %)

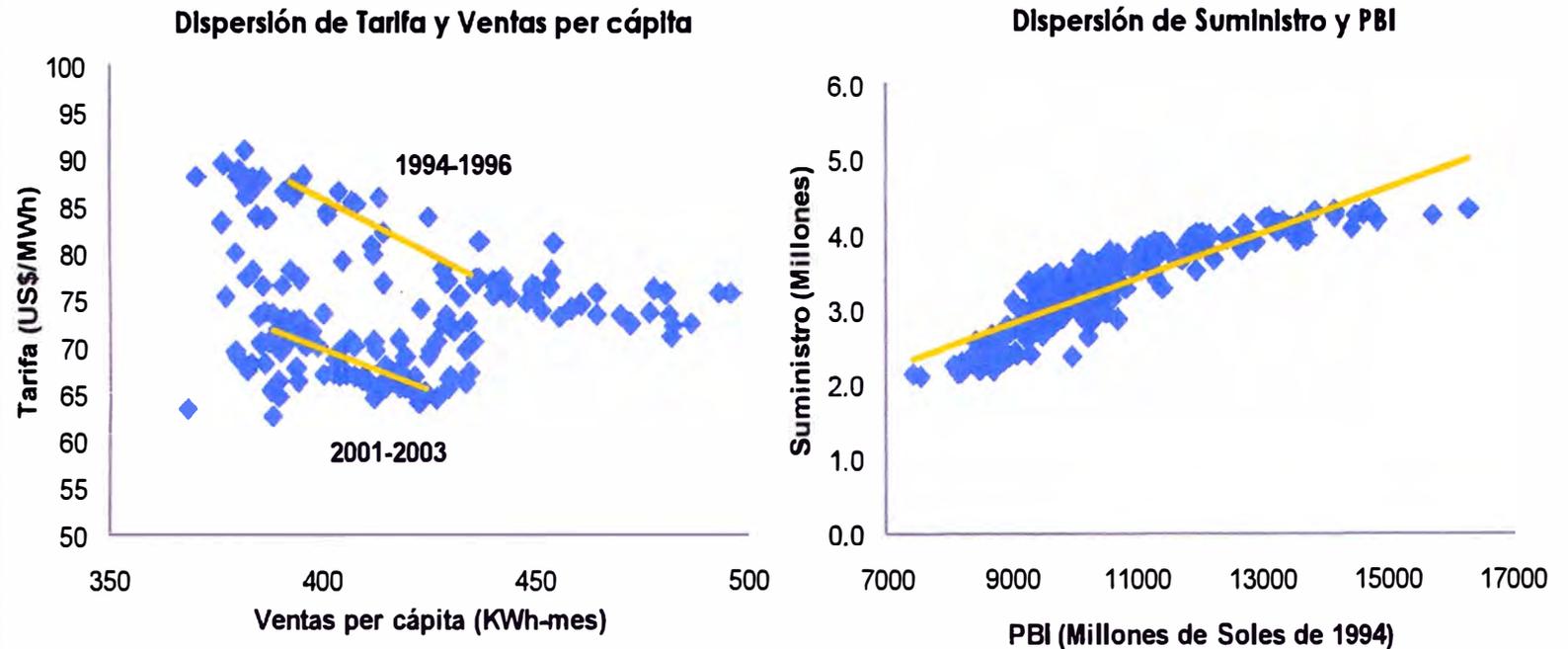


- Se procedió a realizar estimaciones econométricas de acuerdo con las técnicas más modernas y la información disponible.
- Para la estimación se establecieron un conjunto de supuestos que fueron discutidos con Edelnor. Los principales son:
  - Actividad económica:
    - Escenario alto: ratio Inversión/PBI de 23% (registrado en 2007).
    - Escenario medio: ratio Inversión/PBI de 17% (promedio en los 80's).
    - Escenario bajo: ratio Inversión/PBI de 12%.
  - Tarifa media a usuario final:
    - 2008: 1.2% por crecimiento de demanda.
    - 2009-2010: -0.6% por entrada de centrales Hidráulicas y a Gas Natural.

Fuentes: INEI y Osinermin.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL



- Se analizó exhaustivamente la información estadística disponible para la estimación econométrica de la demanda de energía entre Enero 1994-Diciembre 2007.
- Se encontró una alta colinealidad (alta correlación) entre Suministro y PBI. Si dichas variables se usan sin correcciones específicas, se generan problemas estadísticos sobre la estimación, pues los parámetros estimados tendrán elevadas varianzas y amplios intervalos de confianza. De acuerdo a la teoría econométrica, los valores que se obtengan no serán los mejores estimadores lineales insesgados. La solución aplicada fue la exclusión de la variable suministro en la estimación.
- Adicionalmente, las series estadísticas exhiben cambios estructurales en el horizonte de estimación debido a las siguientes razones:
  - 1994-1996: Aumento acelerado de cobertura.
  - 2001-2003: Interconexión del SEIN.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

- Se evaluaron varias especificaciones econométricas:
  - El modelo 1 fue rechazado por la colinealidad ya mencionada.
  - El modelo 2 fue mejorado introduciendo variables *dummy* que corresponden al quiebre estructural mencionado.
  - El modelo 3 es la especificación recomendada.
- La ecuación muestra las siguientes características:
- ✓ Una elasticidad de electricidad a PBI de 1.25, consistente con la experiencia internacional.
  - ✓ Una relación negativa con la tarifa eléctrica y menor a la unidad, consistente con la baja elasticidad propia de un servicio público con muy pocos sustitutos.
  - ✓ Todos los parámetros tienen una significancia estadística mayor al 95%.

Estimación de Ventas de Energía a nivel Nacional

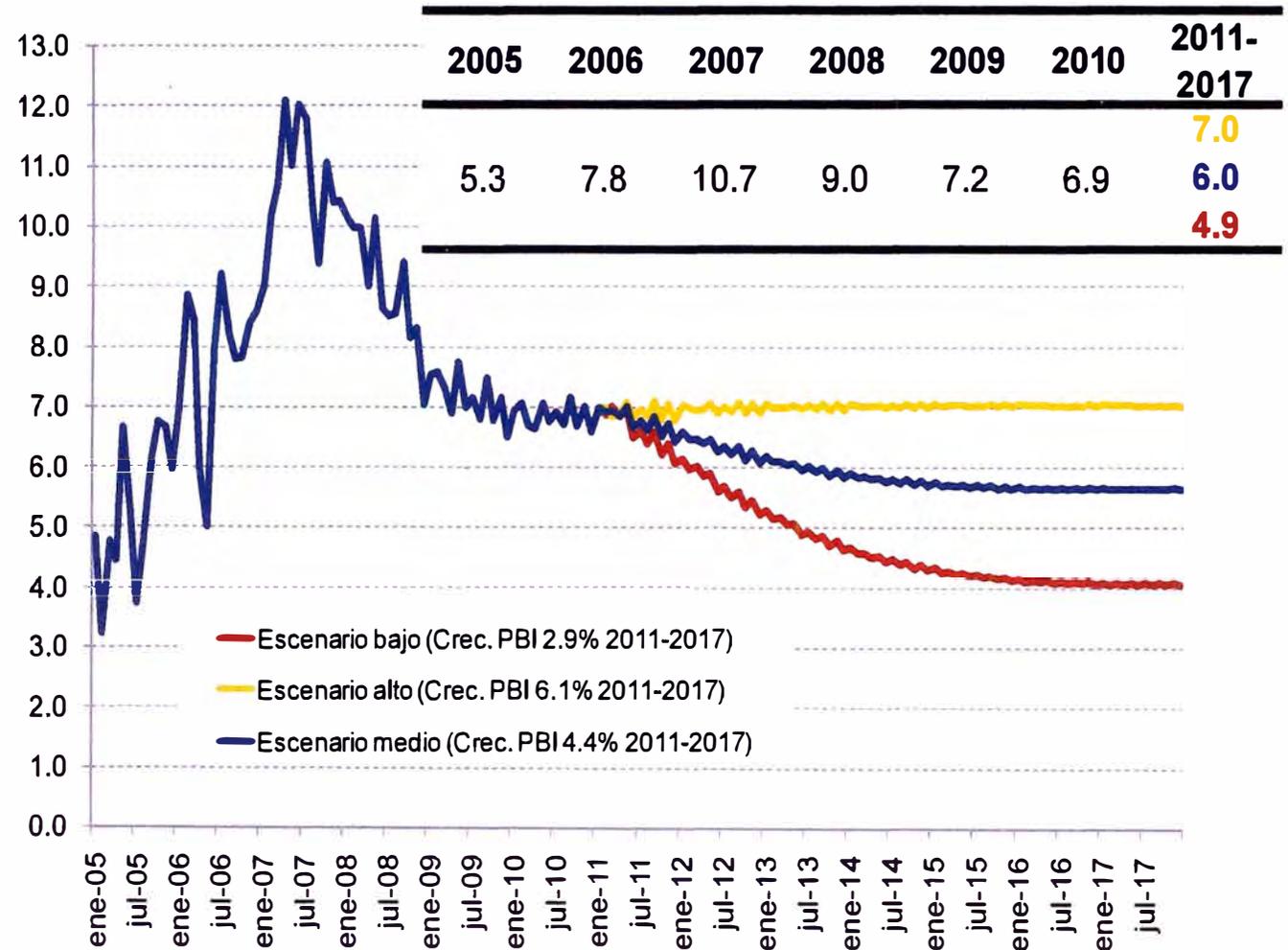
Variables explicativas	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
<b>PBI</b>	<b>0.514</b> <i>10.011</i>	<b>1.318</b> <i>35.850</i>	<b>1.259</b> <i>27.360</i>
<b>Tarifa</b>	<b>-0.097</b> <i>-2.106</i>	<b>-0.507</b> <i>-7.673</i>	<b>-0.298</b> <i>-3.495</i>
<b>Suministro</b>	<b>0.799</b> <i>17.300</i>		
<b>Dummy 1994-1996</b>			<b>-0.054</b> <i>-2.563</i>
<b>Dummy 2000-2003</b>			<b>0.033</b> <i>2.205</i>
<b>Constante</b>	<b>-9.113</b> <i>-19.662</i>	<b>-2.817</b> <i>-5.858</i>	<b>-3.168</b> <i>-5.960</i>
<b>R2 ajustado</b>	<b>0.965</b>	<b>0.900</b>	<b>0.906</b>
<b>Observaciones</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>168</b>

T-estadístico en cursivas.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

Ventas de Energía Eléctrica – Nacional  
(Variación porcentual anual)



# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Incorporación de nuevas cargas

- ✓ Existen varios **critérios** para la incorporación de las cargas importantes a la demanda de energía proyectada:
  - Considerar que la demanda de energía recoge todo el efecto de los nuevos proyectos al ser estos incluidos en el PBI. Esta situación puede originar una subestimación.
  - Agregar a la demanda de energía obtenida del modelo econométrico el consumo total estimado de todos los nuevos proyectos. Esta situación puede originar una sobrestimación.
  - Sumar una parte del consumo de los proyectos de acuerdo a un "factor de incorporación", considerando que dichos proyectos son más intensivos en energía que el promedio. Este ha sido el criterio usado en el presente estudio.
- ✓ Las nuevas cargas corresponden a los principales proyectos de inversión identificados como posibles nuevos grandes demandantes de energía eléctrica (esto forma parte del banco de proyectos inversión identificado y en seguimiento por parte de Macroconsult).
- ✓ Dicho Banco de proyectos de inversión proviene de fuentes públicas y tiene un carácter preliminar pues, de acuerdo con nuestra experiencia, existe un amplio número de factores que determinan la realización o ejecución de cada proyecto.
- ✓ Las principales cargas corresponden a las ampliaciones de operaciones mineras y los nuevos proyectos mineros. Se identificó 17 nuevas cargas mineras:
  - 4 corresponden a ampliaciones de operaciones mineras (3 de Southern y 1 de la Refinería de Zinc de Cajamarquilla).
  - 13 corresponden a nuevos proyectos mineros.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ **Potencia y energía asociada a cada proyecto**

- ✓ El cálculo de la potencia y energía de cada proyecto de inversión:
  - Se consideró la información de nuevas cargas solicitados a las empresas generadoras y publicados por el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). en el proceso de regulación de tarifa en Barra mayo 2008 – abril 2009.
  - Se consideró los avisos de publicados en medios de comunicación por las propias empresas desarrolladoras de los proyectos de inversión. Por ejemplo, Southern Perú Copper Corporation (SPCC) publicó un aviso en los principales medios escritos el 12 de marzo de 2008, para presentación de expresiones de interés de suministro de energía eléctrica de sus ampliaciones de operaciones y nuevos proyectos mineros.
  - Se estimó en base a la producción anual y un ratio de intensidad eléctrica. Por ejemplo, de acuerdo a las cartas de las empresas mineras a las empresas generadoras (publicados por el COES), se requiere en promedio 3 MWh por tonelada de cobre.
  - En el caso que en el que no se disponía de los ratios de intensidad eléctrica por unidad de producto, la potencia y energía de estos proyectos se estimó en base a un proceso de benchmark. Por ejemplo, en el caso de proyectos de cobre, Antamina sirve como referencia para el calculo respectivo.

### ➤ **Proyectos Identificados**

- Dado el interés específico de Endesa se identificaron un conjunto de grandes clientes intensivos en energía eléctrica que se espera entren en operación en el horizonte de proyección
  - ✓ En total se identificaron 19 nuevas cargas (grandes demandantes de energía eléctrica):
    - 17 relacionadas al sector minero.
    - La ampliación de Siderperú en Chimbote.
    - La Petroquímica en Ica
  - ✓ La estimación de las cargas adicionales se realizó sobre la base de criterios de *benchmarking* y su fecha probable de entrada se estableció en función del criterio de Macroconsult.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

Nro	Proyecto	Actividad Económica	Producto	Empresa	Región	Año de operación	Potencia (MW) Media
1	Ampliación de Siderperú	Manufactura	Acero	Grupo Gerdau	Ancash	2008	90
2	Cerro Corona	Minería	Oro	Gold Fields	Cajamarca	2008	23
3	Ampliación Cajamarquilla	Minería	Zinc	Votorantim Metais	Lima	2009	195
4	Bayóvar	Minería	Fosfatos	Vale	Piura	2010	15
5	Concentradora Toquepala	Minería	Cobre	SPCC	Tacna	2011	25
6	Concentradora Cuajone	Minería	Cobre	SPCC	Moquegua	2011	17
7	Fundición y Refinería en Ilo	Minería	Cobre	SPCC	Ilo	2011	18
8	Tía María	Minería	Cobre	SPCC	Arequipa	2011	70
9	Antapacay	Minería	Cobre	Xtrata Copper	Cusco	2011	47
10	Minas Conga	Minería	Cobre	Newmont	Cajamarca	2011	100
11	Petroquímica Básica	Manufactura	Amoniaco y urea	CF Industries	Ica	2011	46
12	Los Chancas	Minería	Cobre	SPCC	Apurímac	2012	83
13	Toromocho	Minería	Cobre	Chinalco	Junin	2012	95
14	Río Blanco	Minería	Cobre	Zijin Mining Group	Piura	2012	73
15	Galeno	Minería	Cobre	China Minmetals y Jiangxi Copper	Cajamarca	2012	55
16	Las Bambas	Minería	Cobre	Xstrata Cooper	Apurímac	2013	89
17	Quellaveco	Minería	Cobre	Anglo American	Moquegua	2013	76
18	La Granja	Minería	Cobre	Rio Tinto	Cajamarca	2014	152
19	Michiquillay	Minería	Oro	Anglo American	Cajamarca	2015	114

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ **Modificaciones para el establecimiento de escenarios**

- ✓ De manera consistente con los escenarios explicados en diapositivas anteriores, en la presente sección se asume que existen algunos proyectos de inversión que tienen menor probabilidad de ejecución y no entrarán en un escenario de reversión de reformas.
- ✓ Las razones de su elección se fundamentan en un conjunto de factores que hacen más difícil que un recurso minero se convierta en un proyecto minero. Algunos proyectos tendrán un retraso debido a la mayor incertidumbre en un escenario de reversión de reformas.
- ✓ El horizonte de retraso o postergación de proyectos es el siguiente:

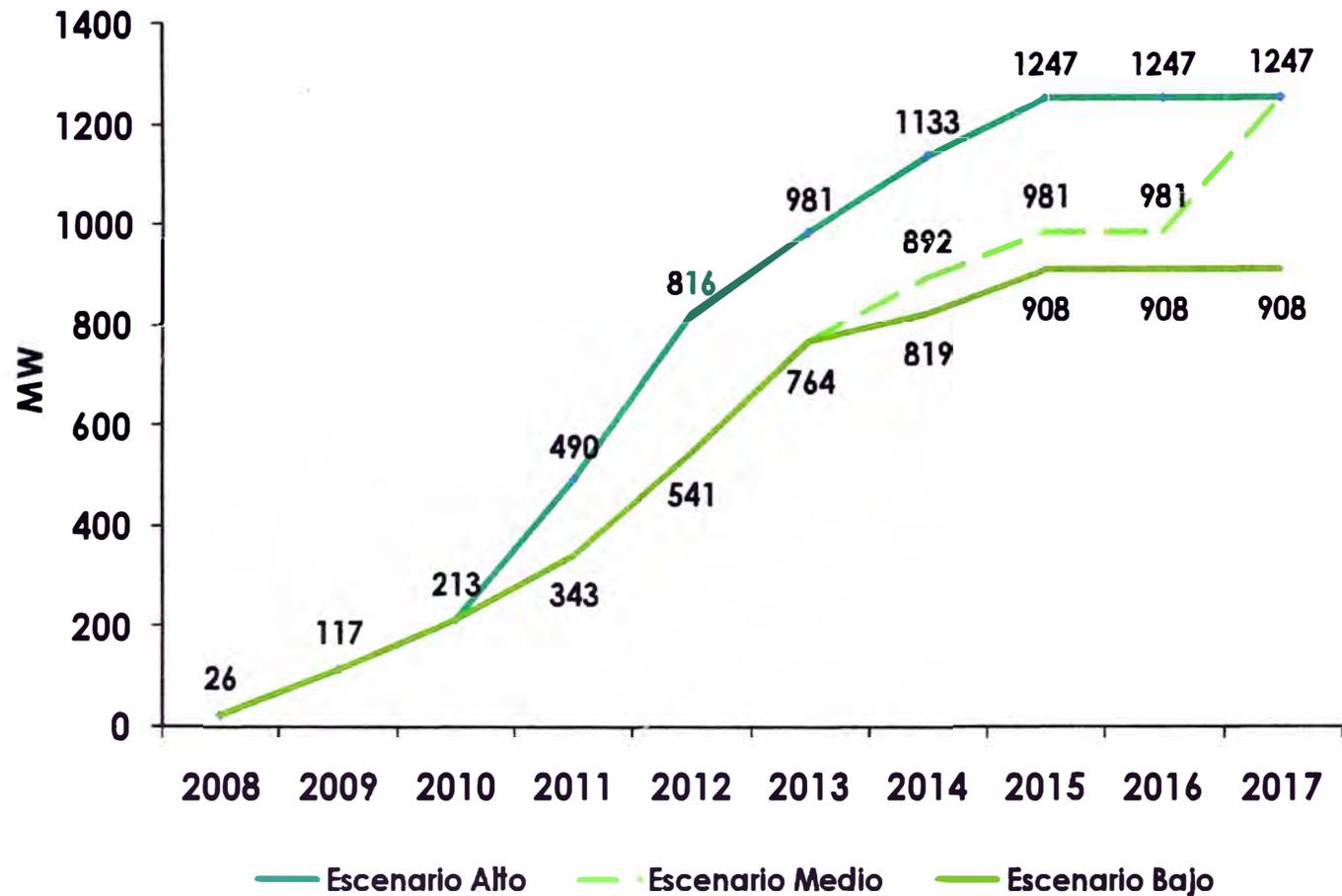
Escenario	Alto	Medio	Bajo
Minas Conga	2011	2013	2013
Proyecto Antapacay	2011	2013	2013
Río Blanco	2012	2014	No entra
Galeno	2012	2014	2014
Las Bambas	2013	2015	2015
La Granja	2014	2017	No entra
Michiquillay	2015	2017	No entra

- ✓ La curva de carga de los principales proyectos mineros, en cada escenario, se muestra en la siguiente lámina.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

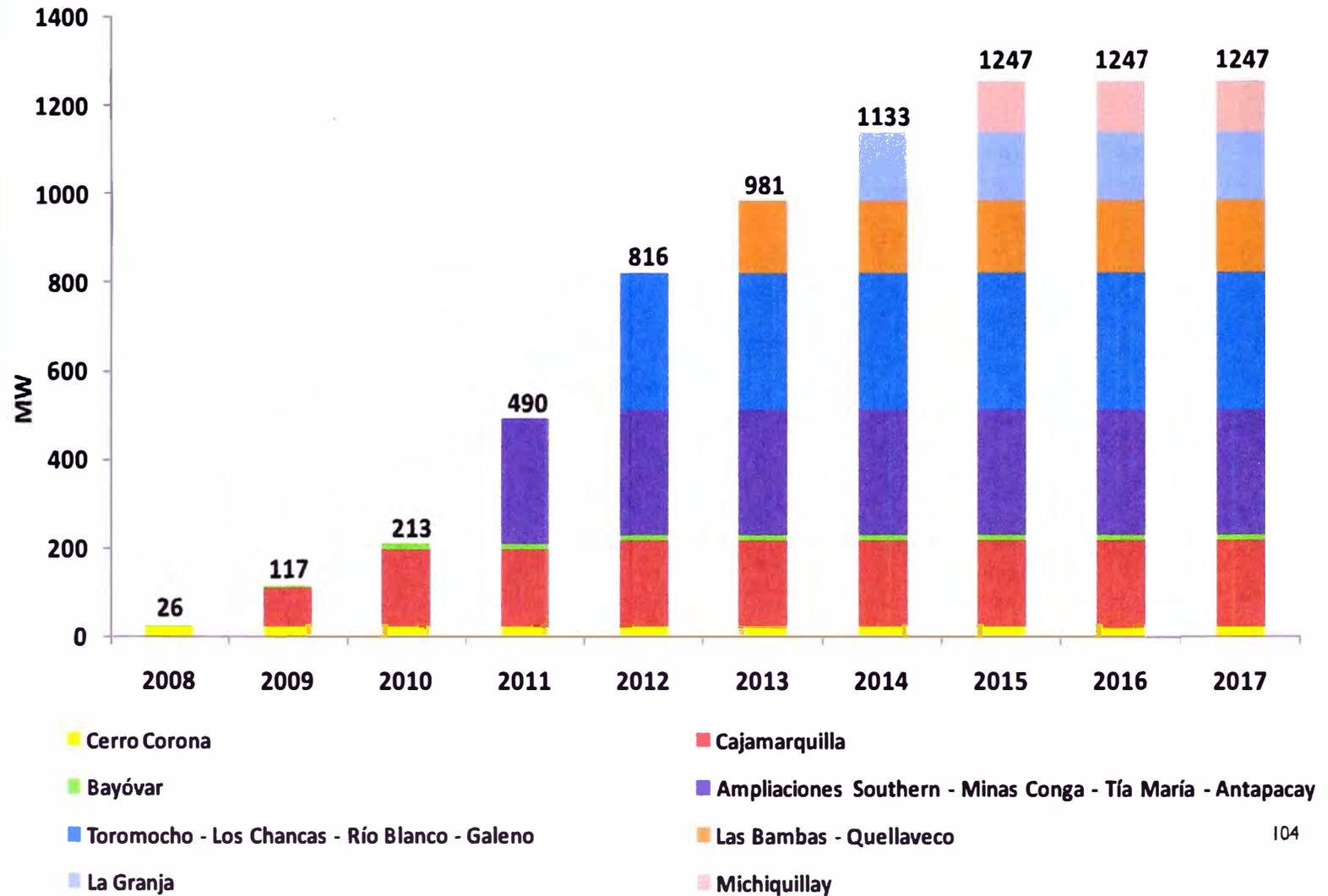
Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros – Tres Escenarios



# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

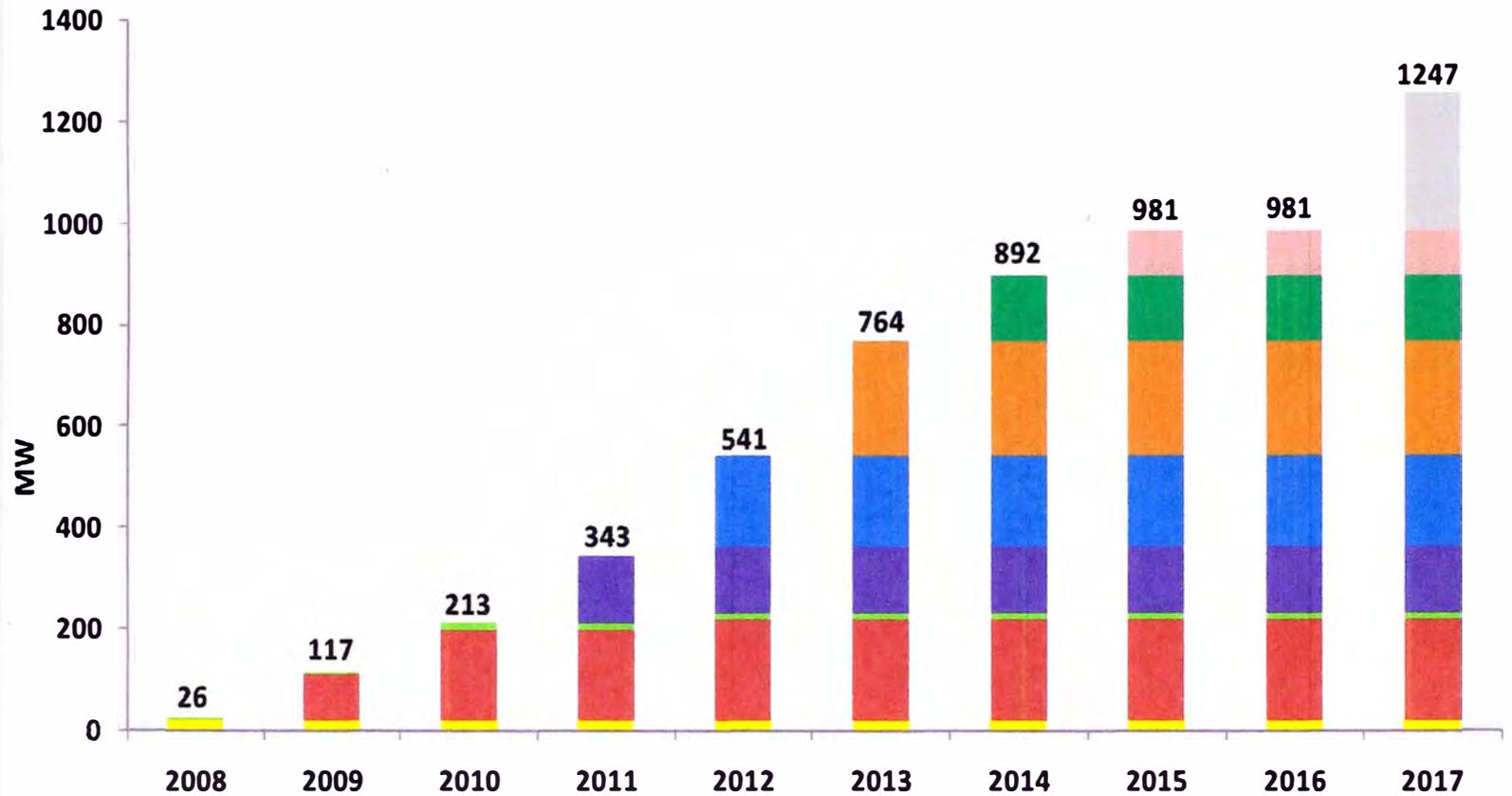
Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros – Escenario Alto



# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros – Escenario Medio



La Granja - Michiquillay

Las Bambas

Río Blanco - Galeno

Minas Conga - Quellaveco - Antapacay

Toromocho - Los Chancas

Ampliaciones Southern - Tía María

Bayóvar

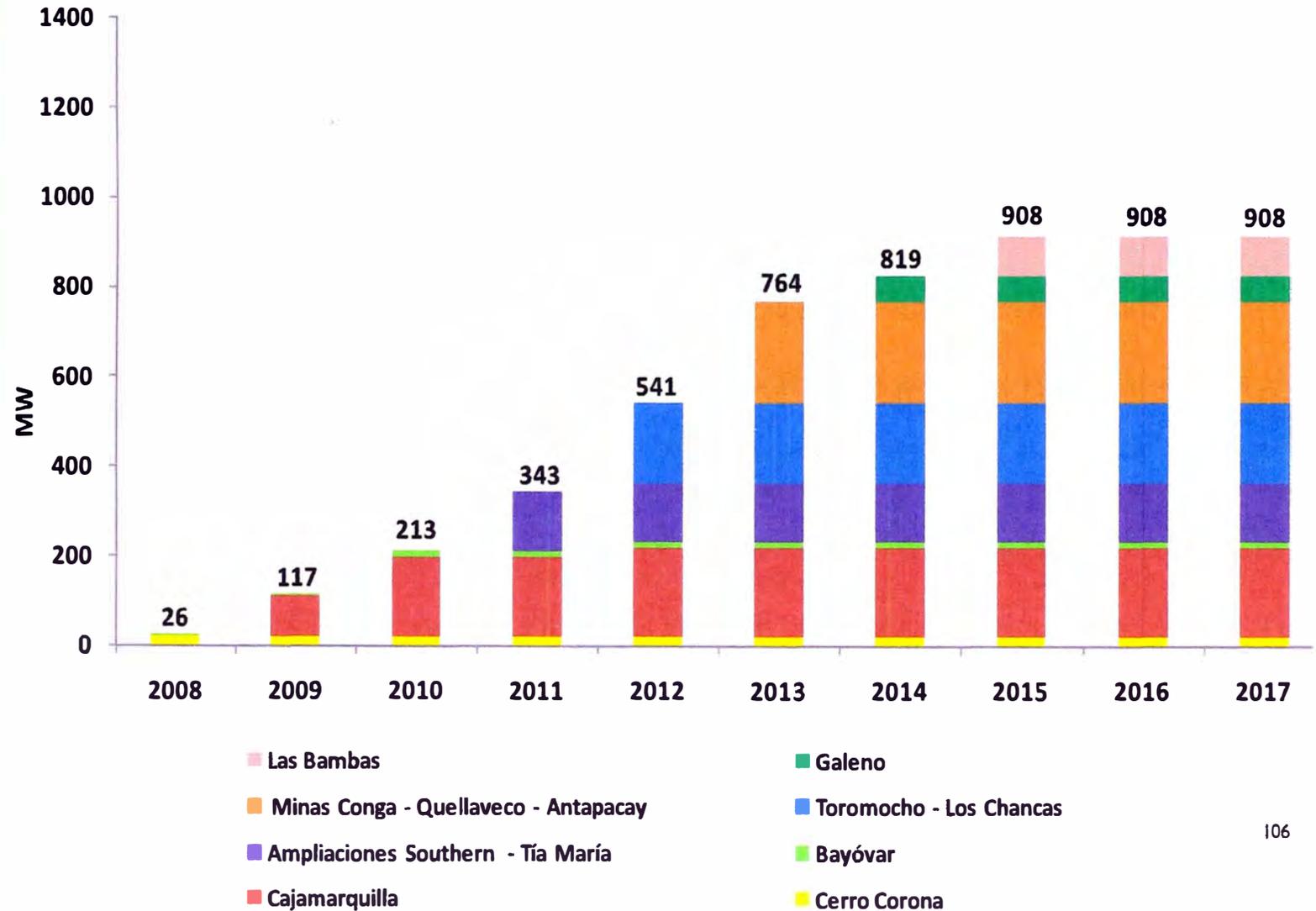
Cajamarquilla

Cerro Corona

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros – Escenario Bajo



# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Bayóvar – Proyecto de fosfatos desarrollado por Vale

- ✓ Se ubica en la parte oriental de la microcuenca de la quebrada Chorrillos, distrito y provincia de Sechura, departamento de Piura.
- ✓ La Compañía Minera Miski Mayo S.A.C es una subsidiaria de Companhia Vale de Brasil, la cual se adjudicó la buena pro de la licitación de Bayóvar en marzo del 2005.
- ✓ El objetivo principal de proyecto es la venta del concentrado de fosfato al mercado internacional de fertilizantes.
- ✓ El proyecto consiste en operaciones de minado, la construcción de una planta de tratamiento con capacidad instalada de 3.3 millones de toneladas por año de roca fosfórica y/o ácido fosfórico, y un puerto en Bayóvar.
- ✓ Se estima que la producción de fosfato empezará en **julio de 2010** y tendrá una duración de 31 años.
- ✓ El proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 15 MW y la conexión al SEIN será realizada mediante la construcción de una línea de transmisión de su propiedad para conectarse al sistema principal.
- ✓ El proyecto estará interconectado al SEIN, desde la línea que pasa por el km. 912 de la carretera Panamericana Norte (nueva subestación de derivación).
  - Línea 138 KV desde la subestación de derivación hasta la planta principal (planta de tratamiento): 41 km.
  - Línea 60 KV desde la planta principal hasta el puerto: 45 km.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros de Southern Perú Copper Corporation (SPCC)

- ✓ SPCC es una empresa perteneciente al Grupo México (quinto productor de cobre en el mundo), cuya principal actividad es la explotación de cobre.
- ✓ SPCC es la principal empresa productora de cobre en el Perú (360 TM finas en el 2007).
- ✓ SPCC tiene un contrato de exclusividad con Enersur hasta el 17 de abril de 2017, por 200.2 MW.
- ✓ SPCC requiere 230 MW adicionales para ampliaciones de operaciones mineras y nuevos proyectos mineros (Ver Aviso de SPCC, para presentación de expresiones de interés para suministro de energía eléctrica, publicado en los principales medios escritos en 12 de marzo de 2008).
- ✓ Se estima que las ampliaciones de operaciones mineras iniciarán operación comercial a partir de 2011 e incluyen las ampliaciones de las tres unidades producción actuales de la empresa:

Unidad de Producción	Departamento	Actual (MW)	Nuevo (MW)	Total (MW)
Mina Toquepala	Tacna	80.0	25.0	105.0
Mina Cuajone	Moquegua	65.0	17.0	82.0
Fundición y Refinación en Ilo	Moquegua	55.2	18.0	73.2
Total		200.2	60.0	260.2

- ✓ La ampliación de la fundición y refinación en Ica implica un monto de inversión de US\$ 200 millones:
  - Fundición: de 325 a 490 mil TMF (50% de incremento).
  - Refinería: de 280 a 360 mil TMF (80% de incremento).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ **Ampliaciones y Nuevos Proyectos Mineros de Southern Perú Copper Corporation (SPCC)**

- ✓ SPCC tiene dos proyectos nuevos de cobre: Tía María y Los Chancas.
- ✓ **Proyecto Tía María:**
  - El proyecto Tía María ubicado en el departamento de Arequipa tiene reservas estimadas de 638 millones de toneladas de mineral con una ley promedio de 0.39%.
  - En 2006 se iniciaron los estudios de factibilidad del proyecto. La finalización del mismo se realizó a fines del 2007.
  - El proyecto es uno de minado, extracción por solventes y electro-deposición.
  - Se estima que la producción empezará a inicios de 2011 y tendrá una duración de 20 años.
  - Se espera una producción de 120,000 toneladas anuales de cobre.
  - El proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 70 MW.
- ✓ **Proyecto Los Chancas:**
  - El proyecto "Los Chancas" está ubicado en el departamento de Apurímac.
  - Se espera iniciar los estudios de factibilidad del proyecto entre mayo y junio, que culminaría a fines de 2008.
  - El proyecto es uno de minado y planta concentradora.
  - Se estima que la producción empezará en 2012.
  - Se espera una producción de 80,000 toneladas anuales de cobre.
  - El proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 83 MW.

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ **Minas Conga – Proyecto de cobre y oro en estudio por Newmont y Buenaventura**

- ✓ Se ubica en el departamento de Cajamarca.
- ✓ La decisión de desarrollo del proyecto está prevista para 2008.
- ✓ Se estima que el proyecto iniciará su operación comercial entre el 2011 y 2013. Dicho periodo se estima:
  - A partir de 2008 (sujeto a que la decisión de desarrollo sea positiva), se le agregó un estimado de tiempo para construcción, que podría ser de 2 a 3 años. Por lo tanto, la construcción se desarrollaría entre 2009 y 2011.
  - Este estimado de tiempo tiene como referencia la experiencia de Macroconsult y también la última mina en construcción en Cajamarca (Cerro Corona desarrollada por Goldfields), cuya construcción se inició a principios de 2006 y se espera completar a mediados de 2008 (en aproximadamente 2 ½ años).
  - Para el caso del escenario alto de estimación de la demanda de energía eléctrica se asume que el inicio de la operación de la mina sería 2011. De otro lado, para el escenario medio se asume un retraso de 2 años, como consecuencia el inicio del proyecto sería 2013.
- ✓ Se espera una producción de 50,000 toneladas anuales de cobre y 14 toneladas anuales de oro.
- ✓ Se estima que el proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 100 MW (promedio).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Michiquillay – Proyecto de cobre en estudio por Anglo American

- ✓ Se ubica en el departamento de Cajamarca.
- ✓ La fecha de ingreso en producción se estimó según lo establecido en las Bases del Concurso:
  - 1 año de período de suspensión, 4 años para el periodo inicial y 3 años para el periodo de implementación (en total 8 años contados desde la firma del contrato a mediados en 2008).
  - No obstante, el periodo inicial como el período de implementación puede prorrogarse por 2 semestres cada uno, en cada caso, haciendo pagos por solicitud de prórroga. De tal manera, una mejor estimación para la fecha de inicio sería el rango 2015-2017.
  - Para el caso del escenario alto de estimación de la demanda de energía eléctrica se asume que el inicio de la operación de la mina sería 2015. De otro lado, para el escenario medio se asume un retraso de 2 años, como consecuencia, el inicio del proyecto sería 2017.
- ✓ Se estima una producción de 300,000 toneladas anuales de cobre.
- ✓ Se estima que el proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 114 MW (promedio).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Galeno – Proyecto de cobre en estudio por China Minmetals y Jiangxi Copper

- ✓ Se ubica en el departamento de Cajamarca.
- ✓ En diciembre de 2007, las empresas China Minmetals y Jiangxi Copper anunciaron la oferta de adquisición de Northern Peru Copper Corporation.
- ✓ La fecha de ingreso en producción se estimó según el estudio de prefactibilidad presentado por Northern Peru Copper Corporation en marzo de 2007:
  - De acuerdo con el estudio de prefactibilidad, el proyecto ingresaría en operación en 2012, luego de contar con el estudio de factibilidad completado a comienzos de 2008.
  - Se asume que el proyecto podría tener un retraso de 2 años en su etapa de implementación. De tal manera, una mejor estimación para la fecha de inicio sería el rango 2012-2014.
  - Para el caso del escenario alto se asume que el inicio de la operación de la mina sería 2012. De otro lado, para el escenario medio se asume un retraso de 2 años, por lo tanto, el inicio del proyecto sería 2014.
- ✓ Se estima una producción de 144,000 toneladas anuales de cobre.
- ✓ Se estima que el proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 55 MW (promedio).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ **Las Bambas – Proyecto de cobre en estudio por Xstrata**

- ✓ Se ubica en el departamento de Apurímac.
- ✓ La fecha de ingreso en producción se estimó según lo establecido en las Bases del Concurso:
  - Firma del contrato 2004.
  - 4 años para la etapa de opción, con la posibilidad de solicitar prórrogas o un nuevo contrato de opción totalizando 4 semestres adicionales .
  - La construcción tiene un máximo de 5 años (pero a partir del 4to año aplica una regalía, aún cuando la producción no haya comenzando).
  - Por lo tanto, la fecha de inicio se estima en el rango 2013-2015.
  - Para el caso del escenario alto se asume que el inicio de la operación de la mina sería 2013. De otro lado, para el escenario medio se asume un retraso de 2 años, por lo tanto, el inicio del proyecto sería 2015.
- ✓ Se estima una producción de 200,000 toneladas anuales de cobre.
- ✓ Se estima que el proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 76 MW (promedio).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Río Blanco - Proyecto de cobre en estudio por Zijin Mining Group Co. Ltd

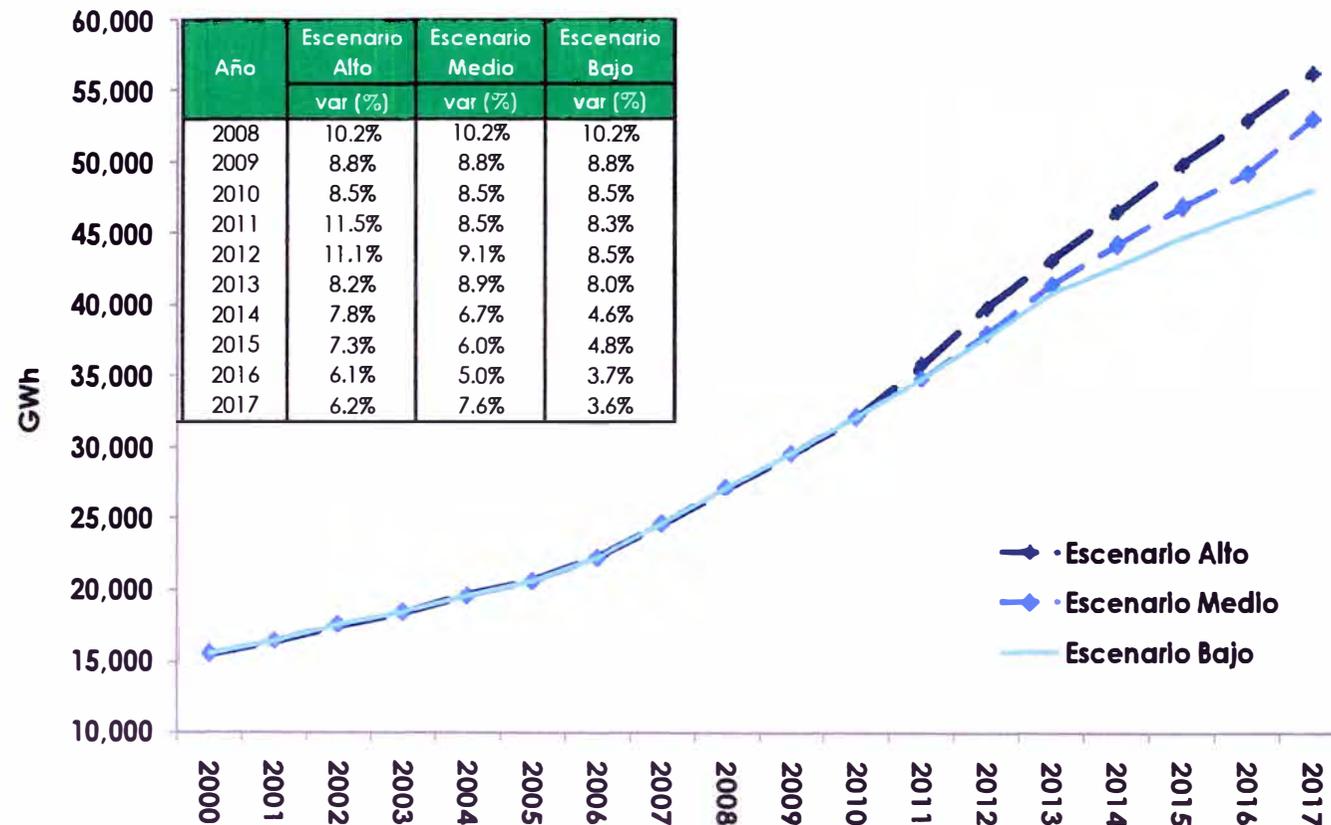
- ✓ Se ubica en el departamento de Piura.
- ✓ La fecha de ingreso en producción se estimó según el estudio de factibilidad presentado por la empresa en febrero de 2007:
  - El proyecto ingresaría en operación en 2011. Sin embargo, dado el retraso del proyecto en 2007, se espera que el proyecto comience operación comercial en 2012.
  - Se asume que el proyecto podría tener un retraso de 2 años en su etapa de implementación. De tal manera, una mejor estimación para la fecha de inicio sería el rango 2012-2014.
  - Para el caso del escenario alto se asume que el inicio de la operación de la mina sería 2012.
  - Para el escenario medio se asume un retraso de 2 años, por lo tanto, el inicio del proyecto sería 2014.
  - Para el escenario bajo se asume la no entrada en operación del proyecto minero, dado el alto grado de conflicto social en la zona.
- ✓ Los resultados preliminares del estudio de factibilidad arrojan un nivel de recursos de 1,300 millones de toneladas con una ley de 0.71%, en un proyecto que se extendería por 20 años.
- ✓ El proyecto consiste en una operación de minado a tajo abierto y una planta concentradora con capacidad de tratamiento de 25 millones.
- ✓ Se estima una producción de 220,000 toneladas anuales de cobre.
- ✓ Se estima que el proyecto requerirá una demanda máxima de energía eléctrica de 73 MW (promedio).

# 7. ESTIMACIÓN DE DEMANDA DE ELECTRICIDAD

## 7.1. NACIONAL

### ➤ Resultado de la Estimación

- ✓ Luego de considerar las proyecciones de la demanda de energía eléctrica (en base a sus fundamentos: PBI, tarifa, suministro) e incorporar las nuevas cargas de los principales proyectos identificados, se muestra a continuación el resultado de nuestra estimación de demanda eléctrica nacional para cada escenario:



## **Anexo 5**

**Modelo de Análisis FODA**  
**para decisión de inversión en proyecto (2007)**

**a) Fortalezas**

- ✓ Solidez y prestigio de su principal accionista.
- ✓ Elevada capacidad de generación de recursos.
- ✓ Alto profesionalismo de la plana gerencial y técnica, así como amplia experiencia en el sector de energía.
- ✓ Adecuada diversificación de fuentes de generación eléctrica.

**b) Oportunidades**

- ✓ Amplia de la cartera de clientes, con crecimiento respaldado por la estabilidad del mercado.
- ✓ Nuevas oportunidades de inversión, a través de nuevas concesiones, posibles sociedades y/o compras.
- ✓ Mayor capacidad de generación eléctrica a través de gas natural en el corto plazo.
- ✓ Ubicación estratégica ya consolidada.

**c) Debilidades**

- ✓ Concentración de clientes.
- ✓ Exposición cambiaria.
- ✓ Lentitud en la toma de decisiones.

**d) Amenazas**

- ✓ Cambios inesperados en la regulación que pudiesen afectar el desarrollo del sector.
- ✓ Ingreso de nuevas empresas a la generación térmica a gas en el mediano plazo.
- ✓ Capacidad limitada del ducto de Camisea.

## **Anexo 6**

## Estructura de Especificación Técnica del Proyecto

1. Alcance del Contrato EPC.
2. Limites del suministro.
  - 2.1. Puntos de entrega del Contrato
  - 2.2. Condiciones de entrega
3. Desglose de requerimientos del Contrato EPC
  - 3.1.1. Trabajos preliminares
  - 3.1.2. Ingeniería
  - 3.1.3. Equipamiento y Estructuras
  - 3.1.4. Obras Civiles
  - 3.1.5. Montaje
  - 3.1.6. Seguros e importación de equipos.
  - 3.1.7. Pruebas y puesta en servicio
  - 3.1.8. Listados de suministros.
  - 3.1.9. Repuestos.
  - 3.1.10. Condiciones del terreno.
  - 3.1.11. Características Garantizadas de la planta
  - 3.1.12. Características de los equipos
  - 3.1.13. Condiciones operacionales
4. Lista de sub-contratistas calificados
5. Lista de Proveedores de equipos
6. Servicios de ingeniería
7. Programa del proyecto
8. Hitos de pagos
  - 8.1. Por avance ejecutado.
  - 8.2. Por hitos predefinidos.
9. Balance térmico de la planta

10. Información técnica y Lista de planos
11. Características del combustible
12. Característica y análisis del agua desmineralizada
13. Formularios de las características técnicas.
14. Formularios mecánicos
15. Formularios de las características técnicas.
16. Formularios eléctricos
17. Normas aplicables
  - 17.1. Normas Nacionales (legales y técnicas).
  - 17.2. Normas Internacionales
  - 17.3. Estándares que requieran definición específica.

## **Anexo 7**

**ANEXO**  
**CONTENIDO MÍNIMO DE UN ESTUDIO DE FACTIBILIDAD**

No	Capítulo	Descripción	Actividad Eléctrica <sup>(1)</sup>				
			G CH	G CT	G RER	T	D
1	Resumen Ejecutivo		Si	Si	Si	Si	Si
2	Conclusiones y Recomendaciones		Si	Si	Si	Si	Si
3	Aspectos Generales	Aspectos generales del proyecto como son los antecedentes, los alcances, los objetivos, el área de influencia, los beneficiarios y la vida útil del proyecto	Si	Si	Si	Si	Si
4	Área del proyecto	Contendrá la ubicación geográfica y geopolítica del proyecto. Se deberá incluir planos que incluyan las coordenadas UTM (PSAD56) del área donde se ubique el proyecto	Si	Si	Si	Si	Si
5	Estudio de Mercado Eléctrico	las proyecciones del mercado eléctrico al que servirá el proyecto, las tarifas eléctricas y/o remuneraciones esperadas en cada segmento del mercado y la proyección de los ingresos totales del proyecto, desagregado por componentes principales	Si	Si	Si	Si	Si
6	Estudio de Topografía	Alcances y descripción de los trabajos de topografía y los resultados, así como la descripción de la topografía del área del proyecto. Para líneas de transmisión se incluirá el eje del recorrido de la línea con la indicación de los vértices, los perfiles del eje de la línea y la faja de servidumbre. Para proyectos hidroeléctricos se incluirá planos de planta y cortes verticales	Si	Si	Si	Si	Si
7	Estudio de Hidrología	Descripción de la cuenca, la climatología, las series hidrométricas de caudales naturales y regulados, con indicación de si son datos registrados o generados, los resultados de la simulación de operación del sistema hidráulico y los caudales turbinados. Deberá indicarse los caudales máximos esperados en 100 años	Si	No	No	No	No
8	Estudio de Geología y Geotecnia	Alcances, procedimientos y resultados de los estudios de geológica y geotécnica del área donde se efectuarán las obras del proyecto. Para proyectos hidroeléctricos incluirá las áreas afectadas por los embalses, aguas arriba y aguas debajo de las represas	Si	Si	Si	Si	Si

9	Selección de alternativa	Procedimiento y resultados de la selección de alternativas de configuración del proyecto y demostrar que la opción seleccionada es técnica y económicamente la más conveniente	Si	Si	Si	Si	Si
10	Análisis del Sistema Eléctrico	Descripción del sistema eléctrico asociado al proyecto, el punto de conexión al SEIN y los resultados de los estudios de operatividad del Sistema Eléctrico propuesto en el contexto del SEIN, en la que se demuestre su operatividad y su adecuación al resto del sistema. Para cada tipo de proyecto deberá ceñirse a las normas y procedimientos del COES aplicables a estudios de pre-operatividad	Si	Si	Si	Si	Si
11	Ingeniería del proyecto	Descripción de las características generales y específicas del proyecto y de sus componentes principales. Sin ser excluyentes se deberá efectuar la descripción y especificaciones principales de las obras civiles, del equipamiento mecánico, hidráulico, eléctrico, de telecontrol y de telecomunicaciones, según sea aplicable a cada tipo de proyecto. Igualmente se describirá las obras de infraestructura básica asociada al proyecto, tales como vías de acceso, habilitación de terrenos, áreas para construcción, obras complementarias, aprovisionamiento de materiales de construcción y otros	Si	Si	Si	Si	Si
12	Proyecto de suministro de combustible	Descripción de los medios para el suministro de combustibles a la planta, las instalaciones de almacenamiento, los criterios para el dimensionamiento de las instalaciones y las fuentes de suministro. Asimismo, se requerirá una descripción de la ingeniería de las instalaciones de suministro y almacenamiento, y los estándares de seguridad aplicables	No	Si	No	No	No
13	Estándares de construcción y equipamiento	Enumerar las normas y estándares de construcción, fabricación de equipos, montaje y pruebas que se aplicarán a las obras e instalaciones del proyecto, las cuales serán las normas vigentes en el Perú o estándares internacionales de aceptación en el Perú	Si	Si	Si	Si	Si
14	Servidumbres y afectación de bienes públicos	Identificar las servidumbres requeridas y la afectación de bienes públicos y privados, según corresponda. Las áreas de servidumbre deben estar definidas mediante las coordenadas UTM (PSAD56), las cuales deben estar circunscritas en	Si	Si	Si	Si	Si

		el área de concesión					
15	Estudio de Impacto Ambiental	Presentar copia del Estudio de Impacto Ambiental aprobado mediante Resolución Directoral por la Dirección de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM	Si	Si	Si	Si	Si
16	Proyecto de remediación social y contribución al desarrollo social de la zona de influencia	Descripción de las obras, instalaciones y medidas destinadas a remediar los impactos sociales sobre las comunidades y poblaciones afectadas por el proyecto, así como las acciones, obras, instalaciones y otras destinadas a compensar y/o a contribuir con el desarrollo social y comunitario de su área de influencia.	Si	Si	Si	Si	Si
17	Estudio Arqueológico	Marco normativo, la metodología de estudio y los restos arqueológicos identificados en el área del proyecto	Si	Si	Si	Si	Si
18	Planos	Planos de ubicación (en coordenadas UTM PSAD56), planos de influencia de las obras civiles e hidráulicas con cortes y detalles a nivel de ingeniería básica, así como de las instalaciones electromecánicas, eléctricas, de comunicaciones, sistemas de control y protección, diagramas unifilares y otros, según corresponda	Si	Si	Si	Si	Si
19	Costos, presupuesto y cronograma de ejecución	Metrado de las obras e instalaciones y el presupuesto de inversión, desagregado por los componentes principales del proyecto, incluyendo costos directos e indirectos. Así mismo se incluirá el cronograma de ejecución, desagregado por componentes principales de las actividades y obras, mediante un Diagrama de Gantt en la que se indique la ruta crítica del proyecto	Si	Si	Si	Si	Si
20	Evaluación económica y financiera	Modalidad de financiamiento, las fuentes de financiamiento, condiciones, plazos, costos y otros. Así mismo los criterios de evaluación económica y financiera, y las proyecciones de los estados financieros con los indicadores de rentabilidad económica y financiera del proyecto, que garanticen la viabilidad y sostenibilidad del proyecto	Si	Si	Si	Si	Si
21	Análisis de sensibilidad	Demstrar la fortaleza o sensibilidad del proyecto ante variaciones en los parámetros de evaluación asumidos o proyectados	Si	Si	Si	Si	Si

(1) G: Generación (CH: Centrales Hidroeléctricas, CT: Centrales Termoeléctricas, RER: Centrales que utilicen Recursos Energéticos Renovables), T: Transmisión y D: Distribución

## **Anexo 8**

# **3**

## **SIEMENS**

**As Siemens Power Generation (formerly Siemens-Westinghouse Power Corp, SWPC) has continued to evolve their gas turbine fleet, they have made significant improvements in unit efficiency and output. In addition, they have also been very aggressive in their attempts to respond to customer needs. In order to accomplish this, Siemens has spent a significant amount of resources assessing these needs, and according to one user, has categorized the results into four critical targets:**

- **Performance**
- **Availability/Reliability**
- **Life Cycle Costs**
- **Emissions**

**Based upon customer feedback, Siemens Power Generation then directs financial resources towards the development of uprates and upgrades for their fleet of engines targeted to specifically address the customer needs. This section will discuss some of the upgrades currently available to the Siemens fleet of heavy-duty gas turbines. In contrast to the many upgrades offered by General Electric that are accomplished primarily through control system changes, the upgrades offered by Siemens are often accomplished by physically upgrading compressor and/or turbine hardware, and generally require significant capital investment.**

Siemens

**Table 3-1**  
**Siemens Gas Turbine Models**

PREVIOUS MODEL NAME	CURRENT MODEL NAME	Hz	MW RATING
N/A	SGT5-8000H	50	340
V94.3A	SGT5-4000F	50	287
W501G	SGT6-6000G	60	268
W501F	SGT6-5000F	60	198
V94.2A	SGT5-3000E	50	191
V84.3A	SGT6-4000F	60	185
W501D5A	SGT6-3000E	60	121
V84.2A	SGT6-2000E	60	110
V64.3A	SGT-1000F	50/60	68/64

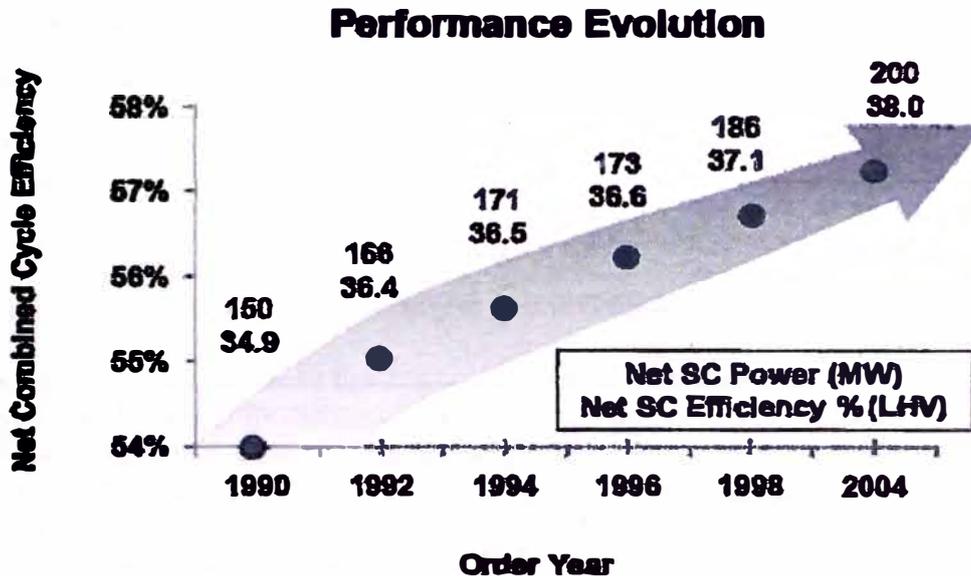
In late 2005 Siemens renamed their fleet of turbines. Table 3-1 provides a cross-reference of Siemens gas turbine line and MW rating. This report will focus on those options and upgrades available for the SGT6-5000F and the SGT5(6)-4000F. The number of upgrades available for the other units is limited.

Many of the upgrade options presented by Siemens and addressed in this paper are related to seals and sealing of both the compressor and turbine. Gas turbine efficiency and performance is negatively impacted by internal leakages or stage bypassing. In fact, "One percent air leakage results in about 1.5% decrease in combined-cycle power output and about 0.5% decrease in thermal efficiency."<sup>19</sup> Although sealing technologies when applied individually do not create a step-change function in the process of improving overall gas turbine operational flexibility, when packaged together, as Siemens has done with some of the options presented below, the "package" can represent a significant improvement in performance and operational flexibility.

Currently the W501F fleet consists of just under 200 units, (according to data released in early 2006), with a fleet average capacity factor of just over 40%, averaging just under 100 hours per start. These units have accumulated in excess of 3 million fleet hours, (the fleet leader had approximately 100,000 fired hours).

Prior to the acquisition of Westinghouse by Siemens, the early 501F gas turbine was manufactured for Westinghouse by Mitsubishi Heavy Industries (MHI) at a facility in Pensacola, FL. As part of the acquisition agreement, the partnership of convenience between MHI and Westinghouse was dissolved. MHI was awarded an agreement to continue manufacturing gas turbines M501F/M701F under their own name brand (the exact legal status is unclear as to whether they were granted a license or if they were allowed to continue manufacturing with the drawings in their possession, etc). Because of these early relationships, there is a great deal of

similarity between the M510F and W501F. The following figure shows the evolution of the W501F/SGT6-5000F engine since its introduction.



**Figure 3-1**  
**Evolution of SGT6-5000F**

Diagram courtesy of Siemens, Orlando, FL.

According to a Siemens presentation at PowerGen 2005, they have identified the following areas of the SGT6-5000F fleet to be the most critical to operational flexibility:

1. Starting reliability
2. Fast start capability
3. Reduced part load CO emissions
4. Inlet heating
5. Exhaust temperature optimization
6. Trip factor reduction
7. Increased time between inspections
8. Improvement in component performance and durability

Some of the items noted above are grouped into two general headings in the PowerGen 2005 paper referenced previously, 1) Engine Operational/Control Modifications, which generally includes the first five issues noted above, and 2) Component Design Enhancements which include the final three issues. However, when presented to Siemens 5000F customer base, these are generally grouped and packaged in various ways. For example, presented below is a discussion on Service Bulletin (SB) 51009 and Product Improvement Bulletin (PIB) 2003-101. The SB effectively increases the mean time between inspection intervals by redefining the calculation for Equivalent Operating Hours (EOH) for those units that have chosen to upgrade

*Siemens*

their units, in accordance with the PIB, which entails the component level modifications, indicated in item #8 above.

Future targets for enhancements include:

- Additional starting reliability enhancements
- Further improvement in part load CO emissions
- Longer maintenance inspection intervals
- Component enhancements leading to reduced fallout
- Interchangeability between other Siemens gas turbines

Since its introduction in 1993, prior to the consolidation of Siemens and Westinghouse, the 501F has been upgraded four times to its current configuration, the W501FD3, or as it is now called the SGT6-5000F. In this timeframe, the design engineers have realized a 6% improvement in turbine efficiency and a 26%<sup>20</sup> increase in power output. To accomplish this improvement, there have been extensive modifications to the compressor section, an increase in firing temperature, significant enhancements made for clearance control, a new combustor capable of 9 ppmvd at 15% O<sub>2</sub>, an elimination of the combustor bypass valve, and the introduction of new materials. Siemens validates all component upgrades and evolutions in a test bed turbine located in Berlin, Germany. This test bed is capable of achieving full load on the SGT6-5000F turbine through the use of a water brake. This allows Siemens to operate the engine at, “full power and off-frequency to fully map out the mechanical and aerodynamic operating envelope”<sup>21</sup>.

As with GE, package upgrades are available to move from one vintage of the unit to the next, i.e. 501FC or 501FD2 to the latest technology utilized in the 501FD3. This report however, will not focus on the generational upgrades, and will instead focus on those upgrades that offer significant flexibility advantages.

### **Product Improvement 2003-101 (Combustion Turbine Maintenance and Inspection Intervals for Certain W501F Units)**

Siemens often issues Product Improvement Bulletins to notify end users as to the availability of significant enhancements that could effect the operation of their units. PIB 2003-101 provided details of available hardware upgrades to certain 501F units that, if implemented, would allow the end user to utilize Service Bulletin, SB51009, which redefines the equations for equivalent hours and equivalent starts and modifies the inspection intervals for both equivalent hours and starts. Historically, maintenance intervals for Westinghouse gas turbines were defined by SB36803. However the modified equations available under SB51009 provided significant relief from what had been viewed as overly conservative equivalency factors.

#### ***Applicability***

This upgrade applies to the SGT6-5000F (W501F) combustion turbine fleet operating in either simple or combined cycle.

## **Technical Description**

The early 501F fleet had significant problems with hot section hardware achieving their projected life cycles. For example, the transition ducts in the early units often failed (sometimes catastrophically), to meet the intended inspection intervals. Such failures naturally impacted the plants ability to run, and their flexibility to take advantage of market opportunities. Under PIB 2003-101 the most dramatic change was a modified transition duct. According to Siemens, the modified ducts incorporated changes that enhanced their aerodynamics and increased their durability by a factor of six, optimized the cooling scheme and improved the thermal barrier coating, Transcoat. These changes resulted in a transition duct that was much less prone to (catastrophic) material loss, and consequently also reduced the duct repair scope. Provided sufficient life remained in the existing transition ducts, Siemens had indicated to owners that their existing ducts could be modified, incorporating the Transcoat (transition coating with TBC) design.

Also included in this upgrade were modified combustion basket swirlers that included a tapered design which improved resistance to high cycle fatigue. This design was also advertised to improve overall combustor durability, presumably by decreasing combustion dynamics. As with the transition ducts, Siemens had developed a process to modify existing combustion baskets to incorporate the new swirler design.

In order to implement this upgrade, row 1 turbine blades had to be replaced with a new design that included greatly enhanced cooling schemes for both the blade tip and platform. The tip cooling increased part life and durability, while the platform cooling greatly decreased thermal stresses. Coupled with the 1<sup>st</sup> stage blade replacement was also 1<sup>st</sup> stage ring segment replacement. This change modified the cooling geometry as well as introduced a new material for this application. As part of the ring segment replacement, the existing Isolation Rings required minor modifications to accept the new ring segment geometry.

In addition, this PIB also included a requirement to replace the 2<sup>nd</sup> and 3<sup>rd</sup> stage turbine blades. The new row 2 blades provided enhanced geometry of the platform area that resulted in improved low cycle and high cycle fatigue properties of the blade. The R3 blades included a metallurgical change to a material that enhanced creep resistance and reduced the mechanical stresses in the blade's Z-shroud, which resulted in an increase in blade life. In looking at the physical geometry of the new Z-shroud, Siemens also dramatically increased shroud mass as well.

The last component of this upgrade requires a continuous combustion dynamic monitoring system be installed and utilized. Siemens also has the option on their CDM system to allow for real time, or active pilot modulation, which relies on the CDM to fine tune the pilot nozzle to achieve the proper balance between emissions and combustor dynamics. However, this active pilot modulation is not required to fully implement the upgrade described in this PIB.

## **Benefits**

By fully implementing this upgrade, SGT6-5000F operators can increase their hours-based maintenance intervals as indicated in the table below:

Siemens

**Table 3-2  
Effect of PIB 2003-101<sup>2a</sup> on Inspection Intervals**

Inspection Interval	SB 36803		SB 51009			
	Equivalent Starts	Equivalent Hours	Equivalent Starts	Percent Improvement	Equivalent Hours	Percent Improvement
Combustion	400	8,000	450	12.5	8,333	4.2
Hot Gas Path	800	24,000	900	12.5	25,000	4.2
Major	1600	48,000	1,800	12.5	50,000	4.2

From the perspective of equivalent hours, a 4.2% increase in maintenance intervals might not seem all that significant, but for base loaded plants this can have the effect of delaying a major inspection up to three months.

The major benefit comes to the equivalent starts-based units. Not only is there a 12.5% increase in inspection intervals, the full implementation of this service bulletin also modifies the equivalency factors used in calculating the equivalent starts, ES, shown above. In order to calculate ES, factors are applied to unit trips. These factors are derived by Siemens engineers, based upon estimated thermal stresses which are acted upon the turbine hot section parts. The Table below provides a comparison of the original factors under SB36803 and SB51009.

**Table 3-3  
Trip Factors under SB36803 and SB 51009<sup>2b</sup>**

% Load	TRIP FACTOR	
	SB 36803	SB 51009
0 - 10	4	1
10 - 25	4	2
26 - 50	7	4
51 - 75	14	6
76 - 100	20	8

Assuming a 2% nominal trip percentage, as related to unit starts, and further assuming 200 starts per year, this would equate to four trips per year. Assuming that two of those starts are at base load and the other two- (2) are at 50% load. Under SB 36803 this would translate to 258<sup>1</sup> ES in one year. Under SB 51009, this would equate to 228<sup>a</sup> ES annually, a reduction of almost 12%. Considering some plants have estimated start-up cost (non-fuel), for the SGT6-5000F to be as much as \$15,000, this equates to an annual savings of \$450,000.

<sup>1</sup> Equivalent Starts under SB 36803: 200 Starts, 4 trips with 4 subsequent restarts = 204 actual starts. Two trips at full load = 40 ES. Two trips at 50% load = 14 ES, for a total of 204+40+14=258 ES

<sup>a</sup> Equivalent Starts under SB 51009: 200 Starts, 4 trips with 4 subsequent restarts = 204 actual starts. Two trips at full load = 40 ES. Two trips at 50% load = 14 ES, for a total of 204+40+14=258 ES

## ***Operational History***

Despite the inherent benefits described, there have not been many facilities that we have been able to identify that have actually purchased this package as an upgrade. Given the magnitude of the parts change out required, and using Siemens "list prices", it is estimated that new parts costs alone can be in excess of \$7,000,000. Furthermore, this upgrade would have to be performed during a major inspection, and since this PIB has been introduced there have not been that many units that have gone through a major inspection. It was noted by Siemens at an industry conference that as of 2004 there were no units that were operating with all the necessary components required to take full advantage of the benefits of SB 51009.

In talking with a representative of one operating company, they had wanted to implement the upgrades described in PIB 2003-101 on two of their units; however, Siemens could not provide all the necessary parts to support their outage schedule.

The upgrade described in this bulletin have since become standard with new equipment, and those few units that have started up, as we understand it, are able to follow the revised ES factors outlined in the PIB. Recognizing that there have been less than a dozen units that have been installed since that time, and these units do not have a significant amount of run time and consequently there is little operational experience to report at this time.

## ***Impact on Plant Operations***

There are no anticipated impacts on the balance of plant resulting from the implementation of this upgrade.

## **Closed Loop Ignition Control**

### ***Applicability***

This upgrade applies to all SGT6-5000F combustion turbines fleet operating in either simple or combined cycle.

### ***Technical Description***

Siemens developed the Closed Loop Ignition Control (CLIC<sup>sm</sup>) system to enhance the starting reliability of the SGT6-5000F. This enhancement was the result of an extensive investigation by Siemens in conjunction with a one of their larger customers into the cause of failures to start. CLIC involves modifying the control logic during start up, which increases the time setting during the ignition sequence to allow the flame detectors additional time to see flame prior to aborting the start up. As part of CLIC, Siemens also modified the fuel filtration system to minimize the likelihood of filter pluggage. According to a presentation made by Siemens at Power-Gen International in 2005, this system has been validated and implemented, but gave no indication of how many sites have chosen to install this upgrade.

**Siemens**

One fleet manager indicated that they had installed CLIC on over two dozen machines. However, when they implemented this upgrade, Siemens made no modifications to their fuel filtration system.

**Benefits**

The early 501F fleet was notorious for poor starting reliability. One owner indicated that starting reliability in the late 1990s and early 2000s was in the range of 30-35%. CLIC was designed to improve this starting reliability and to improve operational flexibility. The ability to start is obviously critical to achieving revenue from dispatch requirements.

**Operational History**

The benefits of Closed Loop Ignition Control were realized almost immediately and dramatically. On the more than “two dozen machines” referenced previously, CLIC improved the starting reliability by almost threefold, to the +90% range.

**Impact on Operations**

There are no known impacts on balance of plant operations as a result of implementing Closed Loop Ignition Control.

**Turbine Efficiency Package**

The Turbine Efficiency Package offered by Siemens is a series of hot section upgrades that are primarily comprised of enhanced sealing features and modified clearance control techniques to minimize hot gas bypass, or leakage.

**Applicability**

This upgrade applies to the SGT6-5000F combustion turbine fleet operating in combined cycle.

**Technical Description**

As indicated, this upgrade is based upon realizing greater efficiency by maintaining tighter clearance control between the turbine rotating and stationary components, as well as minimizing hot gas bypass around the turbine. To accomplish this, Siemens replaces a variety of turbine hot section components and consumable materials. The primary upgrade involves a new 1st stage ring segment. This blade ring has been coated with an abradable thermal barrier coating, which serves two primary functions, 1) reduces the thermal stress on the 1st stage ring segment by keeping it cooler, and 2) reduces the clearance between the tip of the 1st stage turbine blade and the ring segments. By reducing thermal fatigue on the ring segments, these segments become more robust and should realize enhanced reparability. With regards to the clearance, this coating is applied thick enough that the blade tip is designed to rub against the coating. The coating

being “softer” should rub off without damage to the blade tip. The first row Isolation Ring is also modified as part of this upgrade, although the extent and the nature of this enhancement had not been fully explained to the site. The remainder of the affected parts are isolated to interstage seals, vane – vane seals.

### **Benefits**

According to the numbers presented by Siemens, it is estimated that as a result of the improved efficiency realized as a result of this upgrade, that there will be a significant per unit fuel savings of 2%. With the assumptions noted above, and the advertised unit heat rate, a 2% fuel savings would result in savings in excess of \$1million per year.

### **Operational History**

The one site that has been identified that has implemented this upgrade has only been running for less than a year since implementation. This facility has also implemented additional upgrades, (including Hot Restart), and has realized approximately 1½ % net improvement in plant heat rate, and attributes the “majority” of the efficiency gains to Siemens Turbine Efficiency Package.

### **Impact on Plant Operations**

There are no anticipated impacts on the balance of plant based upon the implementation of this upgrade.

### **Compressor Upgrades**

Several years ago, operators of Siemens F units were experiencing significant problems with compressor rubs, especially in the front end of the compressor. In certain situations, these rubs were so severe that they reportedly led to multiple failures. With the cooperation of the user community, Siemens undertook a root cause analysis (RCA) and discovered that many of these rubs occurred during the restart of a unit, after the unit had either tripped, or was dispatched off, and then restarted shortly thereafter, while the units were still hot. In response to this, SWPC introduced an Urgent Technical Advisory (UTA) that put a time limit on hot restarts, which significantly impacted unit operational flexibility. If the units were not started within one hour after shutdown, then the operators had to “wait at least eight hours before restarting, or until disc cavity thermocouple temperatures remain below 250F.”<sup>24</sup> This time limit was eventually relaxed to four hours, but still placed a significant burden on operators of these units in peaking service and needed to be available for dispatch with in a matter of minutes.

Their RCA led Siemens to understand that the primary area of concern for the hot restart was in the front end of the compressor, particularly the first three stages. However, with this hot restart limitation as a motivating force, SWPC analyzed the entire compressor and developed and introduced a series of compressor upgrades. The whole package of upgrades not only mitigated the hot start restriction, but improved unit efficiency as well.

**Siemens**

Siemens markets this upgrade specifically as, “expanding operational flexibility, through the implementation of the latest in 501F technologies.” (Quote from customer presentation) It appears that Siemens packaged the Hot Restart Upgrade with the overall package of compressor efficiency upgrades for the convenience of the customer. Since those units affected by the hot restart limitation had to open the compressor to fix those parts, it was a natural extension to change other parts to realize efficiency gains.

This compressor upgrade optimizes control logic settings for the variable inlet guide vanes, help restore the compressor to factory clearances, and utilize technologies that are designed to maintain those clearances for long-term operations. This upgrade also entails modifying the control logic for the variable inlet guide vanes and rotor air cooler optimization. Due to the magnitude of the parts change out required to accomplish this modification, Siemens indicates that the lead time from order to implementation is approximately 11 months.

***Applicability***

This upgrade applies to the SGT6-5000F combustion turbine fleet operating in either combined cycle or simple cycle. For the combined-cycle plant it offers improved heat rate and unit output, and for the cycling plants, either combined-cycle or simple cycle, it offers the ability to restart the unit with out having to wait for the four hour timer. Different packages are available for Owners of the 501FC, FC+, FD1 and FD2 sub-models (unfortunately, the new Siemens model naming convention contains no sub-model designations at present).

***Technical Description***

Due to the nature and the magnitude of this upgrade, it can only be accomplished during a compressor outage, generally as part of the Major Inspection. To specifically address the Hot Restart, Siemens introduced modified blade rings for the first three compressor stages that incorporate enhanced sealing techniques. These modified blade rings are only required for the older versions of the 501F, and not for units produced after about 2001 to 2002.

As part of the efficiency upgrade, compressor stages 1 through 15 are replaced with a modified design that includes cutter teeth and honeycomb seals, along with matching paired seal holders. These new honeycomb seals will reduce leakage around the seal box, which will result in a reduced heat rate, increased power production and, given the nature of honeycomb seals, will maintain performance longer when compared to standard compressor blade/vane assemblies.

The 16th stage compressor blades are also replaced as part of the Compressor Upgrade. This new blade is recontoured with enhanced three-dimensional aero blades. The new profile reduces pressure losses at high flow rates, by redistributing diffuser discharge airflow, resulting in better flow distribution. This blade also utilizes a wider blade base, or hub chord, which enhances blade stability and strength.

Control system changes implemented as part of this upgrade include modifying IGV control logic settings to optimize exhaust energy for combined-cycle operation. One interesting aspect of the IGV optimization advertised by Siemens includes metering of the inlet air flow. Although

they provide limited information, this optimization might include inlet air flow control through IGV modulation. (This is an assumption based upon interpretation of available data.)

Finally, the turbine rotor cooling air system is optimized as part of this upgrade. “On the 501FD, cooling air is extracted from the compressor, cooled and then routed through internal passages in the turbine disc to an area between the disc and blade root for turbine blade cooling.”<sup>23</sup> This rotor cooling air system includes an external air-to-air mechanical fin fan cooler. This fan drive is for the rotor air cooler (RAC) is a variable frequency drive which will control fan speed to control cool air temperature, based upon gas turbine loading. The controls strategy implemented will optimize the temperature set point for operations above 90% load. Modifications to the RAC will help reduce the loss of excess thermal energy through this cooler, energy that is then captured in the turbine.

According to Siemens, this optimization will enhance both base load and part load combined-cycle heat rate, as well as base load power output. While there is limited data available as to the details of the IGV control system modifications referenced above, given the resulting increase in plant output, it appears that this uprate increases the inlet guide vane angle, or opens them up farther, resulting in increased mass flow, (this is somewhat similar to GE’s OpFlex Airflow). However this change must also be accompanied by the replacement of the compressor blades as noted above. Further, Siemens also states that this package can be optimized for either heat rate or power output. While not explicit in Siemens statement, it is implicit that optimizing for one may have a negative impact on the other.

### **Benefits**

Advertised benefits of the Siemens compressor upgrade include improved gas turbine heat rate and power output. Although Siemens provided no written estimates (that we have been able to locate) of the targeted improvements for the compressor modifications as a stand-alone upgrade, one customer site that had considered this upgrade in the past indicated that Siemens estimated 1.5 - 1.75% in heat rate improvements, based upon compressor improvements alone. At this targeted improvement, annual fuel savings would exceed \$1 million.

### **Operational History**

Of those units that have implemented this upgrade, Siemens has removed the Hot Restart lockout timer, and those units have not reported significant problems with compressor rubs. One major fleet owner had this modification performed on 27 of their units, and according to the fleet manager at the time of the upgrades, performance met all expectations and they were very pleased with the results (actual numbers for realized heat rate improvements or fuel cost savings was not disclosed).

### **Impact on Plant Operations**

There are no anticipated impacts on the balance of plant based upon the implementation of this upgrade. However, the impact on mass airflow must be taken into account and excess margin must exist in both the heat recovery steam generator as well as the steam turbine generator, for those units operating in combined-cycle mode.

*Siemens*

## **Fast Start-Up**

As originally equipped, the SGT6-5000F required approximately 30 minutes from the time the start sequence was initiated until the unit achieved full load, when operating in simple-cycle peaking duty. The excessive start times impacted plant operational flexibility and were costly in terms of start up fuel consumed and NOx emissions. The starting hardware and method is changed to achieve improved start times.

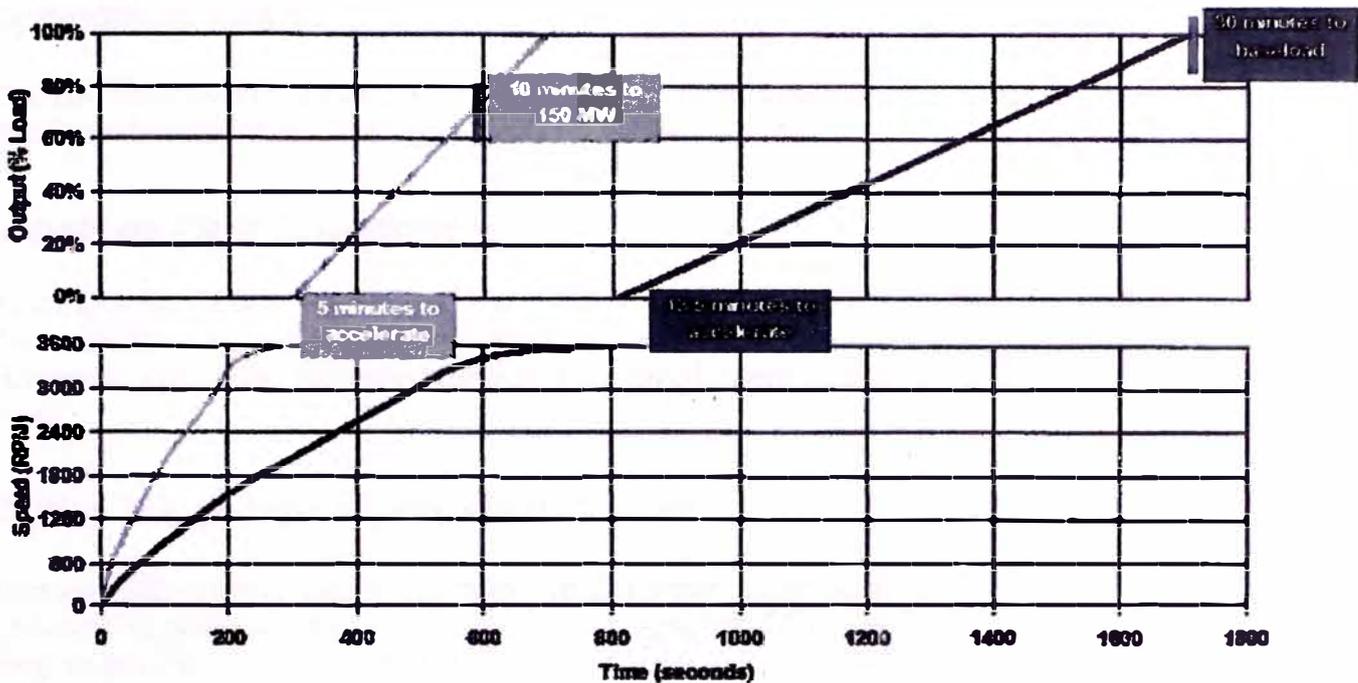
## **Applicability**

Siemens has a Fast Start-Up option for the SGT6-5000F gas turbines operating in simple-cycle mode.

## **Technical Description**

As originally equipped, the SGT6-5000F is provided with a 2200 horsepower, 5 KV squirrel cage electric starting motor. Due to inadequate low end torque characteristics of this motor, it is also supplied with a hydraulic torque converter, which also enhances the high speed torque characteristics required during the starting sequence. This is in turn coupled to a clutch which drives the turbine. Located between the torque converter and the clutch is a turning gear. This turning gear is capable of maintaining a constant 2-½ rpm on the turbine shaft.

During a normal start up sequence, once the start command is given, the motor will ramp to 3600 rpm, while the torque converter gradually accelerates the turbine rotor to light off speed at 600 rpm. At ignition speed, gas valves open and igniters fire, and the control logic must see flame within 7 seconds or the unit will trip. When the unit reaches approximately 2400 rpm, it becomes self sustaining and the starting motor and torque converter drop out. The unit proceeds to full speed no load (FSNL) and prepares to synchronize. This whole process takes approximately 13 minutes from start to FSNL. The unit then synchronizes and begins to ramp up to base load, and from FSNL to base load, it takes approximately another 17 minutes.



**Figure 3-2**  
**Comparison of Normal Start to Fast Start**

Figure courtesy of Siemens, Orlando, FL.

The Fast Start-Up option is capable of achieving base load in a total of ten minutes from the time the start sequence is initiated, according to Siemens. This is accomplished through both logic changes in the control system, modifications to the turning gear, and the removal of the mechanical starting motor and torque converter, and replacing it with a Static Frequency Converter (SFC).

The control logic changes incorporated as part of this upgrade entails a modified unit ramp and loading rates, changing it from a typical ~6% load per minute to a fleet leading ramp rate of almost 20% per minute, (approximately 40 MW per minute). In addition, control changes also entail a modified fuel valve scheduling. This upgrade also requires significant modification to the logic related to the turning gear and starting motor loops to account for the increased turning gear speed, the addition of the SFC and the removal of the starting motor and torque converter.

The turning gear is replaced with a gear that rotates the unit at 120 rpm. This increased speed enables the generator wedges to “lock-up” while on turning gear, and also aids in ensuring that the rotor is not bowed prior to startup. The increase in turning gear speed also provides for a faster cool-down cycle after running.

The mechanical starting motor and related equipment are removed as part of this upgrade and replaced with an SFC, which in effect back feeds the generator to make the generator act as a large motor. This larger “motor” provides for much smoother and more efficient turbine rotor acceleration.

*Siemens*

## **Operational History**

The fast start option offered by Siemens has worked well and met expectations at those plants that have implemented this upgrade.

## **Impact on Plant Operations**

Since this upgrade is only suited for gas turbines operating in simple-cycle configuration, Siemens does not anticipate any consequences or impacts on the balance of plant equipment. However, due to the increased turning gear speed, there might be a slight increase in parasitic load.

## **Outlet Temperature Corrected Control**

Siemens has offered Outlet Temperature Corrected Control, or OTC, either as a stand alone package, or grouped with the Compressor Upgrades. OTC introduces enhanced turbine closed loop control logic projected to improve part load heat rate, reduce emissions drift for their dry, low-NO<sub>x</sub> combustors, and potentially eliminate the need for seasonal tuning of the combustion system.

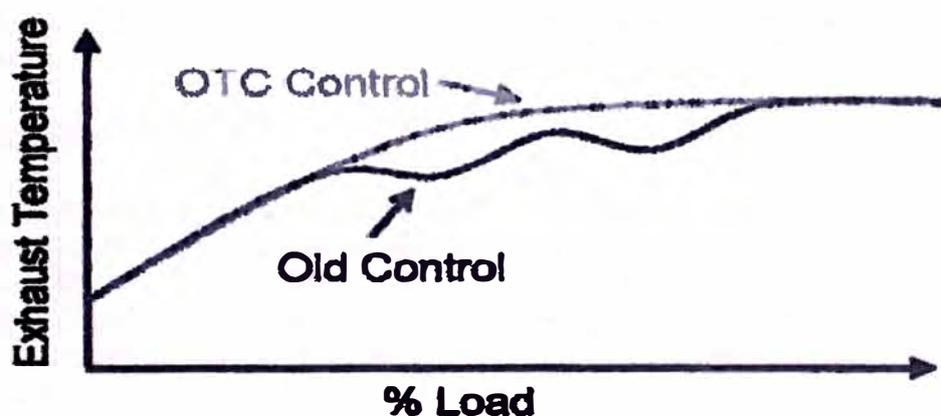
## **Technical Description**

The original control logic for the SGT6-5000F was based upon the relationship between "exhaust temperature versus combustor shell pressure"<sup>40</sup>. The new control logic changes introduced by the Outlet Temperature Corrected Control upgrade are much simpler than the original. The new logic does not require ambient temperature biasing for inlet guide vane control, which provides for a constant firing temperature at all ambient temperatures. The new logic controls to a corrected turbine outlet temperature based upon the relationship between compressor inlet and turbine exhaust temperatures, which has been used by Siemens (prior to the Siemens Westinghouse merger) on their V-series gas turbines. This control loop measures turbine shaft speed, compressor inlet temperature and turbine exhaust temperature and then modulates the inlet guide vane angle to control to the corrected turbine outlet at part load operation.

## **Benefits**

According to Siemens, OTC greatly enhances part load turbine heat rate while not affecting the base load thermal efficiency. While OTC does not increase turn down (as compared with GE's OpFlex Extended Turndown), OTC does significantly reduce fuel consumption at loads as low as 60% of base load. It also minimizes part load NO<sub>x</sub> emissions, as well as makes the combustor more stable at part load, by addressing the problem with emissions drift. This upgrade also simplifies the control logic for the combustion turbine. As a result of this simplified control logic, the loading delays that resulted from the Open Loop IGV control have also been eliminated.

According to Siemens, unit heat rate without OTC increases almost linearly from 100% load down to 80% load, from approximately 5950 Btu/kWh (LHV), to approximately 6100 Btu/kWh. Unit heat rate remains almost constant from 80% to 70%. With OTC this curve is almost inverted, meaning heat rate remains almost constant from 100% load down to 90%, and then increases almost linearly from 90 to 70%. In addition to the heat rate impacts noted above, OTC also maintains a constant outlet temperature at all loads above approximately 60%. As an added benefit, OTC also eliminates the need for seasonal tuning of the combustion system, (many DLN combustor systems from all gas turbine manufacturers, have required combustion system tuning in the spring and the fall due to the changes in ambient temperature) and minimized NOx emissions drift at part-load operation.



**Figure 3-3**  
**OTC Control Effect on Exhaust Temperature**

Curve complements of Siemens, Orlando FL

### ***Operational History***

In late 2005, Siemens indicated that there were 7 units that had installed OTC. According to a former fleet manager for one company with multiple 501F units installed in peaking application, Outlet Temperature Corrected Control has worked exceptionally well.

### ***Impact on Plant Operations***

With the improved part-load performance, the plant should be able to stay on-line during off - peak times, due to minimizing heat rate impact. This should provide benefits to the entire plant, reducing wear and tear on BOP equipment.

*Siemens*

## **Ultra-Low NOx (ULN)**

With the industry push since the 1980s to curb emissions, gas turbine OEMs have been in a race to achieve single-digit and even low, single-digit NOx emissions. Siemens has been trailing front runner General Electric. However, given the flashback problems GE had with their early DLN systems, Siemens has learned significantly from the problems faced by others and has now caught up in the race with the introduction of their ULN combustor, capable of achieving single-digit NOx and CO emissions.

### ***Applicability***

The Siemens ULN system can be applied to any SGT6-5000F combustion turbine running on natural gas.

### ***Technical Description***

The ULN combustor introduces a new premix pilot nozzle, which also introduces a "D-Stage" gas injection port. Unlike the pilot nozzle it replaces, the swirler on the new version is integral to the nozzle with the ULN system. This philosophy has also been extended to the remaining fuel nozzle tips. These swirlers are critical to achieving a homogenous fuel-air mixture to ensure complete combustion. As part of the ULN upgrade, Siemens also requires the utilization of the continuous dynamic monitoring (CDM) system.

Coupled with this conversion are the necessary control system changes to accommodate the tighter control methodology. Also, Siemens has suggested, although not required, that some users install an Active CDM system. These more advanced monitoring systems utilize some level of artificial intelligent design to monitor all 16 combustor cans for dynamic pressures in three different frequency ranges. If high frequency dynamics are indicated, then the ACDM system will initiate a unit runback, and if pressures spike in the low or intermediate frequency ranges, then the control system will adjust the pilot fuel fraction. If this action fails to correct the situation, then an auto unload or runback command is issued by the control system.

Given the additional pressure drop that Siemens expects as a result of the implementation of the ULN combustor system, there is a performance penalty involved. Preliminary estimates indicate a reduction of 0.8 MW unit output and an increase of 20 BTU/kWh impact on unit heat rate.

### ***Benefits***

The current version of Siemens dry low NOx combustor is rated for 25 ppmvd of NOx and 25ppmvd CO (corrected to 15% O<sub>2</sub>). The new version of the ULN is rated for "less than" 9 ppm NOx and 10 ppm CO. As identified previously in this report, some plants have been issued air permits that have an annual emissions cap. By implementing technology that reduces emissions, the gas turbine can operate more hours per year and still be under the cap.

## ***Operational History***

In our review, we have discovered one site that implemented this modification as a test bed for Siemens. The site reported that “they loved the system, especially the operators”. They were able to tune the unit down to 7 ppmvd NO<sub>x</sub> with “CO levels that were non-existent”. The site manager indicated that they could have continued to reduce NO<sub>x</sub> by further tuning adjustments, but that they chose to leave it at 7 ppm, because it met their requirements.

The operators were especially impressed with the active continuous dynamic monitoring system, ACDMS, which Siemens installed as part of this test. The interface was laid out clearly, and was easy to understand, and the operators quickly learned how to use the system. They were very pleased and impressed with the active tuning aspects of the system, which adjusted pilot gas to maintain the proper balance between emissions and combustor dynamics.

## ***Impact on Plant Operations***

According to one site where this system has been quoted, (not installed), Siemens will need to evaluate the overall impact on plant performance. As stated in the Technical Description above, there is a unit heat rate and output penalty, but Siemens indicated that they had not modeled the entire plant.

## ***Steam Power Augmentation***

As indicated in the GE section of this report, enhancing unit output through the use of Steam Power Augmentation has been in use in the combustion turbine fleet for many years and is now being applied to F technology. Siemens also offers a related package for steam injection for NO<sub>x</sub> control (this has been referred to in the past as “damp low NO<sub>x</sub>”). The difference between the two offerings appears to be the point of injection.

In Siemens marketing information, it indicates that this upgrade is for peaking power plants, however, a steam supply is required and consequently, the unit would have to operating in cogeneration or combined cycle, or otherwise be provided with a source of high purity steam.

## ***Applicability***

This upgrade is available to all SGT units, operating with a steam source.

## ***Technical Description***

Steam injection for the purposes of Power Augmentation requires a source of high pressure, boiler quality, and superheated steam, generally supplied from the plant HRSG. The increase in unit power output is proportional to the amount of steam utilized. In the Siemens design, steam is injected into compressor discharge air, directly in the combustor shell. Existing unit controls are generally adequate to handle the additional steam injection requirements, and consequently, controls upgrades are typically not required.

***Siemens***

With respect to the NO<sub>x</sub> control steam injection, a similar steam supply is needed, but as with any diluent used for NO<sub>x</sub> abatement, the steam is injected near the point of combustion, through an injection port in the fuel nozzles. This steam reduces the flame temperature which reduces thermal NO<sub>x</sub> formation. While this is done for NO<sub>x</sub> reduction, it also results in increased turbine mass flow and a corresponding increase in unit power and decrease in unit heat rate. Unlike GE, which limits the amount of steam injection as a percentage of air flow, (5%), Siemens limits NO<sub>x</sub> steam injection to 2:1 compared to fuel flow, (unit dependent), and can reduce NO<sub>x</sub> to 15 ppmvd.

***Benefits***

The benefits of operating the SGT6-5000F combustion turbine with steam Power Augmentation are similar to those indicated for GE Power Augmentation. Siemens has indicated that the injection of steam for purely power will result in a 12% increase in gas turbine power output, and a 3% decrease in unit heat rate. When operating in combined cycle, the injection of significant amounts of steam from the HRSG uses steam that would otherwise be utilized in the steam turbine, so while recognizing a 12% increase in gas turbine power output, there is a decrease in steam turbine output. No figures were available as to the impact on total power island MW production rates. Similarly, the decrease in gas turbine heat rate will also be offset to a certain extent by the loss of MW production in the steam turbine as well.

***Operational History***

We have not been able to locate a plant that has implemented the Siemens Steam Power Augmentation upgrade.

***Impact on Plant Operations***

The impact on balance of plant operations will be similar to those indicated by General Electric. Recognize that the water used for gas turbine steam injection is essentially non-recoverable, unlike steam used in the steam turbine. Steam augmentation can consume significant quantities of steam and for every 10,000lb/hr of steam injection the unit will consume roughly 1200 gallons of high purity water. This will negatively impact the overall financial benefit to the augmentation.

***Complete Turbine Upgrade Package for Vx.3A Units***

According to a paper published and presented by Siemens in September 2005, Siemens was conducting field validation testing on a complete package of turbine upgrades for their Vx.3A series of gas turbines. "These improvements and upgrades have followed an evolutionary path, which means that they are based on rather small design changes, while keeping proven features and technologies."<sup>26</sup> According to Siemens, much of the enhancements have been made possible through the implementation of newer and more complex design tools, they have been able to authenticate the ability to increase component loading using already existing turbine components, allowing them to tap into preexisting design margin. These, "incremental

improvements of the combustion aerodynamics reflect the potential towards lower emissions, higher operational flexibility and ever further enhanced performance.<sup>127</sup> Based upon their preliminary test rig and computer evaluations, Siemens bundled several upgrades to conduct long term field validation on a customer unit installed at the Mainz-Wiesbaden (M-W) cogeneration plant in Germany.

Siemens also indicated that additional upgrades for their fleet of Vx.3A gas turbines are also under development. Their efforts include work in the following areas:

- **Increased firing temperature** – According to Siemens, much of the testing referenced above was actually carried out at turbine inlet temperatures as much as 20°C above ISO rating. This modification, which will result in higher unit output and decreased unit heat rate, will require a modified combustion system cooling scheme that will not only need to keep the tiles cooler, but also keep the combustion flame temperature constant to avoid an increase in NOx emissions and improve flame stability at high loads. Part of the solution will include the introduction of impingement cooled tile holders, or ITCH. Preliminary testing on these new tile holders, which has been conducted on a field unit, has been promising. According to preliminary data, Siemens believes that a net reduction in cooling air flow, of approximately 2% of compressor inlet air mass flow is achievable through this modified design.
- Siemens is also working on a program to reduce NOx emissions and improve flame stability through the introduction of heated fuel gas supply.

These last two modifications have not been commercialized (to the best of our knowledge) and are not discussed further in this report.

### ***Applicability***

This upgrade is available to all SGT5-4000F, (formerly V94.3A) units, operating in either simple or combined cycle. It is also thought that the upgrade described below is also available for the SGT6-4000F, (formerly the V84.3A), gas turbines operating in combined cycle as well, although the published documentation only addressed the 50Hz version of the unit.

### ***Technical Description***

In order to accomplish this upgrade Siemens targeted the following five sections of the turbine set:

1. A redesign of the aerodynamic characteristics of stages 1 and 2 of the compressor along with a redesign of the inlet guide vanes to enhance compressor mass airflow. To accomplish this, the airfoil geometry was modified while maintaining complete interchangeability with current design without modification to the existing rotor structure. This compressor modification also resulted in improved compressor efficiency.

**Siemens**

2. The fourth stage turbine blades were re-indexed, by approximately 1.5° which provided for significantly reduced turbine exhaust losses, while not affecting blade vibrations. This modification required a recasting, (i.e. replacement), of the existing 4<sup>th</sup> stage turbine blade design while maintaining the same blade root, which allowed for direct replacement without modifications to the underlying rotor structure.
3. A redesigned ceramic heat shield was also incorporated into the upgrade which is projected to reduce turbine maintenance cost by reducing ceramic shield fallout rates.
4. Control system enhancements were also part of the upgrade bundle put together by Siemens for the Vx4.3A units. The new control algorithm provides for extended low load at less than 50%, and operations in premix fuel operation, resulting in improved part load emissions performance.
5. Enhance clearance control, which Siemens claims is the first hydraulically operated clearance control system for maintaining optimal blade tip clearance and reducing parasitic losses in the gas path. This system called Hydraulic Clearance Optimization, or HCO, results in improved unit thermal performance and unit output. This system maintains unit clearance by hydraulically shifting the unit rotor towards the compressor. Due to the conical nature of the unit casings, this results in tighter clearance, while still allowing adequate margin during hot engine restarts and uneven heating of the turbine shell during warm up, (ovalization). According to Siemens, the HCO system is operator selectable, either on or off, and over extension, which could lead to contact between rotating and stationary components is prevented through the addition of mechanical stops on the hydraulic cylinders. Since normal operating axial thrust is in the turbine direction, a failure of the hydraulic system would result in the rotor returning to the “off” position, instead of thrusting farther toward the compressor section, which could result in rotor/stator contact.

**Benefits**

Information released by Siemens has indicated that this upgrade, based upon over 11,000 fired hours, when taken as an entire package, resulted in an 8 MW increased in gas turbine output coupled with an efficiency improvement of 0.3%. This is despite a slight offsetting loss in compressor efficiency as a result of the HCO mentioned above. (According to Siemens, HCO results in a turbine efficiency gain of 0.35% but a compressor efficiency loss of 0.15%, but that the net effect of the HCO system is efficiency positive.) However, they also note that, “this enhancement is “bought” at the expense of an exhaust temperature that is about four or five degrees Kelvin lower. Depending upon the design of the boiler, the benefit for the entire combined cycle is 0.1 to 0.2 percent points.”<sup>28</sup> While they indicate a lower turbine exhaust temperature, the unit mass flow was increased as a result of the modifications to the IGVs and first two compressor stages.

All of this translated into an improvement of combined-cycle output at Mainz-Wiesbaden of 11-12 MW, (the plant at Mainz-Wiesbaden is a 1x1 single shaft unit). According to the paper presented at PowerGen Asia, “extrapolated for a new power plant (under the same boundary

conditions as in Mainz), an efficiency of over 58.5 percent in combined-cycle duty would result, given the multi-faceted improvements implemented at the M-W power plant.”<sup>29</sup>

Siemens further indicated in their presentation that, while most turbine upgrade packages can only be validated and the results confirmed by before/after testing, the hydraulic clearance optimization could be turned on and off, allowing engineers to measure the change in operating parameters during the same run, resulting in the capability to directly measure the change in performance. During testing, it was observed that with HCO turned on, that unit mass flow remained constant, as did unit fuel consumption, while unit output increased by 1.5 MW. However, since “additional power is actually taken out of the exhaust energy, the impact on the combined cycle performance is slightly lower but still close to 1 MW more power and about 0.1 to 0.2 percent points on efficiency”<sup>30</sup>, was realized.

### ***Operational History***

Siemens indicated in their paper that the bundled upgrade had realized over a year of operations, and experienced temperature extremes from -8 C to +35 C. Prior to the testing, the unit at M-W had only achieved a combined output of 281 MW, (nowhere near the 308 MW mechanical load limit of the turbine train), the primarily due to unavailability of testing points at low ambient conditions. However, with the upgrades installed and a cold ambient of -8 C, the unit at Mainz-Wiesbaden achieved a new record of 301 MW.

### ***Impact on Plant Operations***

Siemens has indicated that the net positive effect on the SGT5-4000F, (V94.3A), has met their expectations. All design and operating parameters were within anticipated limits. Since gas turbine output was improved without a corresponding increase in gas consumption, there are no impacts on fuel handling systems. In addition, since there is a slight decrease in turbine exhaust energy and consequently steam cycle, (with HCO selected on), the tested improvements will not create an undue strain on plant water, steam or cooling systems.