



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN CON  
CICLO COMBINADO ENTRE CFE Y PEMEX  
EN SALAMANCA, GUANAJUATO**

**T E S I S**

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
**INGENIERO MECÁNICO**

P R E S E N T A N:

**ARTURO AGUIÑAGA ORTEGA  
ÁNGEL GERARDO GALÁN VÁZQUEZ**

DIRECTOR DE TESIS:  
DR. GERARDO HIRIART LE BERT

*Ciudad Universitaria, México D.F., Agosto de 2009*





Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **Contenido**

RESUMEN .....	1
INTRODUCCIÓN.....	2
1. MARCO REFERENCIAL .....	5
1.1. Cogeneración .....	5
1.2. Tecnologías de cogeneración .....	6
1.2.1. Cogeneración con turbinas de vapor .....	6
1.2.2. Cogeneración con turbinas de vapor a contrapresión.....	7
1.2.3. Cogeneración con turbinas de vapor a condensación.....	8
1.2.4. Cogeneración con turbinas de gas en ciclo abierto .....	9
1.2.5. Cogeneración con turbinas de gas en ciclo combinado.....	10
1.3. Cogeneración en PEMEX .....	13
1.4. Casos mundiales de cogeneración.....	15
1.5. Centrales de Ciclo Combinado en CFE .....	22
1.5.1. Costo variable de generación (CVG) .....	23
1.5.2. Costo de construcción .....	23
1.5.3. Productores independientes de energía de CFE (PIE'S) .....	25
1.6. Retiro de Capacidad, POISE 2008-2017.....	29
1.7. Nueva Legislación, Reforma Energética .....	30
2. METODOLOGÍA .....	33
2.1. Ubicación de nueva Central Generadora (CHP).....	33
2.2. Requerimientos de vapor en PEMEX .....	35
2.2.1. Confiabilidad, Diseño de la Central de CC .....	35
2.3. Determinación del precio del gas natural.....	36
2.4. Determinación del precio de venta de vapor.....	39
2.5. Determinación del Costo Variable de Generación con cogeneración.....	44
2.6. Consideraciones de diseño .....	47
3. ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO.....	49
3.1. Descripción técnica de alternativas.....	49
3.2. Alternativa 1: 3 TG, 2 HRSG y 2 TV; con calderas de emergencia. ....	51
3.2.1. Simulación de operación de alternativa 1 en GT MASTER .....	58

3.3.	Alternativa 2: 4 TG, 4 HRSG y 2 TV .....	60
3.3.1.	Simulación de operación de alternativa 2 en GT Master .....	67
3.4.	Alternativa 3: 5 TG , 5 HRSG y 2 TV .....	71
3.4.1.	Simulación de operación de alternativa 3 en GT Master .....	78
4.	CONCLUSIONES.....	83
5.	BIBLIOGRAFÍA.....	86

## RESUMEN

Este proyecto de tesis tiene como principal objetivo, proponer alternativas de cogeneración entre las dos paraestatales más grandes de México: Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX); específicamente en la refinería Ing. Antonio M. Amor en Salamanca Gto.

Los resultados obtenidos en este proyecto, permitieron asesorar a la Subgerencia de Programación de Sistemas Eléctricos de CFE, en la toma de decisiones para elegir la mejor configuración de la nueva central que deberá construirse junto a la refinería. Este esquema de cogeneración permitirá a CFE producir electricidad en su nueva central, a la vez que suministra vapor a la refinería de acuerdo con los requerimientos de PEMEX Refinación.

Las alternativas que se presentan se diseñaron basándose en la tecnología de ciclo combinado, buscando garantizar la producción de vapor de manera confiable. A partir de esta premisa, se proponen tres configuraciones distintas, en las que varía el número de unidades de turbinas de gas entre una y otra; esto dependiendo del nivel de confiabilidad que PEMEX solicita, o sea, a mayor número de turbinas de gas, mayor confiabilidad.

Para la empresa generadora de electricidad, generar electricidad con plantas de este tipo, representa producir electricidad a gran escala, lo que reduce el costo variable de generación (CVg) por debajo de las plantas termoeléctricas, inclusive de las de ciclo combinado.

Del otro lado, para la empresa petrolera representa obtener vapor a un menor precio que el generado en la misma refinería a baja escala. Es destacable mencionar la reducción de emisiones contaminantes debido a que en la refinería dejarían de funcionar las calderas.

Es indispensable que en México se adopten esquemas de cogeneración, ya que este tipo de proyectos conllevan a reducciones económicas al mismo tiempo que se satisfacen las necesidades energéticas de bienes y servicios que requiere la sociedad. Además aseguran una calidad igual o superior, disminuyendo los impactos ambientales negativos.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la generación de bienes y servicios en nuestro país se basa fundamentalmente en el consumo de combustibles fósiles no renovables, como el petróleo y el carbón. Esto provoca una agresión al ambiente a través de las grandes emisiones contaminantes.

Ya que en la mayoría de las empresas industriales es necesario contar con energía térmica y eléctrica para sus procesos, la cogeneración representa la oportunidad de implantar sistemas que utilicen eficientemente esta energía.

La Secretaría de Energía, a través de la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (CONAE), apoya la promoción de proyectos de cogeneración y establece las bases para transitar a un desarrollo sustentable planteando como estrategia: el uso eficiente de los recursos y el despliegue de una política ambiental que haga sustentable el crecimiento económico del país. En otras palabras, la eficiencia energética es un instrumento clave para alcanzar un mayor crecimiento económico, manteniendo constantes los niveles de consumo de energía.

*Tal como lo asegura la Secretaria de Energía, Georgina Kessel, es necesario continuar fortaleciendo nuestro sector energético, uno de los principales motores de desarrollo del país, realizando obras de infraestructura en PEMEX y CFE. Actualmente, es de gran importancia avanzar en la instrumentación de esquemas que nos permitan adoptar medidas para ahorrar y diversificar la energía que hoy consumimos. Existen grandes oportunidades en el país para fomentar estos esquemas con base en tecnologías eficientes y el uso de energías alternas. El ejemplo más claro de ello lo representa la cogeneración.*

En el presente proyecto de tesis se plantean diferentes configuraciones de cogeneración entre las dos más grandes paraestatales mexicanas: PEMEX<sup>1</sup> y CFE<sup>2</sup> en Salamanca Gto.

---

<sup>1</sup> *Petróleos Mexicanos - [www.pemex.com](http://www.pemex.com)*

<sup>2</sup> *Comisión Federal de Electricidad - [www.cfe.gob.mx](http://www.cfe.gob.mx)*

Con base en las nuevas reformas energéticas y la necesidad de disminuir las emisiones contaminantes, se planea construir una central de ciclo combinado por parte de CFE, que además de generar electricidad, produzca vapor para venta a la refinería "Ing. Antonio M. Amor" para su proceso de refinación de crudo. Siendo éste un modelo de cogeneración, se lograría incrementar la eficiencia de ambos procesos, así como disminuir los costos tanto de generación de vapor y energía eléctrica como de refinación.

Actualmente, en México no existen modelos de cogeneración entre estas dos paraestatales, por lo que este proyecto incrementaría las expectativas de planear muchos más esquemas de este tipo a gran escala, incluyendo las demás refinerías en México. Cabe mencionar, en PEMEX ya se cuenta con esquemas de cogeneración dentro de sus refinerías, pero estos son utilizados únicamente para usos propios; debido a la baja escala en producción de vapor y energía, sus costos suelen ser muy elevados. Además, su potencial eléctrico no es realmente aprovechado a tal grado que la producción de energía no alcanza para cubrir las necesidades de las refinerías.

Optar por modelos de cogeneración a gran escala, en los que CFE genere electricidad y vapor en calderas de alta eficiencia, y PEMEX asuma el papel de consumidor de vapor y electricidad, garantizaría a la segunda obtener vapor para su proceso a menor costo del que actualmente generan y a la primer paraestatal el generar electricidad a gran escala en esquemas de ciclo combinado con cogeneración garantiza costos variables de generación más bajos y de gran eficiencia.

El primer capítulo de este documento explica de manera amplia la cogeneración y su reciente impulso en México a partir de la nueva legislación energética del año anterior. Esto es, se describen las diferentes tecnologías de cogeneración entre las cuales se puntualiza el uso de centrales de ciclo combinado además del esquema de cogeneración utilizado actualmente en las refinerías de PEMEX. Para idear el diseño de la nueva central se consideraron algunos de los casos más exitosos de cogeneración en refinerías en otras partes del mundo, los cuales son mencionados en este capítulo.

Dentro de este apartado también se menciona el programa de retiro de centrales termoeléctricas de la CFE, en donde se contempla el retiro de la central termoeléctrica de Salamanca del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

En el segundo capítulo se establece la metodología seguida para diseñar, analizar y comparar cada una de las alternativas propuestas. Se detallan los requerimientos de vapor de la refinería y la posible ubicación de la planta de cogeneración. Se menciona la metodología para determinar el precio del gas natural que utilizará esta planta y se explica la metodología propuesta para calcular el CVg en esquemas de cogeneración.

En el tercer capítulo se describe de manera detallada la configuración de cada alternativa propuesta, además se muestra el comportamiento en operación de cada alternativa en distintos escenarios, ya sea por puestas en mantenimiento o alguna falla operativa.

En el último capítulo se discute la mejor alternativa de cogeneración tomando como parámetro el CVg de cada una de ellas, así como el *Precio de equilibrio de venta de electricidad*, BEEP por sus siglas en inglés<sup>3</sup>

En resumen, esta tesis tiene por objetivo proponer la mejor alternativa de cogeneración con ciclo combinado en CFE, que garantice de manera confiable las necesidades de vapor requeridas por PEMEX para sus procesos de refinación de crudo, a la vez que se cubrirán las necesidades eléctricas de la región Occidente del país.

En pocas palabras, diseñar el primero modelo en México de una planta ciclo combinado con cogeneración entre PEMEX y CFE.

---

<sup>3</sup> BEEP: *Break Even Electricity Price*

## 1. MARCO REFERENCIAL

### 1.1. Cogeneración

Se denomina sistema de cogeneración al conjunto de instalaciones que permiten generar simultáneamente energía eléctrica y térmica útil para procesos industriales, comerciales o de servicios, a partir de la misma fuente de energía primaria. La eficiencia de aprovechamiento de energía primaria de estos sistemas debe de ser superior a la de una Central Eléctrica de Ciclo Combinado Convencional.

La ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética, ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso, en vez de utilizar una central eléctrica convencional para los requerimientos eléctricos y una caldera convencional para las necesidades de vapor.

El encarecimiento actual de la energía eléctrica y el establecimiento de la red de gas natural ha incrementado el atractivo de este tipo de instalaciones, gracias a su rentabilidad económica. Además, el uso de gas natural en lugar de combustibles convencionales, reduce las emisiones contaminantes a la atmósfera.

El sistema de cogeneración resulta realmente factible para aquellos usuarios que requieran una fuente de calor, generando con los excedentes energía eléctrica sin aumentar el consumo de la instalación, y así amortizar la inversión requerida para implantar la cogeneración con el ahorro conseguido en la factura eléctrica.<sup>4</sup>

---

*4 Análisis económico, cogeneración y tarificación eléctrica, Jorge Rodríguez Araújo  
<http://www.scribd.com/doc/8532423/Analisis-economico-cogeneracion-y-tarifacion-electrica>*

## **1.2. Tecnologías de cogeneración**

Existen diversas tecnologías para configurar una planta de potencia en cogeneración. Las más comunes son las que cuentan con turbinas de gas en ciclo combinado o en ciclo abierto; turbinas de vapor a condensación con extracciones o a contrapresión, microturbinas y motores reciprocantes. Para fines de esta tesis, las últimas dos tecnologías se descartan debido a que no cumplen con los requerimientos del proyecto. A continuación, se describen únicamente las tecnologías de gran capacidad de generación eléctrica y gran producción de vapor a proceso.

### **1.2.1. Cogeneración con turbinas de vapor**

En esta tecnología, el vapor se genera en una caldera convencional alimentada por algún combustible fósil como gas natural o combustóleo, sin embargo, actualmente su uso ha quedado restringido a calderas que usan combustibles residuales como biomasa. El vapor se manda a la turbina de vapor, donde se genera electricidad. El vapor a proceso se puede obtener mediante extracciones a diferentes niveles de presión, dependiendo de los requerimientos de la planta, o bien, aprovechando el vapor de escape en turbinas de contrapresión.

### 1.2.2. Cogeneración con turbinas de vapor a contrapresión

En esta alternativa de cogeneración, el vapor al salir de la turbina es enviado directamente a proceso, por lo cual no se requiere de condensador ni de equipos auxiliares como torres de enfriamiento, tal como se muestra en la figura 1.1. La presión del vapor al escape de la turbina, debe ser igual a la que se maneja en el proceso térmico. Entre las principales desventajas se encuentra un elevado consumo de agua desmineralizada, debido a que todo el vapor producido es desechado a la atmósfera. Las turbinas no alcanzan gran potencia eléctrica y la eficiencia eléctrica es similar a la de cualquier ciclo a contrapresión (hasta 35%), la eficiencia global de cogeneración alcanza valores de hasta 90%.

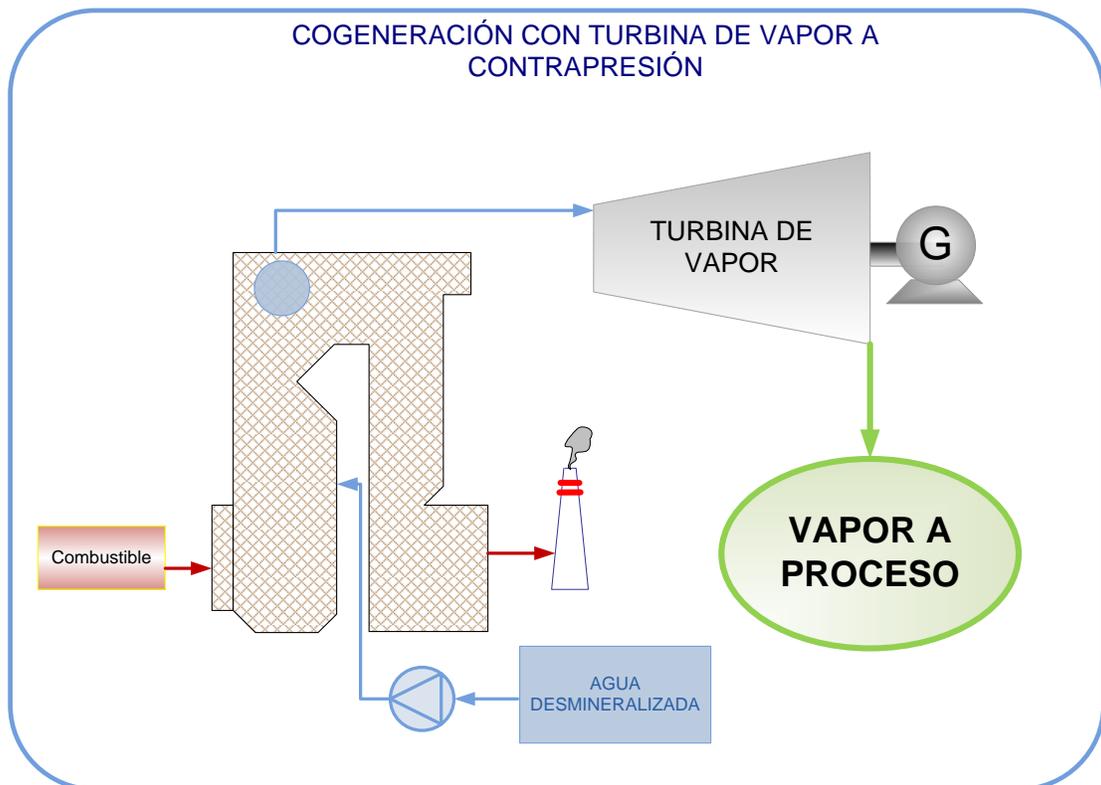


Figura 1.1 Configuración de una central de cogeneración con turbina de gas en ciclo abierto.  
[El autor]

### 1.2.3. Cogeneración con turbinas de vapor a condensación

El vapor generado en una caldera convencional, se introduce en la turbina de vapor, de donde pueden hacerse una o varias extracciones de vapor para proceso a diferentes presiones; el resto del vapor se expande hasta la presión de vacío del ciclo. La ventaja respecto al ciclo a contrapresión, es que se puede obtener mayor potencia eléctrica, además de que permite recuperar un porcentaje de condensado del proceso, ahorrando agua desmineralizada. Este esquema se ilustra en la figura 1.2.

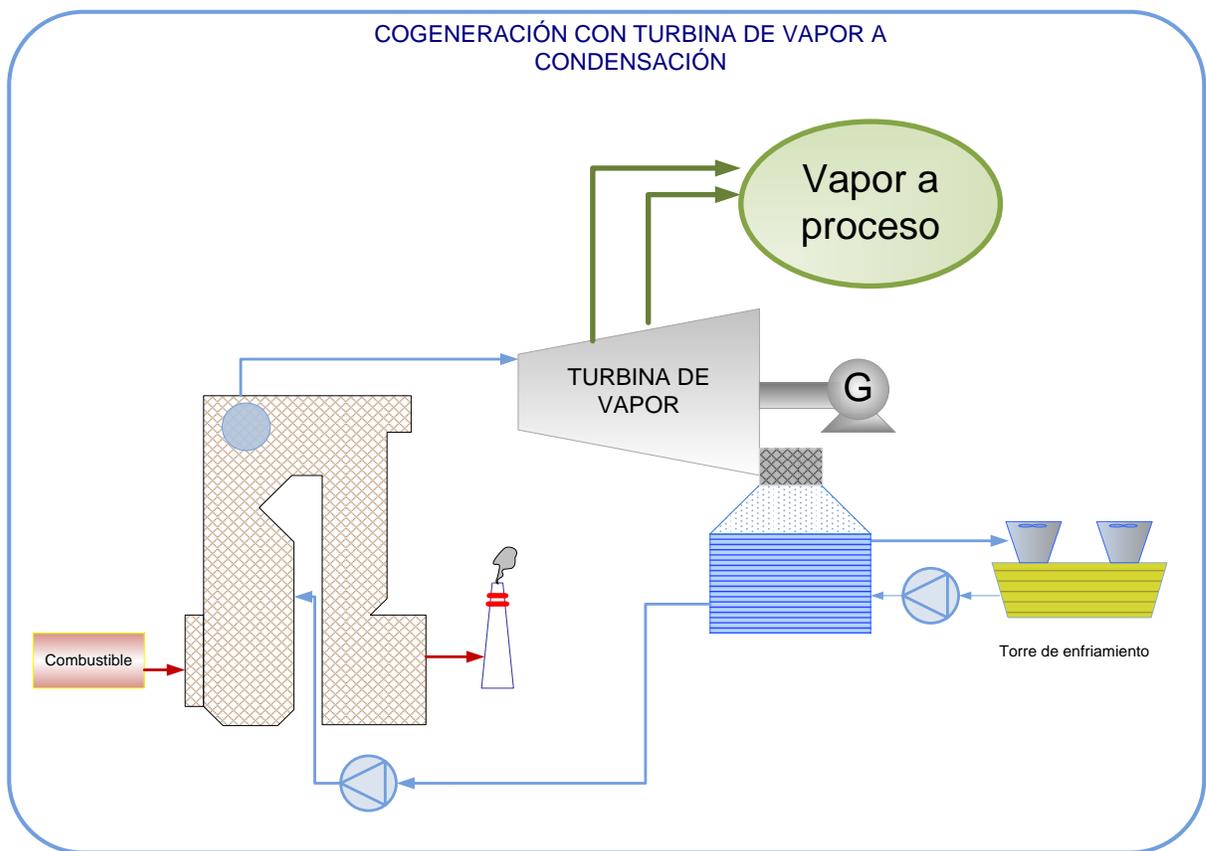


Figura 1.2 Configuración de una central de cogeneración con turbina de vapor en ciclo a condensación.

[El autor]

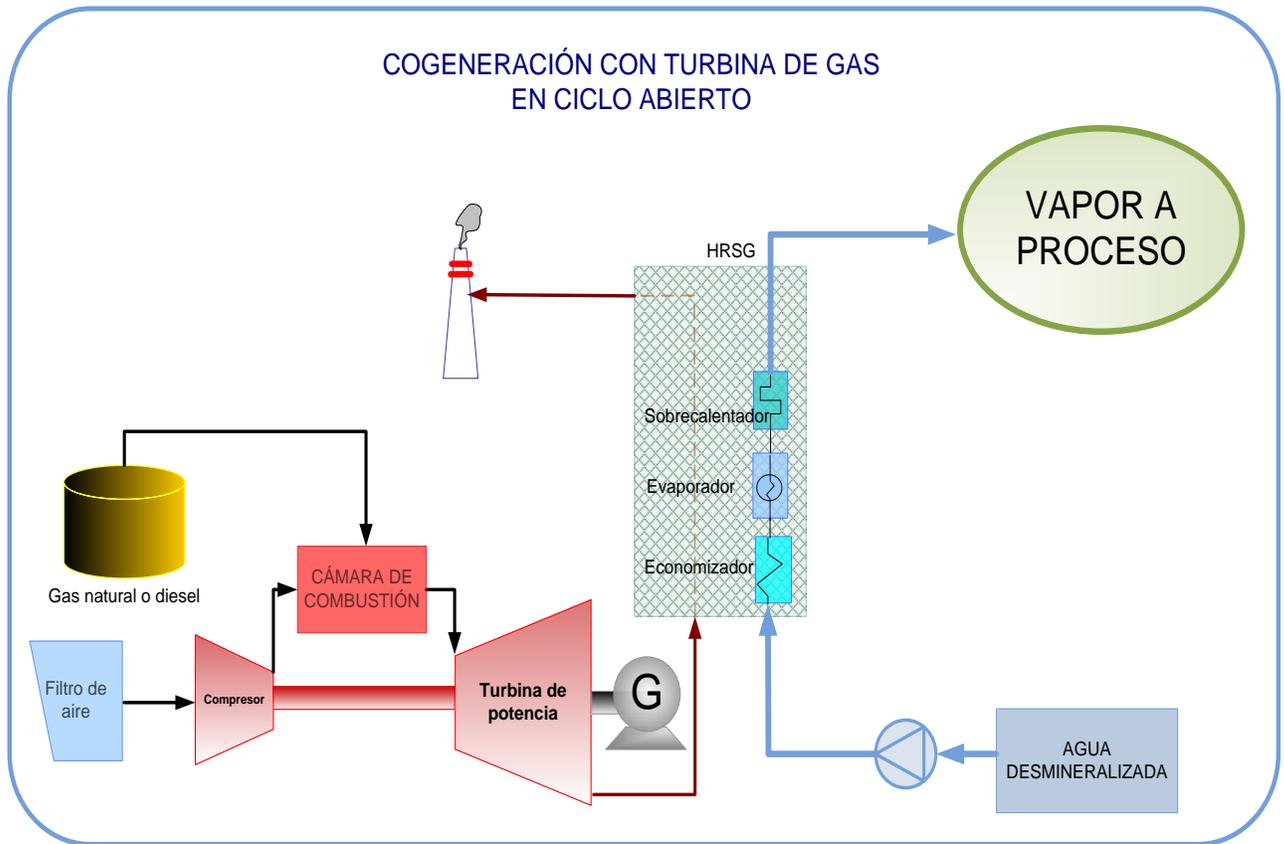
#### **1.2.4. Cogeneración con turbinas de gas en ciclo abierto**

La configuración de estos sistemas que se ilustra en la figura 1.3, incluye entre otras cosas, un turbocompresor donde el aire es comprimido antes de ingresarlo a la cámara de combustión, donde comúnmente se quema gas natural. En esta cámara la mezcla de aire y gas natural incrementa su temperatura hasta la temperatura de diseño de la turbina de gas, donde se expande produciendo energía mecánica que se aprovecha para mover un generador y producir electricidad. Los gases de escape tienen una gran energía térmica, pues alcanzan temperaturas entre 500 y 600°C. Este calor es aprovechado en una caldera de recuperación para producir vapor a las condiciones requeridas para proceso o, de igual forma, los gases pueden usarse directamente en procesos como el secado.

El vapor que se puede generar en estos sistemas alcanza elevados niveles de presión. Esta es una configuración adecuada cuando los requerimientos de vapor de proceso son grandes (mayores a 10t/h), es muy usual en industrias como la del papel, alimentos o química.

Son plantas de gran confiabilidad y económicamente rentables; sin embargo, el diseño del recuperador de calor requiere de gran precisión.

La eficiencia eléctrica respecto a un ciclo combinado es mucho más baja, hasta 42%; sin embargo, se puede ahorrar en la inversión inicial pues no se cuenta con turbina de vapor ni los equipos de condensado y enfriamiento.



*Figura 1.3 Configuración de una central de cogeneración con turbina de gas en ciclo abierto.*  
[El autor]

### 1.2.5. Cogeneración con turbinas de gas en ciclo combinado

Bajo esta configuración, los gases de escape de las turbinas de gas se introducen a un generador de vapor por recuperación de calor (HRSG, por sus siglas en inglés), donde se puede generar vapor a diferentes niveles de presión, dependiendo de los domos con los que se diseñe este equipo. El vapor se hace pasar por la turbina de vapor donde se produce electricidad al mover el generador. El vapor a proceso se obtiene de extracciones de la turbina de vapor, aunque se puede obtener directamente de los domos del recuperador. Se pueden hacer tantas extracciones como lo requiera el proceso. Este tipo de cogeneración, permite recuperar un porcentaje de condensado del vapor utilizado en la parte térmica.

El proceso clásico de regulación de una planta de cogeneración consiste en evacuar gases a través del by-pass cuando la demanda de vapor es menor a la producción y utilizar la post-combustión cuando sucede lo contrario, por lo cual, esta configuración representa gran flexibilidad en la generación eléctrica y de vapor. La eficiencia eléctrica que se alcanza es la mayor respecto a otras tecnologías de cogeneración, mientras que la eficiencia combinada alcanza hasta un 90%.

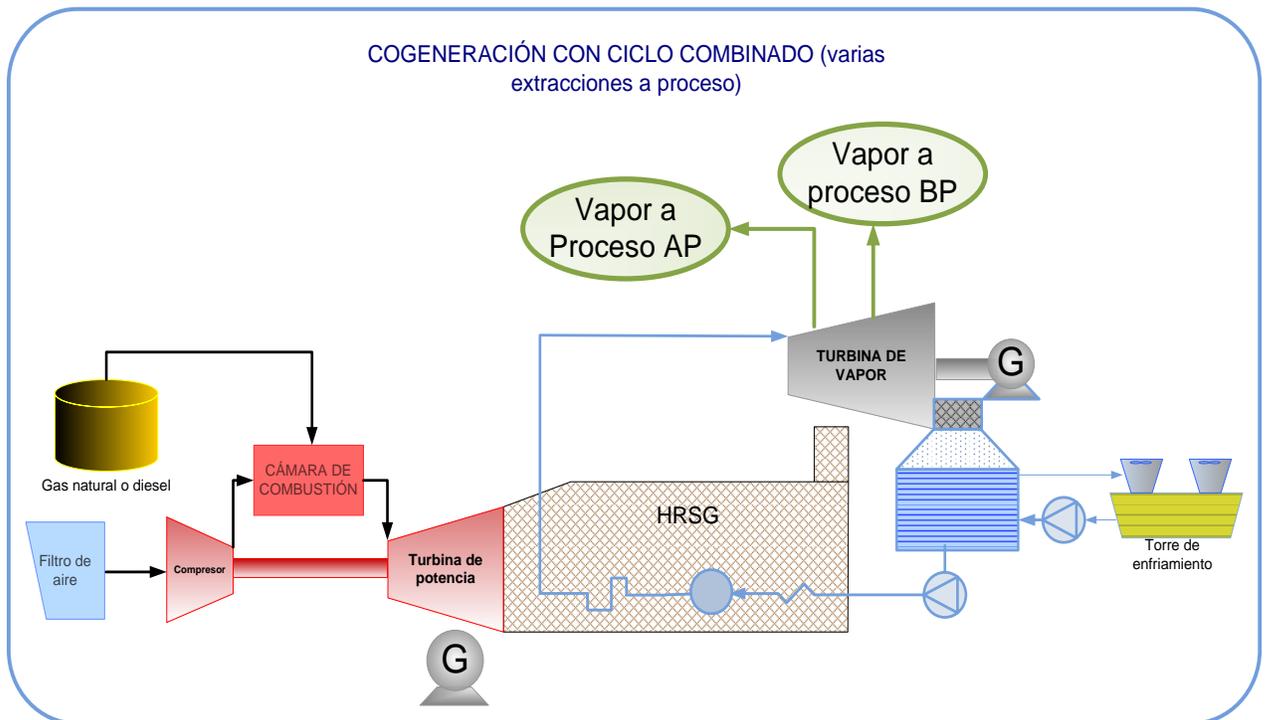


Figura 1.4 Configuración de una central de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado a condensación.

[El autor]

En la Tabla 1.2 se observa una comparación entre las variantes de tecnologías usadas para cogeneración a grandes escalas

TABLA 1.2 TECNOLOGÍAS UTILIZADAS EN COGENERACIÓN A GRAN ESCALA

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE	POTENCIA (MWe)	RELACIÓN Calor/Elec	Ef. Eléc. (%)	Ef. Combinada típica (%)	CALIDAD DEL VAPOR
TV A CONTRAPRESIÓN	cualquiera	1 a +300	3:1 a + 8:1	20 a 35	hasta 90	Vapor a varios niveles de presión
TV A CONDENSACIÓN	cualquiera	0.5 a 500	3:1 a + 10:1	20 a 35	hasta 90	Vapor a varios niveles de presión
TG EN CICLO ABIERTO	gas, biogás, gasoil	3 a +300	1:1 a + 3:1	35 a 55	70 a 90	Vapor a varios niveles de presión, agua caliente
TG EN CICLO COMBINADO	gas, biogás, gasoil	0.25 a +500	1.5:1 a 5:1	25 a 42	65 a 90	Vapor a varios niveles de presión, agua caliente

### 1.3. Cogeneración en PEMEX

Desde el inicio de actividades en sus 6 refinерías (Cd. Madero, Minatitlán, Cadereyta, Salamanca, Salina Cruz y Tula), PEMEX Refinación optó por construir plantas de cogeneración. A la fecha todos estos esquemas de cogeneración son utilizados únicamente para satisfacer los requerimientos de vapor y energía eléctrica dentro de las refinерías, en donde a partir de calderas convencionales producen vapor para su proceso de refinación, y el excedente de este vapor se utiliza para la generación de electricidad.

Estudios realizados por la Gerencia de Procesos Térmicos del Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) en 2002, indican que el potencial de cogeneración en el Sistema Nacional de Refinación alcanza los 2,900 MW y 4,000 toneladas por hora (t/h) de vapor a proceso. A los 2,900 MW habría que restar los requerimientos propios de las refinерías que son del orden de 640 MW<sup>5</sup>.

TABLA 1.3 POTENCIAL DE COGENERACIÓN EN REFINERÍAS DETERMINADO POR EL INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS EN 2001

Refinería	Generación Neta (MW)	A refinería (MW)	Vapor a proceso (t/h)
Cadereyta	539	97	570
Madero	520	113	629
Minatitlán	407	96	630
Salina Cruz	407	126	767
Salamanca	595	86	686
Tula	460	119	731
	<b>2,928</b>	<b>637</b>	<b>4,013</b>

Cada una de las refinерías produce la totalidad de su vapor a proceso. Sin embargo, a pesar del potencial presentado por el IIE (2900 MW), PEMEX Refinación solamente produce el 86 por ciento de su energía eléctrica, o sea, alrededor de 510 MW. El resto de la electricidad para sus refinерías proviene del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), Siendo el 21.43 por ciento adquirido de CFE o Luz y Fuerza del Centro (LyFC) y el resto, 78.57 por

<sup>5</sup> Fernández, 2002

ciento procede de la energía que se genera en diversos equipos de PEMEX Petroquímica, utilizando la misma red del SEN a través del esquema de “porteo”.<sup>6</sup>

De acuerdo con el Lic. José Becerra O’Leary<sup>7</sup>, en el año 2004, el consumo de Pemex Refinación fue de 56.62 MW, lo que significó un pago de \$849’507,019.59. Mientras que, el resto de las instalaciones de Pemex Refinación (estaciones de bombeo, terminales de almacenamiento o distribución, áreas administrativas, entre otros) que no cuentan con esquemas de Cogeneración y consumen la energía eléctrica de la CFE o LyFC el consumo fue en 2004 de 36.02 MW o sea \$477’614,298.87. Lo que significa que el pago que Pemex Refinación realizó por concepto de consumo de energía eléctrica durante 2004 fue de \$1’327’121,318.46, alrededor de 118 Millones de dólares.

Por eso es que se propone utilizar un esquema de cogeneración en el que PEMEX sea solamente consumidor de vapor y electricidad, o sea que no lo genere, dejando esta responsabilidad a CFE, que garantizaría producir vapor y electricidad más baratos y con mayor confiabilidad que si PEMEX Refinación lo produjera.

---

<sup>6</sup> *Proyectos de cogeneración en Pemex Refinación, Lic. José Becerra O’Leary. Petróleos Mexicanos*

<sup>7</sup> *Durante 2003-05 se desempeñó como Coordinador Ejecutivo de Programas Estratégicos de Pemex Refinación. Es asesor de diversas entidades públicas y privadas en temas económicos y energéticos (jobecerrao@yahoo.com.mx).*

#### 1.4. Casos mundiales de cogeneración

La cogeneración es un tema que se considera fundamental hoy en día. En varias partes del mundo esto ya forma parte de la vida diaria, sin embargo, en México el mercado no se ha dirigido hacia este tipo de tecnologías.

En particular, las plantas petroquímicas son unas de las mayores consumidoras de vapor en sus procesos y la mayoría de estas generan este vapor en calderas convencionales. Conforme varias de estas calderas han sido retiradas, son reemplazadas por plantas de cogeneración, CHP<sup>8</sup> por sus siglas en inglés, en donde el vapor producido se utiliza en la refinería y la electricidad es distribuida a la red incrementando la eficiencia en los procesos de refinación.

Un esquema de ciclo combinado es un arreglo que podría ser útil para sistemas de cogeneración de este tipo. En este caso se utilizarían turbinas de gas con sus respectivos recuperadores de calor. Los recuperadores aprovechan el calor de los gases de combustión de la turbina de gas para producir vapor, con el cual se pueden accionar una o varias turbinas de vapor que generarían electricidad. De estas turbinas de vapor se realizarían extracciones a las condiciones requeridas por el proceso.

Algunos ejemplos de la implementación de este tipo de esquemas de cogeneración en refinerías alrededor del mundo son:

- Cogeneración en la refinería de Mongstad, Noruega,
- Cogeneración en la refinería Humber en Immingham, Inglaterra (Calderas auxiliares),
- Cogeneración en la refinería Total en Normandía, Francia.

---

<sup>8</sup> *Combined Heat Power*

### **Cogeneración en la refinería de Mongstad, Noruega.**

La refinería de Mongstad (propiedad de Statoil y Shell en un 79% y 21%, respectivamente) es considerada la mayor refinería de Noruega con una capacidad de producción de 10 millones de toneladas de petrolíferos por año.

Para poder continuar con esta producción bajo un nuevo esquema, la compañía danesa DONG Energy construye y planea operar una planta con una capacidad de 280 MW eléctricos y 350MW de producción de calor.

La planta entregará todo el calor a la refinería además de 60 MW eléctricos. Adicionalmente, esta planta suministrará 180 MW eléctricos tanto a la plataforma Troll en el Mar del Norte, así como también a la planta procesadora de gas en Kollsnes.

La planta utilizará como combustible el gas natural de la procesadora de Kollsnes, el cual originalmente proviene de la plataforma de Troll. Para transportar este gas a la planta se planea construir gasoductos desde Kollsnes hasta Mongstad. El resto del combustible utilizado será el gas producido en la refinería.

Este proyecto asegurará el suministro de electricidad en la plataforma Troll, donde la demanda tiende a incrementarse debido a que se requerirá una mayor capacidad de compresión para transportar el gas conforme la presión de los yacimientos decaigan.

La planta contará con dos turbinas de gas de 130 MW nominales conectadas cada una de ellas a su respectivo generador. Igualmente cada turbina descargará los gases a su caldera de recuperación. A estos gases se les suministrará calor a través de quemadores de fuego suplementario con lo que podrán ser utilizados para producir vapor de alta presión utilizado para el proceso de destilación del crudo y para el proceso secundario de los productos de la refinación intermedia. Parte de este vapor será suministrado a una turbina de vapor conectada a su generador.

Se espera que este proyecto mejore la eficiencia de la energía suministrada y utilizada en la refinería, también que la eficiencia térmica se encuentre alrededor del 70% y en el futuro se pueda exceder incluso el 80% de conectarse un mayor número de unidades a la refinería.<sup>9</sup> La planta se prevé entrar en funcionamiento en 2010 y la inversión total está estimada en 650 millones de dólares.

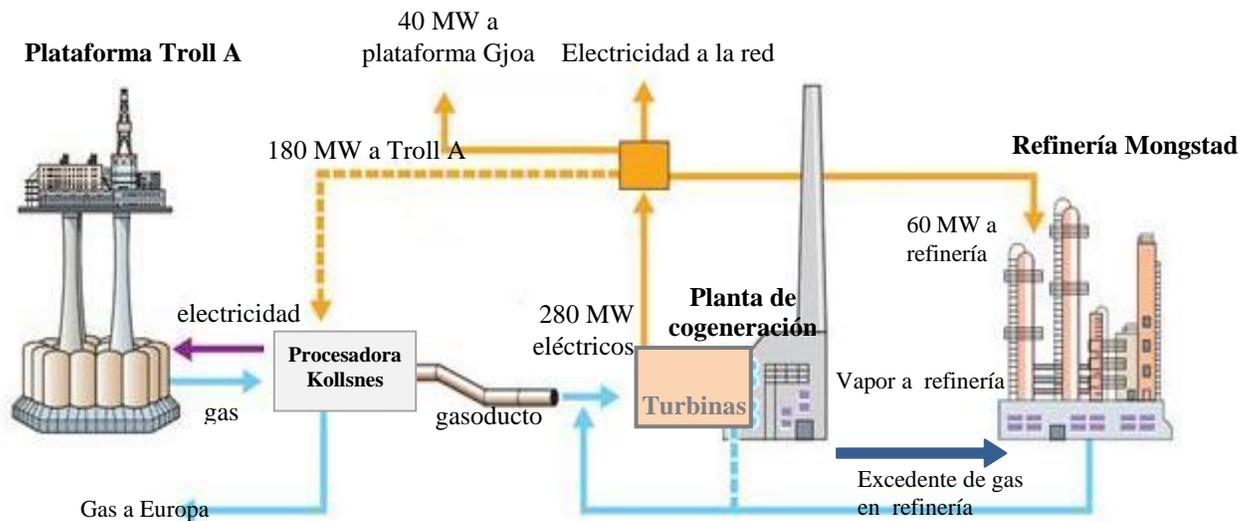


Figura 1.8 Configuración de la planta de cogeneración en Mongstad, Noruega  
[El autor]

9 : [http://ansatte.uit.no/kku000/webgeology/webgeology\\_files/spanish/petroleo\\_gas\\_es\\_8.swf](http://ansatte.uit.no/kku000/webgeology/webgeology_files/spanish/petroleo_gas_es_8.swf)

## **Cogeneración en la refinería Humber en Immingham, Inglaterra (Calderas auxiliares)**

La refinería Humber<sup>10</sup>, propiedad de Conoco Phillips<sup>11</sup>, procesa 234,000 barriles diarios de crudo del Mar del Norte procedentes de la terminal de Tentey. La refinería produce 14 millones de litros de gasolina de bajo sulfuro diarios y 700,000 toneladas de coque de petróleo cada año, entre otros petrolíferos.

En 2004 se inició la operación comercial de la planta de Immingham que proporciona vapor y energía eléctrica a la refinería Humber. Cuenta con dos turbinas de gas de 260 MW nominales, con su respectiva caldera de recuperación cada una. Los gases de escape de las turbinas son utilizados en estas calderas para producir hasta 450 t/h de vapor de alta presión a 100 bar. Todo este vapor es enviado al cabezal de alta presión (100 bar) de donde 180 t/h serán suministrados a la refinería para su proceso. El vapor restante es utilizado en dos turbinas de vapor de 115 MW nominales para producir electricidad y vapor de presión media (155t/h). Este vapor de presión media se obtiene de una extracción de la turbina a una presión de 45 bar y es entregado a la refinería para sus demás procesos de refinación.

La particularidad de esta configuración reside en la inclusión de dos calderas auxiliares, que pueden llegar a producir hasta 300 t/h de vapor en alta presión cada una. Esta cantidad de vapor es suficiente para satisfacer los requerimientos de la refinería. Las calderas de emergencia están diseñadas para entrar en funcionamiento en corto tiempo (15 min. aprox.) en cuanto una o las dos turbinas de gas llegaran a parar por distintos motivos.

---

*10 Refinería puesta en funcionamiento en 1969 en Humber Estuary, Inglaterra*

*11 Conoco Phillips es una compañía internacional relacionada con la energía y tiene sus oficinas centrales en Houston, EU.*

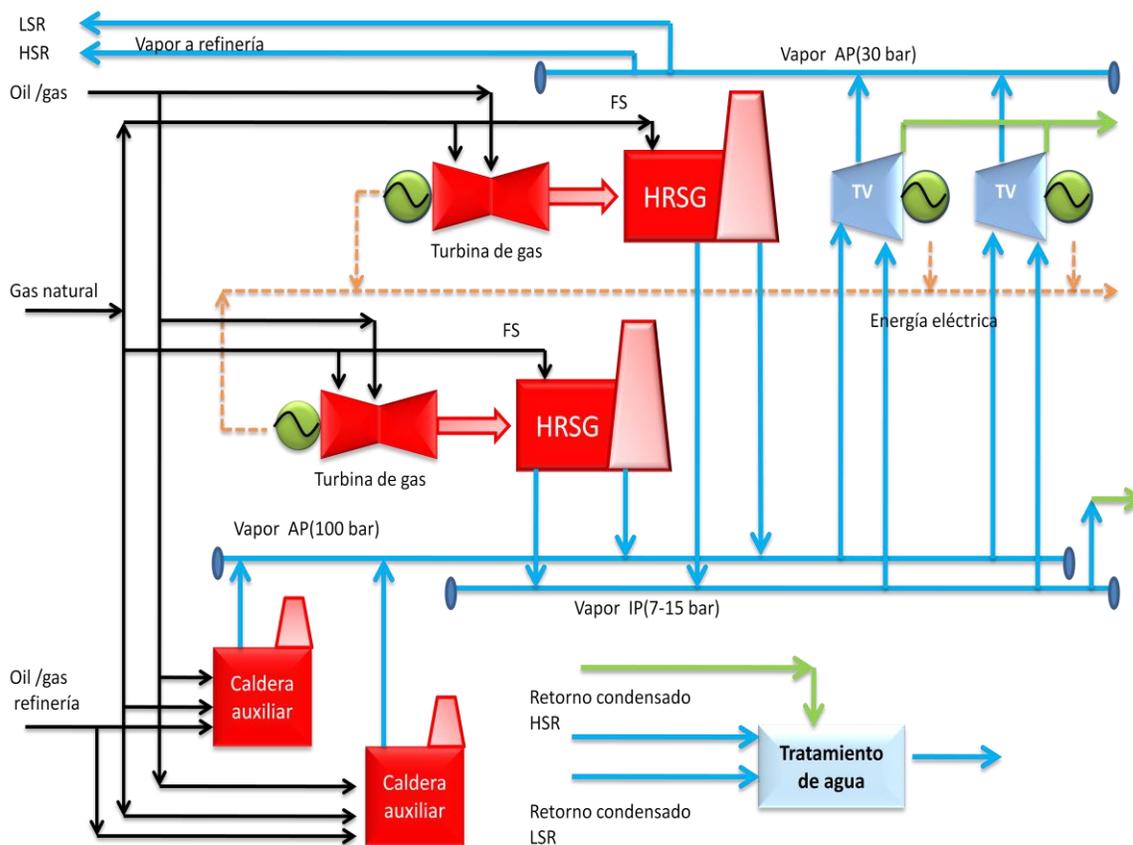


Figura 1.9 Configuración de la planta de Humber, Inglaterra  
[El autor]

Debido al éxito que esta planta ha tenido, en octubre de 2006 Conoco Phillips aprobó un presupuesto de aproximadamente 400 millones de dólares, para incrementar su capacidad en 450 MW, pasando de los 730 MW actuales a 1180 MW.

Esto posicionará a la planta de Immingham como una de las más grandes del mundo y se espera que para mediados del 2009 entre en operación esta nueva fase.

Gracias a la combinación en la producción de calor y potencia, la planta utiliza un 20% menos de combustible y emite un 25% menos carbono a la atmósfera que si produjera este calor y electricidad por separado.

## **Cogeneración en la refinería Total en Normandía, Francia**

Un caso más de cogeneración en refinerías a través del mundo es el de la planta generadora de Gonfreville en Normandía, Francia. Esta planta se encuentra cercana a la refinería Total, la cual requiere un suministro de vapor constante a 71 bar de presión y una temperatura de 495°C.

Anteriormente el vapor era producido en calderas convencionales dentro de la propia refinería, pero se llevó a cabo un proyecto con el propósito de reemplazar estas calderas de la refinería por una central de ciclo combinado. Esta nueva central de CC suministra ahora el vapor a la refinería para sus procesos, y la electricidad generada la entrega a la red de la Compañía de Electricidad en Francia, EDF<sup>12</sup> por sus siglas en francés.

Debido a que la producción de vapor en la planta es crítica, la prioridad en este proyecto desde un principio, fue garantizar este suministro de vapor a la refinería. Es necesario que el sistema de la planta de cogeneración ofrezca la confiabilidad y flexibilidad necesaria para satisfacer los requerimientos de vapor en cualquier condición.

Debido a esto, durante el diseño de la planta se consideraron varios aspectos en la caldera de recuperación ya que en una centrales CC, el aprovechamiento de calor en estas calderas es una de las partes esenciales, ya que se debe asegurar una producción mínima de vapor en caso de que las turbinas de gas no funcionen.

La planta cuenta con dos unidades, cada una de ellas con un turbina de gas tipo 9E (GE Belfort, Francia) de una potencia nominal de 125 MW y una caldera de recuperación de flujo vertical (CMI, Bélgica) (165MWth) con dos domos de presión (alta y baja presión).

Ya que las calderas de recuperación son el elemento central que asegura el suministro de vapor a la Refinería Total de Gonfreville, estas se equiparon con sistemas de aire fresco

---

<sup>12</sup> *Electricité de France (EDF).*

(AF) y aire adicional (AA) con el propósito de que no se detuviera la producción de vapor aunque la turbina de gas dejara de funcionar, ya fuera por mantenimiento o falla.

El sistema de quemadores con aire fresco consiste en que las calderas de recuperación están equipadas con grandes ductos quemadores y ventiladores de tiro forzado para operar en este modo cuando las turbinas de gas no llegaran a funcionar, ofreciendo la posibilidad de operar en condiciones extremas

En la Tabla 1.7 se muestra las distintas formas de operación de la planta para satisfacer el vapor. En todos los casos el vapor se entrega a 495°C y de 63 a 71.2 bar de presión.

**TABLA 1.7 MODOS DE OPERACIÓN DE LA PLANTA DE COGENERACIÓN**

Modo	Condición	Producción de vapor
<b>Recuperación simple (RS)</b>	Recuperación simple de gases de la turbina de gas	145-185 t/h por cada caldera (dos calderas en funcionamiento)
<b>Post combustión (PC)</b>	Recuperación más postcombustión normal	225 t/h por caldera (dos calderas en funcionamiento)
<b>Aire Adicional (AA)</b>	Postcombustión reforzada con aire adicional	350 t/h para una caldera en operación
<b>Aire fresco (AF)</b>	Una turbina de gas fuera de servicio. Post-combustión con aire fresco	110 t/h por caldera

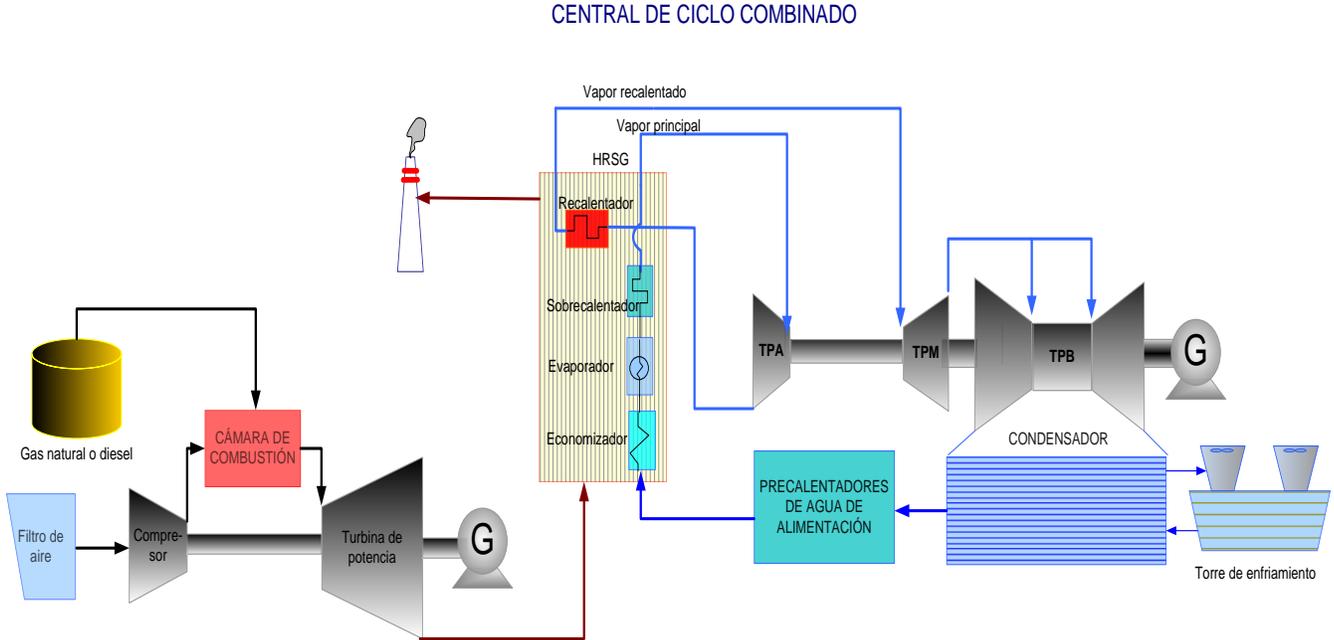
## 1.5. Centrales de Ciclo Combinado en CFE

Las centrales de ciclo combinado consisten básicamente en una combinación de los ciclos Rankine y Brayton. Los ciclos combinados tienen una eficiencia mayor que los ciclos Rankine comunes, gracias al aprovechamiento de la energía residual del ciclo Brayton.

La CFE cuenta con 5,456 MW instalados, mientras que los PIE's con 11,457 MW.

El número de unidades turbogás por unidad de vapor varía desde 1:1 hasta 4:1, respectivamente. Una ventaja de este tipo de plantas es la posibilidad de construirlas en dos etapas, la primera instalando la turbina de gas y la segunda complementando el ciclo de vapor. Este tipo de plantas operan con eficiencias cercanas al 50% (a 100% de carga).

En la figura 1.5 se muestran los equipos y sistemas principales con que cuenta un ciclo combinado.



*Figura 1.5 Configuración básica de Central Termoelectrica de Ciclo Combinado*  
[El autor]

### 1.5.1. Costo variable de generación (CVG)

En la Tabla 1.4 muestra el costo variable de generación (CVG) correspondiente a la eficiencia que reportan las centrales de CFE en el COPAR de generación 2008, y al precio estimado del gas natural al día de hoy (8.3 USD/GJ).

TABLA 1.4 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE CENTRALES EN CICLO COMBINADO EN CFE

Tecnología	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Régimen térmico (kJ/kWh)		Combustible USD/GJ	CVG USD/MWh
		bruta	neto	bruto	Neto		
<b>Ciclo combinado</b>	1F x 1	289.70	281.27	7,004	7,214	8.30	59.88
	2F x 1	582.30	566.03	6,970	7,170	8.30	59.51
	3F x 1	874.00	850.45	6,955	7,148	8.30	59.33
	1G x 1	406.50	395.19	6,798	6,993	8.30	58.04
	2G x 1	815.30	793.48	6,779	6,965	8.30	57.81

### 1.5.2. Costo de construcción

El costo de construcción de centrales de ciclo combinado instaladas en CFE se calcula con una tasa de descuento del 12%, además de incluir en los costos indirectos la ingeniería y administración del proyecto. El costo de inversión de las unidades generadoras en los productores externos es distinto, además de que no se tiene un dato abierto al público.

En la Tabla 1.5 se muestran los costos de construcción para este tipo de plantas de acuerdo con la tecnología instalada, según el COPAR 2008.

TABLA 1.5 COSTO DE CONSTRUCCIÓN - CENTRALES EN CICLO COMBINADO

Central	Número de unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		BRUTA	NETA	USD/kW	USD/kW	USD/kW
<b>Ciclo combinado gas</b>	1F x 1	289	281	695	732	860
	2F x 1	582	566	660	694	819
	3F x 1	874	850	636	669	787
	1G x 1	406	395	614	647	751
	2G x 1	815	793	605	637	749

### 1.5.3. Productores independientes de energía de CFE (PIE'S)

En México existe una significativa y creciente participación privada en el sector eléctrico, en particular en la generación donde empresas privadas ya generan más del 30% de la electricidad que vende CFE. Este hecho, permitido por las modificaciones de la Ley del Servicio Público de la Energía Eléctrica (LSPEE)<sup>13</sup> hechas en 1992, ha resultado en que más de veinte centrales eléctricas se encuentren en el ámbito privado.

En la Tabla 1.6 y en Figuras 1.6 y 17 se muestran los datos de capacidad instalada y producción de energía de 1999 a 2008 por CFE y la iniciativa privada.

TABLA 1.6 CAPACIDAD Y GENERACIÓN HISTÓRICA DE CFE Y PIE'S DE ACUERDO CON EL SEN

CAPACIDAD Y GENERACIÓN HISTÓRICA DE CFE Y PIES, 1999-2008											
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Capacidad (MW)	CFE	34,389	34,901	36,236	36,855	36,971	38,422	37,325	37,470	38,397	38,474
	PIE's	0	484	1,455	3,495	6,756	7,265	8,251	10,387	11,457	11,457
	Total	34,389	35,385	37,691	40,350	43,727	45,687	45,576	47,857	49,854	49,931
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Generación (TWh)	CFE	179.07	188.79	190.88	177.05	169.32	159.53	170.07	162.47	157.51	121.64
	PIE's	0	1.2	4.04	21.83	31.62	45.85	45.56	59.43	70.98	56.16
	Total	179.07	190	194.92	198.88	200.94	205.39	215.63	221.9	228.49	177.8

A la iniciativa privada se le ha permitido producir electricidad desde el año 2000.

Claramente se puede ver que desde 1999 la inversión en infraestructura eléctrica ha corrido principalmente a manos de la iniciativa privada. La capacidad del gobierno creció 4 GW, mientras que la iniciativa privada aumentó 11 GW en el mismo periodo (2000-2008).

<sup>13</sup> Ley disponible en:

<http://www.cre.gob.mx/marco/normateca/011-LEY%20DEL%20SERVICIO%20PUBLICO%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA.pdf>

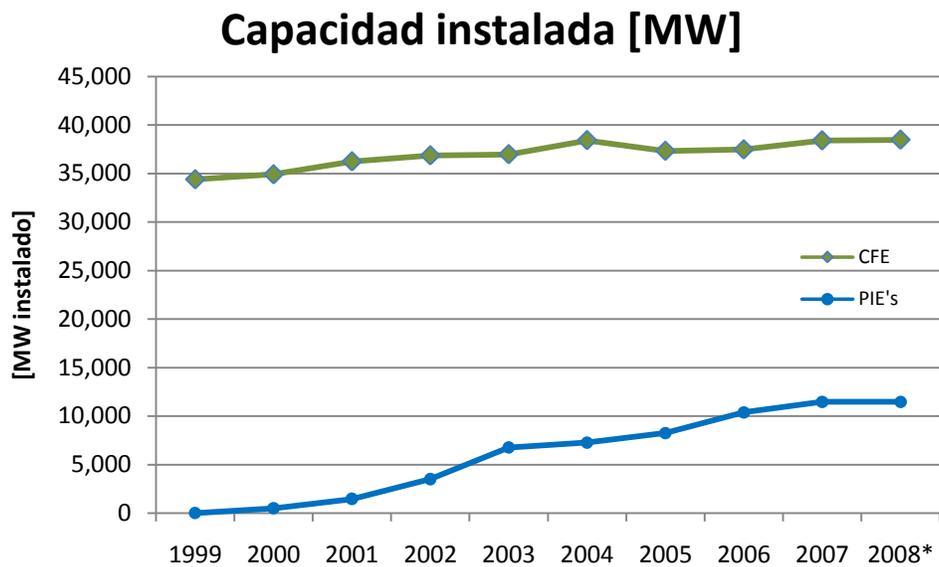


Figura 1.6 Según el Sistema de Información Energética a septiembre de 2008

La capacidad de CFE aumentó en estos años mientras la energía efectivamente producida disminuyó. En 1999 produjo 170 TWh y en 2007, con mayor capacidad instalada, su producción sólo fue de 157 TWh.

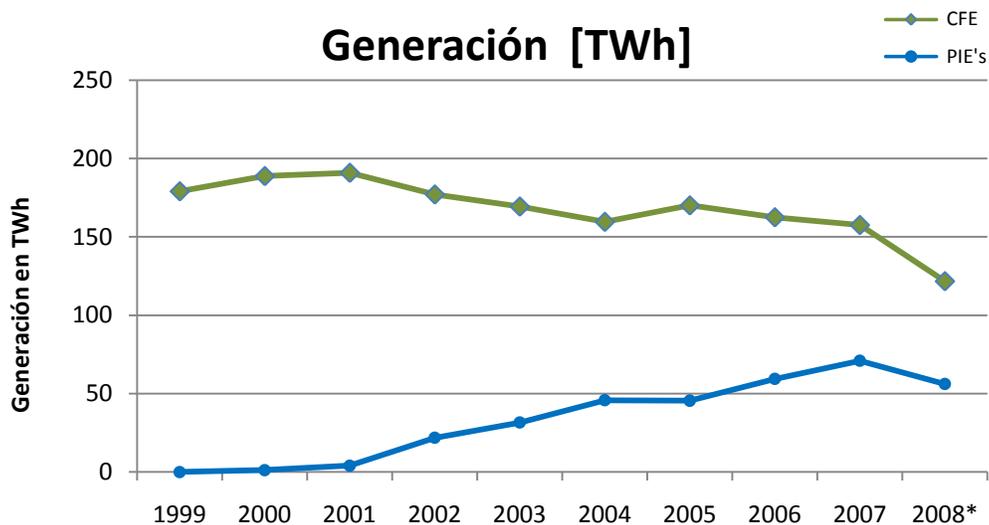


Figura 1.7 Según el Sistema de Información Energética a septiembre de 2008

A los productores externos se les ha permitido invertir en la producción de electricidad al grado de que con sólo el 20 por ciento de la infraestructura instalada a nivel nacional, producen el 30 por ciento del negocio de generación

En el año 2005, las empresas generadoras tuvieron la capacidad de producir aproximadamente la misma cantidad que en el 2004, aunque aumentaron su capacidad en un 10%. Sin embargo, en el año siguiente, 2006, aumentaron la generación en un 15% y su capacidad en un 10%. En el 2007 se muestra un aumento en la generación del 5% mientras que en la capacidad del 1%.

### **Pagos por capacidad instalada a PIE's**

En la LSPEE se indica:

*Artículo 138.- Los convenios con los adjudicatarios de convocatorias deberán contener, cuando menos, lo siguiente:*

*I. La capacidad de generación de energía eléctrica que el permisionario ponga a disposición de la Comisión a lo largo del plazo de que se trate;*

*[...]*

*II. Las fórmulas relevantes que serán aplicadas, o las reglas y definiciones que se utilizarán, para la determinación de:*

*a) Los pagos de la Comisión por la capacidad de generación puesta a su disposición;*

*b) Los pagos de la Comisión por la energía eléctrica que le sea entregada en situaciones ordinarias o de emergencia;*

*[...]*

*Artículo 143.- Las remuneraciones a los permisionarios a quienes se les hubiere adjudicado el contrato por el que se ponga la capacidad de generación a disposición de la Comisión para las compras de energía eléctrica mediante el procedimiento de convocatorias previsto en este capítulo, se fijarán en función de un pago por capacidad, ajustado por un factor de disponibilidad, y un pago por la energía entregada en el punto de interconexión, de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 144 a 146.*

*Artículo 144.- Los pagos por capacidad y energía deberán reflejar, respectivamente, los costos fijos, incluyendo el rendimiento sobre la inversión, y los variables en que incurra el permisionario. [...]*

Como se puede observar en los párrafos anteriores, las condiciones para la adquisición de energía eléctrica por parte de CFE a permisionarios, se encuentran establecidas en el Reglamento de la LSPEE.

Igualmente se puede ver que CFE paga a los permisionarios montos por concepto de capacidad de generación instalada y por venta de energía

El pago por la capacidad de generación es ajustado por un factor de disponibilidad<sup>14</sup>. Este pago debe reflejar los costos fijos incluyendo un rendimiento de la inversión. Dicho pago es independiente del nivel de producción ya que depende del factor de disponibilidad de la capacidad de generación.

El pago por la energía eléctrica entregada en el punto de interconexión deberá reflejar los costos variables en los que incurre el permisionario en la generación y entrega de la energía. O sea, CFE paga a los PIE's un monto mensual o anual por la simple existencia de sus plantas, aunque éstas no operen.

---

<sup>14</sup> Dicho coeficiente será:

- I. Idéntico a la unidad, cuando el factor de disponibilidad se encuentre dentro de los valores previstos;
- II. Mayor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea superior al valor alto previsto;
- III. Menor que la unidad, cuando el factor de disponibilidad sea menor al valor bajo previsto, e
- IV. Igual a cero, cuando el factor de disponibilidad sea inferior al mínimo previsto.

## **1.6. Retiro de Capacidad, POISE 2008-2017**

En el POISE 2008-2017 de CFE, se plantea que para el 2009 se retiren de operación las unidades 1 y 2 de Salamanca<sup>15</sup>, y las unidades 3 y 4 continúen en operación hasta el 2016.

Este planteamiento, es determinante para la optimización de la planeación de una nueva central, ya que será necesario empalmar el retiro de las unidades de Salamanca con la instalación y puesta en marcha de la nueva. Para evitar problemas con el soporte de tensión en la región del Bajío.

Sin embargo, el alcance de este trabajo se limita a lo expresado en puntos anteriores, no entrando en detalles de la transmisión y distribución de la demanda, pero si en posibilidad de estimar una fecha aproximada de puesta en marcha de acuerdo a los tiempo de ejecución de una nueva planta y retiros programados.

---

<sup>15</sup> Salamanca tiene una capacidad instalada 1150 MW, de los cuales 700 MW corresponden a las unidades 1 y 2, y 300 y 250 MW para las unidades 3 y 4 respectivamente.

## 1.7. Nueva Legislación, Reforma Energética

### Antecedentes

Como consecuencia de una creciente demanda de destilados petrolíferos a nivel nacional y mundial, es necesario reactivar las funciones de exploración, producción y refinación en PEMEX, así como promover el uso eficiente de la energía para contrarrestar las emisiones consecuentes, y qué mejor que con un esquema de cogeneración con CFE. Para ello se aprobaron siete Reformas de Ley en octubre de 2008.

Entre las modificaciones se encuentra la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición energética, que tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias. A partir de esta ley, el estado mexicano promoverá la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. Se fomentará una mayor integración nacional de equipos y componentes al igual que la promoción del desarrollo industrial para el aprovechamiento de las energías renovables.

La transición energética que se entiende como una reforma para la planeación, producción, generación y uso eficiente de la energía, asumirá una gran importancia en la forma de realizar proyectos nacionales.

Además de esto, es necesario que México alcance una independencia de hidrocarburos en la generación eléctrica. Por el momento toca la oportunidad de invertir en tecnologías convencionales para la generación en carga base del SPE<sup>16</sup>, que garanticen alta eficiencia, bajas emisiones de CO<sub>2</sub> y bajo CVg.

---

16

Por otro lado, se aprobó la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía, que tiene por objeto propiciar el uso óptimo de la energía para su explotación, producción, transformación, distribución y consumo, incluyendo la eficiencia energética.

En esta reforma se menciona el Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía mediante el cual se establecerán las estrategias, objetivos, acciones y metas que permitan alcanzar el uso óptimo de la energía en la prestación de bienes y servicios a cargo de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal con las mejores prácticas disponibles de eficiencia energética en sus bienes muebles e inmuebles

Este proyecto de reforma conlleva a una reducción económica de la cantidad de energía necesaria para satisfacer las necesidades energéticas de los bienes y servicios que requiere la sociedad, además de que aseguran un nivel de calidad igual o superior.

Acorde con los lineamientos de la Reforma Energética, la cogeneración entre CFE y PEMEX en Salamanca garantizaría una eficiencia global del sistema muy alta, por arriba del 80%. Esto reduciría las emisiones de CO<sub>2</sub>, disminuyendo los impactos ambientales negativos derivados de la generación, distribución y consumo de energía.

Sin embargo, se requiere una normatividad en materia legal, pues en la Reforma no se establecen los mecanismos de funcionamiento entre ambas paraestatales, en proyectos de cogeneración (venta de vapor y electricidad a PEMEX).

La cogeneración entre CFE y PEMEX, es sin duda una alternativa tecnológica amigable con el medio ambiente. Y representaría una parte de la transición energética, siempre buscando alcanzar un mejor aprovechamiento de la energía.

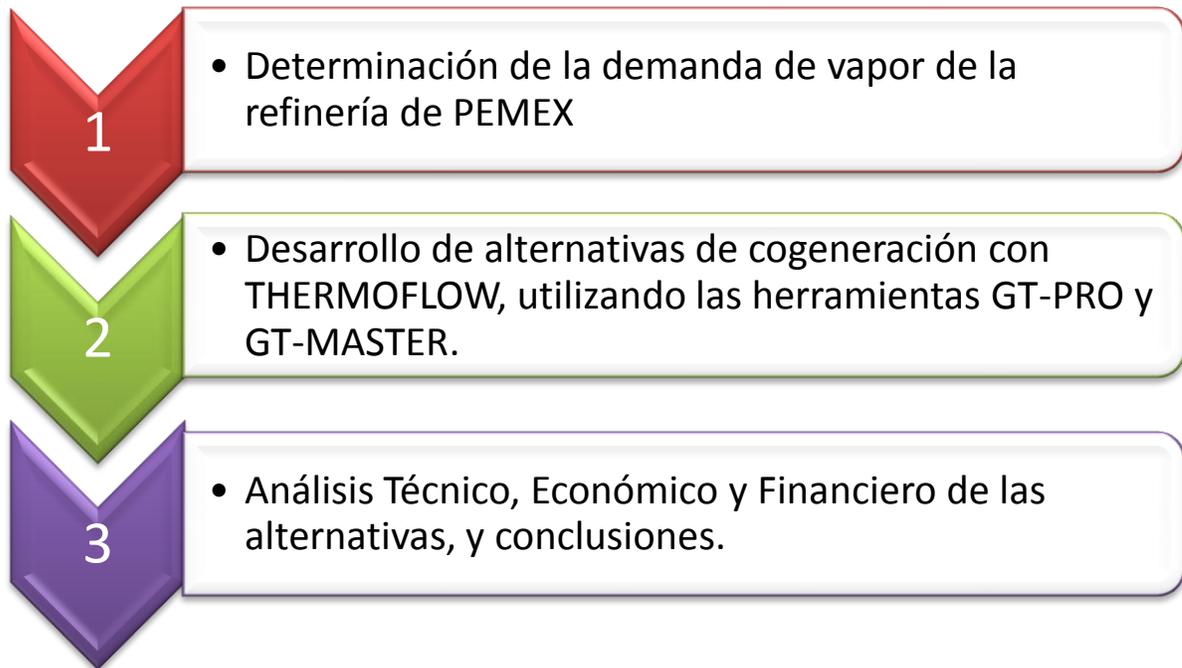
En materia de Generación Eléctrica, la nueva Reforma Energética de México<sup>17</sup>, promueve el uso racional y eficiente de los recursos naturales, impulsa las energías renovables y en algunas de sus líneas habla específicamente de promover el incremento de la eficiencia energética para el Servicio Público de Electricidad. No se habla específicamente sobre proyectos de cogeneración entre CFE y PEMEX, pero deja a libre consideración y conciencia el promover proyectos de carácter público, que permitan alcanzar una reducción sustancial en el consumo de Petrolíferos y prometan una reducción progresiva de impactos ambientales.

---

*17 Leyes y Decretos de la Reforma Energética publicados en el Diario Oficial de la Federación, México, D.F., a 28 de octubre de 2008.-*

## 2. METODOLOGÍA

La metodología de evaluación de la mejor alternativa de cogeneración con Ciclo Combinado en Salamanca, es la siguiente:



### 2.1. Ubicación de nueva Central Generadora (CHP)

La actual central termoeléctrica de CFE en Salamanca se ubica justo en la zona sureste próxima a la refinería como se muestra en la figura XX. Sin embargo a pesar de la cercanía entre ambas, será necesario reubicar la primera debido a que el cabezal de alta presión de la refinería, que es el sitio a donde se conducirá el vapor producido por CFE, se ubica en la parte noroeste de la refinería. Esto complica enormemente el transporte del vapor debido a los casi 3000 metros de tubería que debería recorrer, lo que generaría grandes caídas de presión y temperatura.

La ubicación de la nueva central CHP permitirá que el vapor sea conducido solamente a través de 1,700 metros de tubería. Esta distancia permite absorber la caída tanto de presión como de temperatura si es que se envía vapor a condiciones ligeramente mayores a las requeridas por la refinería.



Figura 2.1 Ubicación de la refinería y la nueva CHP en Salamanca

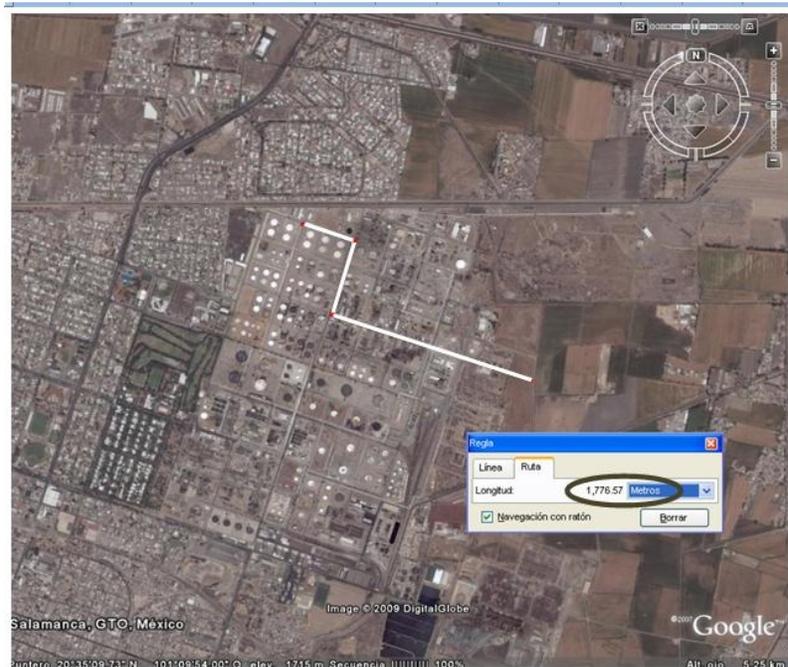


Figura 2.2 Distancia de recorrido del vapor desde la CHP al cabezal de AP

## **2.2. Requerimientos de vapor en PEMEX**

A partir de información recabada de una reunión entre personal de CFE y PEMEX en la Central Termoeléctrica Salamanca, la refinería Antonio M. Amor requiere un suministro de vapor de dos corrientes: una de presión media, y otra de alta a las que PEMEX les asigna las siguientes condiciones:

- a) Presión media (PM): 109 toneladas por hora (t/h), a una presión de  $19 \text{ kg/cm}^2$  y temperatura de  $320^\circ\text{C}$ . Se decidió incrementar la presión y temperatura del vapor, en el punto de entrega de la planta de cogeneración, a 20 bar y  $330^\circ\text{C}$ , para absorber las pérdidas derivadas de 1,700 m de tubería.
- b) Presión alta (PA): 811 t/h, a  $58 \text{ kg/cm}^2$  y temperatura de  $470^\circ\text{C}$ , mismas que nosotros llevamos a 60 bar y  $480^\circ\text{C}$ , para absorber pérdidas derivadas de 1,700 m de tubería.

### **2.2.1. Confiabilidad, Diseño de la Central de CC**

La confiabilidad, es un término que se entiende sencillamente como la garantía que dará CFE en el suministro de vapor a PEMEX.

PEMEX, demanda vapor para su proceso las 24 horas del día, los 365 días del año. Las propuestas de diseño de las alternativas de cogeneración, deben contemplar que durante las fallas, mantenimientos, o ambos en conjunto, se tiene que garantizar el suministro del vapor. Este hecho, implica tener equipos sobredimensionados, lo que a su vez conlleva a una mayor inversión. Aun no se cuenta con un arreglo por parte de personal directivo de ambas entidades, para acordar el porcentaje de confiabilidad óptimo, en el que se vean beneficiados ambos, CFE y PEMEX.

Sin embargo, el presente proyecto propone diversos esquemas, en los que la confiabilidad es función directa de la cantidad de equipos instalados y su flexibilidad para operar en condiciones críticas.

### 2.3. Determinación del precio del gas natural

Para poder determinar con certidumbre los costos en los que incurrirá un proyecto de este tipo, es necesario conocer los precios de los insumos. Ya que el precio del combustible compone la mayor parte de los costos variables de cualquier central generadora, es primordial contar con un confiable y actualizado control de precios de distintos combustibles al día de hoy. Aún más importante es tener un control del pronóstico de estos precios, ya que de acuerdo a ellos es que se planeará la generación en todo el mundo.

En el caso de Salamanca, se va a requerir gas natural para la nueva central de CC, por lo que será necesario determinar el precio de este hidrocarburo para los próximos años de manera confiable, considerando todos los costos involucrados. Para esto se empleará la siguiente metodología:

#### ***Metodología para determinar el precio del gas natural utilizado en Salamanca.<sup>18</sup>***

Para determinar el precio del gas consideramos como estudio el gas del sur de Texas.

A partir de esta premisa, se determinarán los posibles costos en los que se incurrirían para trasladar este gas desde Texas hasta Salamanca, así como los descuentos derivados de las distintas negociaciones.

Todo inicia con el precio de referencia de este gas en 5 US\$ por MMBtu. Al precio del gas de este estado de la unión americana se le suman 30 centavos de US\$ por MMBtu (0.3 US\$/MBtu) para convertirlo a precio Henry Hub.<sup>19</sup>

Esta nueva cifra es multiplicada por un factor de conversión para modificar las unidades de US\$/MMBtu a US\$/GJ, que son las unidades normalmente utilizadas en México.

---

<sup>18</sup>Dr. Rojas,

<sup>19</sup> En mercados competitivos como el de Estados Unidos, se utilizan precios directores, como es el caso del precio Henry Hub. El Henry Hub es el mercado spot y de futuros más grande de EU, muchos intermediarios de gas natural lo emplean como su punto de entrega física del contrato o su precio de comparación para sus transacciones de gas natural. [Abastecimiento de Gas Natural, Hugh Rudnick, Pontificia Universidad Católica de Chile, mayo de 2007] - <http://www2.ing.puc.cl/~power/alumno07/gas/objetos/Abastecimiento%20de%20Gas%20Natural.pdf>

Como parte de las negociaciones llevadas a cabo en la operación de compra-venta del gas, se podría reducir el precio del gas en 3 centavos de US\$/GJ o sea, 0.03 US\$/GJ.

Para el traslado del gas hasta Manzanillo vía buques y regasificación de este en el puerto, se consideran 40 centavos de US\$/GJ. Esto nos daría el precio del gas entregado en Manzanillo.

Para trasladar este gas hasta Salamanca se haría uso del nuevo gasoducto que se planea poner en funcionamiento en 2011. Esta conducción tendría un costo de 62 centavos US\$/GJ. Finalmente se obtendría el precio estimado para el gas que se utilizará en Salamanca.

El párrafo anterior se puede expresar de la siguiente manera:

$$\text{Precio Henry Hub} = \text{Precio gas sur de Texas} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MMBtu}} \right] + 0.3 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MMBtu}} \right]$$

$$\text{Precio de gas en US\$ por GJ} = \text{Precio Henry Hub} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{MMBtu}} \right] * 0.91 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} / \frac{\text{US\$}}{\text{MMBtu}} \right]$$

$$\text{Precio gas Manzanillo} = \text{Precio de gas en US\$ por GJ} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right] - 0.03 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right] + 0.4 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right]$$

$$\text{Precio de gas Salamanca} = \text{Precio de gas Manzanillo} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right] + 0.62 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right]$$

En términos prácticos, si se considera que la inflación en EU será de 2.5 puntos según datos oficiales, y que el precio del petróleo no tiene grandes variaciones, el precio de gas del sur de Texas se podría considerar en 5 US\$ por MMBtu. A partir de este dato, el precio resultado de la metodología descrita anteriormente sería de 5.81 US\$ por GJ.

$$\text{Precio gas Salamanca} = [(5 + 0.3) * 0.91] - 0.03 + 0.4 + 0.62 = 5.81 \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right]$$

El precio oficial para el análisis de proyectos en CFE es de 6 US\$ por GJ, y el pronóstico oficial a 20 años es de 8 US\$ por GJ. Para realizar el análisis económico de estas alternativas se utilizará un precio de 7.5 US\$ por GJ

En la tabla 2.1 se muestran los precios de algunos combustibles y sus pronósticos al año 2030.

TABLA 2.1 PRECIOS DE COMBUSTIBLES PRONÓSTICOS AL 2030

<b>Combustible</b>	<b>Origen</b>	<b>Precio marzo 2009</b>	<b>Precio 2030</b>
<b>Gas natural</b>	Sur de Texas	4.49 US\$/MMBtu	10 US\$/MMBtu
<b>Combustóleo</b>	Houston 3% S	40 US\$/barril	65 US\$/barril
<b>Carbón</b>	Amsterdam (México Tampico o Golfo)	80 US\$/ton	90 US\$/ton

## 2.4. Determinación del precio de venta de vapor

### Costo Variable de producción de vapor en la refinería

Si se considera que PEMEX utilice gas natural con un precio de 7 US\$/GJ para producir su vapor, entonces su costo de producción de vapor es:

#### Vapor de PA

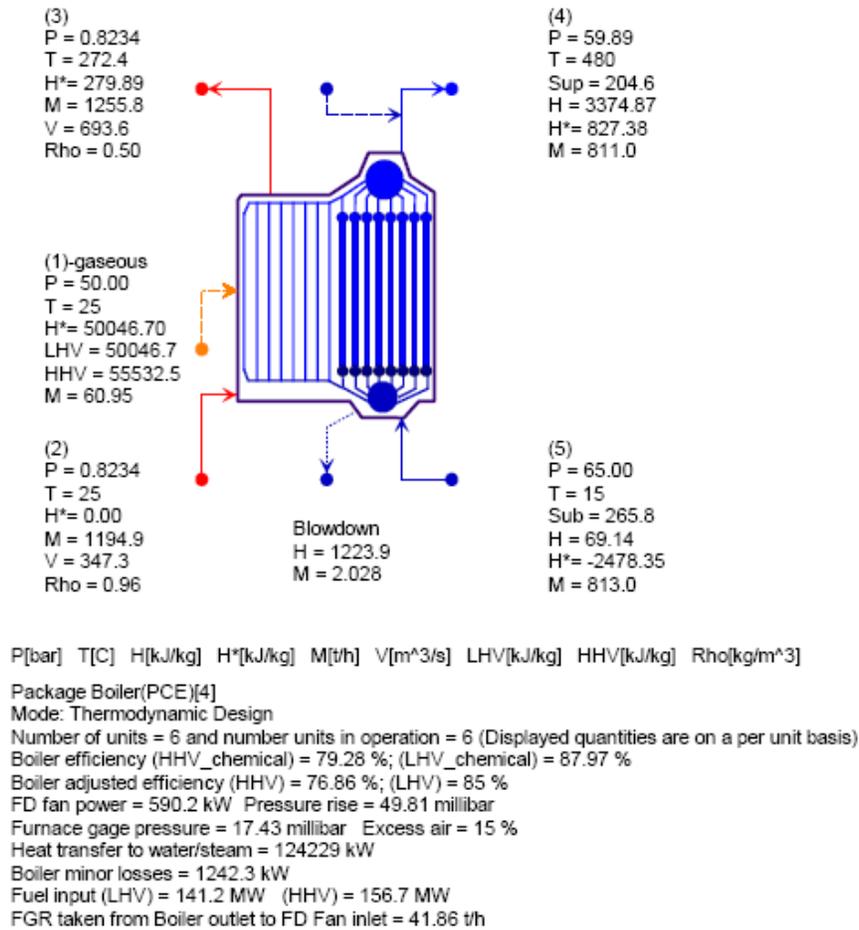


Figura 2.3. Flujo total de vapor de PA producido en calderas de PEMEX.

La Figura 2.3 muestra un modelo aproximado de las calderas de PA existentes en Salamanca. La producción total de vapor es de 811 t/h @ 59.89 bar y 480 °C.

A partir de estas consideraciones y de los demás datos de la figura 2.3, el costo de producción de vapor se puede obtener mediante el producto de la potencia térmica del combustible por el precio del combustible

- Costo de producción de vapor actual de PEMEX,  $C_{vPEMEX}$ ,

$$C_{vPEMEX} = \left(7 \frac{US\$}{GJ}\right) * \left(50,046 \frac{kJ}{kg_{CH_4}}\right) * \left(60,950 \frac{kg_{CH_4}}{h}\right) = 21,352.326 \frac{US\$}{h}$$

O sea

$$\frac{21,352.326 \frac{US\$}{h}}{811 \frac{t}{h}} = 26.328 \frac{US\$}{t}$$

El valor económico del vapor, en términos de su energía es:

$$Valor\ económico\ vapor = \frac{21,352.326 \frac{US\$}{h}}{\left(811000 \frac{kg_v}{h}\right) * \left((3374.87 - 69.14) \frac{kJ}{kg_v}\right)} = 7.96 \frac{US\$}{GJ}$$

- La relación del valor del combustible entre el valor económico del vapor entre , nos da una aproximación del valor de eficiencia de las calderas que utiliza PEMEX.

$$\frac{7 \frac{US\$}{GJ}}{7.96 \frac{US\$}{GJ}} = 87.9\%$$

## Vapor de MP

La Figura 2.4 muestra un modelo aproximado de las calderas de PM existentes en Salamanca. La producción total de vapor es de 109 t/h @ 18.89 bar y 320 °C.

A partir de estas consideraciones y de los demás datos de la figura 2.4, el costo de producción de vapor se puede obtener mediante el producto de la potencia térmica del combustible por el precio del combustible

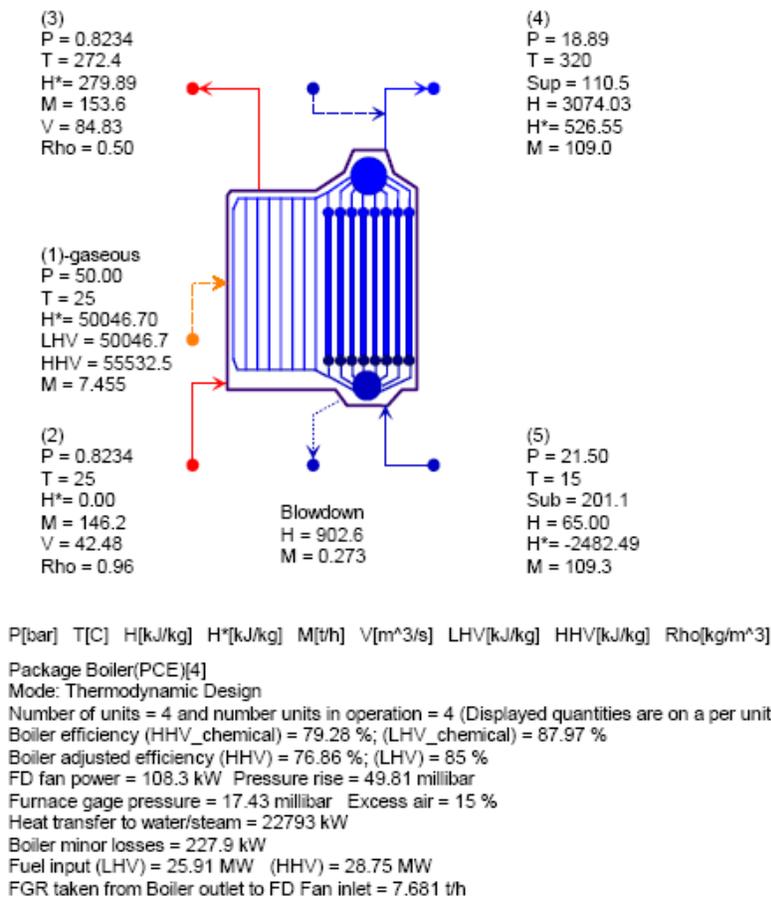


Figura 2.4. Flujo total de vapor de media presión producido en calderas de PEMEX.

- Costo de producción de vapor actual de PEMEX,  $C_{v\text{PEMEX}}$ ,

$$C_{v\text{PEMEX}} = \left(7 \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}}\right) * \left(50,046 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}_{\text{CH}_4}}\right) * \left(7,455 \frac{\text{kg}_{\text{CH}_4}}{\text{h}}\right) = 2,611.651 \frac{\text{US\$}}{\text{h}}$$

O sea

$$\frac{2,611.651 \frac{\text{US\$}}{\text{h}}}{109 \frac{\text{t}}{\text{h}}} = 23.96 \frac{\text{US\$}}{\text{t}}$$

El valor económico del vapor, en términos de su energía es:

$$\text{Valor económico vapor} = \frac{2,611.651 \frac{\text{US\$}}{\text{h}}}{\left(109000 \frac{\text{kg}_v}{\text{h}}\right) * \left((3074.03 - 65.0) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}_v}\right)} = 7.96 \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}}$$

- La relación del valor del combustible entre el valor económico del vapor entre , nos da una aproximación del valor de eficiencia de las calderas que utiliza PEMEX.

$$\frac{7 \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}}}{7.96 \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}}} = 87.9\%$$

En números gruesos, PEMEX gastaría 187.05 MMUS\$ para producir 811 t/h de vapor de PA, y 22.88 MMUS\$ para producir 109 t/h de PM, operando las 8760 horas del año utilizando gas natural con precio de 7 US\$/GJ, en calderas con 87.9% de eficiencia.

Dado que el costo del vapor se puede expresar en términos de su valor energético, que como se ve, es: 7.96 US\$/GJ para ambos casos; se propone un sistema de precios que sea independiente del valor del vapor en US\$/tonelada, que es diferente para cada presión.

Así, se ofrece un precio de vapor, que sea menor al valor energético: en este caso se propone un precio de 7 US\$/GJ.

- Ahorro anual para PEMEX en producción de vapor de PA

$$\left( (7.96 - 7) \text{ US\$}/\text{GJ} \right) * \left( (3374.87 - 69.14) \text{ kJ}/\text{kg}_v \right) * \left( 811,000 \text{ kg}_v/\text{h} \right) * \left( 8760 \text{ h}/\text{año} \right) = \mathbf{22.649 \text{ MMUS\$}/\text{año}}$$

- Ahorro anual para PEMEX en producción de vapor de PM

$$\left( (7.96 - 7) \text{ US\$}/\text{GJ} \right) * \left( (3074.03 - 65.00) \text{ kJ}/\text{kg}_v \right) * \left( 109,000 \text{ kg}_v/\text{h} \right) * \left( 8760 \text{ h}/\text{año} \right) = \mathbf{2.766 \text{ MMUS\$}/\text{año}}$$

Por lo tanto, si CFE vende el vapor a PEMEX a un precio de 7 US\$/GJ, PEMEX tendría un ahorro de 25.415 MMUS\$/año. Esto significa que PEMEX obtendría ahorros por más del 12%, sobre su costo energético actual de producción de vapor.

## 2.5. Determinación del Costo Variable de Generación con cogeneración

El Costo Variable de Generación está integrado en la suma de los Costos Totales que implican generar electricidad, los cuales son la suma de los Costos Fijos más los Costos Variables de Generación.

$$CT = CVg + CF$$

Donde:

*CT* son los costos totales por generación

*CVg* son los costos variables

*CF* son los costos fijos

Los costos fijos son aquellos en que necesariamente tiene que incurrir la central al iniciar sus operaciones. Se definen como fijos porque independientemente de los niveles de producción en el plazo corto e intermedio, estos se mantienen constantes.

Por su parte, los costos variables son aquellos que se ven modificados al variar el volumen de producción. El precio del combustible y los costos de operación y mantenimiento son la base de estos costos variables.

### *Método estándar para el cálculo del CVg:*

El costo variable de generación para cualquier central es el producto del Régimen Térmico neto<sup>20</sup> del sistema y el precio del combustible utilizado.

$$CVg = NHR * PComb$$

Donde:

*CVg* - Costo Variable de Generación en US\$/MWh

*NHR*<sup>21</sup> – valor de régimen térmico neto del sistema en (kJ/kWh)

*PComb* – precio del combustible en US\$/GJ

---

<sup>20</sup> Régimen térmico se refiere a la cantidad de calor necesaria para generar electricidad y se calcula de la siguiente manera:  $RT=3600/eficiencia\ sistema$

<sup>21</sup> NHR, por sus siglas en inglés (Net Heat Rate)

Para un esquema de cogeneración como el que se plantea en este documento, sería posible calcular su CVg como se realiza en cualquier otra central, sin embargo, ya que parte del vapor que se genera será entregado a la refinería para su proceso, sin haberse aprovechado aún para generar electricidad, el régimen térmico del sistema se vería incrementado resultando un CVg mucho mayor.

Un CVg mayor representaría que esta nueva central no fuera competitiva ante las demás centrales de ciclo combinado, y por ende, no fuera despachada<sup>22</sup>. Debido a esto, es necesario definir un método para calcular el CVg en este esquema de cogeneración.

Al vender vapor a la refinería se obtienen ingresos los cuales significan ahorros sustanciales en cuanto a la generación. Se propone calcular un nuevo precio del combustible mediante los ahorros obtenidos por la venta de vapor. Este precio se establece en la metodología tradicional para calcular el CVg, que ciertamente es menor al precio al que se compra el combustible.

El costo del combustible se obtiene de la siguiente manera:

$$\text{Costo de combustible} \left[ \frac{US\$}{h} \right] = \dot{m}_{comb} [t/h] * \$_{comb} \left[ \frac{US\$}{GJ} \right] * PC_{comb} \left[ \frac{kJ}{kg} \right]$$

Donde:

$\dot{m}_{comb}$  – es el consumo de combustible en la central

$\$_{comb}$  – es el precio del combustible

$PC_{comb}$  – es el poder calorífico del combustible

---

<sup>22</sup> Despachada entiéndase por “Despachable” como término coloquial para determinar que una Central de Generación está entregando electricidad al sistema eléctrico nacional controlado por el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE.

Los ingresos obtenidos por la venta de vapor se obtienen como se muestra a continuación:

$$\text{Ingresos por vapor} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{h}} \right] = \dot{m}_{\text{vap}} \left[ \frac{\text{t}}{\text{h}} \right] * \$_{\text{vap}} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right] * h_{\text{vap}} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$$

Donde:

$\dot{m}_{\text{vap}}$  – es la cantidad de vapor que se vende

$\$_{\text{vap}}$  – es el precio de venta del vapor

$h_{\text{vap}}$  – es la energía del vapor suministrado (entapía)

A partir de estos dos datos, se calcula un nuevo precio de combustible, restando los ahorros considerados por la venta de vapor al costo de combustible por generación.

$$\text{Costo de comb. en cogeneración} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{h}} \right] = \text{Costo de combustible} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{h}} \right] - \text{Ingresos por vapor} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{h}} \right]$$

$$\text{Precio de comb. en cogeneración} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{GJ}} \right] = \frac{\text{Costo de combustible} \left[ \frac{\text{US\$}}{\text{h}} \right]}{\dot{m}_{\text{comb}} \left[ \frac{\text{t}}{\text{h}} \right] * PC_{\text{comb}} \left[ \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]}$$

Ahora bien, obteniendo el precio de combustible en cogeneración, se calcula el CVg de la forma tradicional.

$$CVg = NHR * \$_{\text{comb cog}}$$

Donde:

CVg - Costo Variable de Generación en US\$/MWh

NHR – es el valor de régimen térmico neto del sistema en (kJ/kWh)

$\$_{\text{comb cog}}$  – es el precio del combustible en cogeneración dado en US\$/GJ

## 2.6. Consideraciones de diseño

Todas las alternativas fueron generadas con la suite de Thermoflow, con el paquete GTPRO, las simulaciones se generaron con el software GTMASTER Algunos de los criterios adoptados en el diseño fueron:

- Se decidió no recurrir a aumentadores de potencia de las turbinas de gas, con sistemas de enfriamiento de aire a la succión del compresor.
- Se escogió una tensión de transmisión de la planta de 230 kV
- Se usaron valores de temperatura ambiente de diseño de 25°C bulbo seco y 45% de humedad relativa, datos promedio de la región de Salamanca, Gto.
- Se usó una altitud de 1,715 msnm.
- Se asumió un valor de retorno de agua de repuesto de 50% y 75 °C, además de no considerar el costo para la planta de cogeneración.
- Se usó un precio de combustible de 7.5 US\$/GJ (LHV) para el primer año del proyecto.
- Se sugiere un precio de venta de vapor, de 7 US\$/GJ, lo que equivale a ofrecer a PEMEX un descuento sobre su costo actual de producción de:  $1 - \text{eficiencia de calderas}$  ; aproximadamente 15%
- Se usó el sistema de evaluación económica del GTPRO, con algunos de los siguientes parámetros:
  - Vida del proyecto, 20 años
  - Horas de operación, 8,100 h
  - Depreciación, de 90% de la inversión, en 15 años
  - Deuda a 15 años
  - Equity, 70%
  - Tasa de interés bancaria, 9%
  - Tasa global de impuestos, 35%
  - Tasa interna de retorno en equity, 15%, usada para calcular precio de equilibrio de venta de electricidad, BEEP
  - Costo fijo O&M, 20 US\$/kW-año
  - Costo variable O&M, 0.002 US\$/kWh

En todos los casos, se optimiza el costo de producción de electricidad, para que satisfaga las condiciones aquí expuestas, a través de un Precio de Equilibrio de Venta de Electricidad, en el primer año de operación de la planta.

### **3. ALTERNATIVAS DE COGENERACIÓN CON CICLO COMBINADO**

#### **3.1. Descripción técnica de alternativas**

Partiendo de un caso base de ciclo combinado, en el cual se tienen una turbina de gas con recuperador de calor, fuego suplementario y posteriormente, acoplando una turbina de vapor para la generación en conjunto. Se plantean diferentes configuraciones variando el número de turbinas de gas y la cantidad de fuego suplementario.

En todas las alternativas presentes se recurre al uso de calderas de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator HRSG) con tres domos de presión, esto hace que se tenga una mayor eficiencia en la transferencia de calor. Además de que en algunas condiciones de las diferentes alternativas se plantea obtener el vapor a proceso de presión media (60 bar, 480 °C) de uno de los domos del HRSG, esto se hará, cuando el vapor que pase por la turbina de vapor no se pueda obtener a las condiciones necesarias.

Las alternativas que se presentan son las siguientes:

- 3 turbinas de gas, 2 turbinas de vapor, 2 calderas de emergencia
- 4 turbinas de gas, 2 turbinas de vapor,
- 5 turbinas de gas, 2 turbinas de vapor.

Para cada una de las alternativas se tiene simulada la operación de las mismas en sitio, así como los diferentes escenarios que se vayan presentando debido a mantenimiento, falla o paro de las turbinas, tanto de gas como de vapor.

Cada una de las alternativas propuestas se modelaron con los 3 principales fabricantes de turbinas: Mitsubishi, General Electric y Siemens; con turbinas Mitsubishi 501F (188 MW), Siemens SGT6-5000F (204 MW) y General Electric 7251FB (186 MW).

Para el diseño de las alternativas se utilizó el software GT PRO, con este se realizó el modelo base de la alternativa, con condiciones en sitio y cada componente necesario para la puesta en punto. Además, de obtener los datos técnicos de cada equipo se obtienen los

datos financieros de la planta de acuerdo a los costos regionales, como son el costo del equipo, ingeniería, costos de instalación, costos de operación, costos legales y de financiamiento, obra civil, entre otros.

Una vez diseñada la alternativa en el GT PRO, se simuló la operación de la planta en la herramienta GT MASTER, también de la suite THERMOFLOW. Dentro de la simulación se muestran diferentes escenarios de la planta de diseño, en los cuales se puede deshabilitar la operación de las turbinas de gas, turbinas de vapor, aumentar o disminuir la cantidad de combustible para fuego suplementario, entre otros. El motivo por el cual se simulan estos casos es debido a las acciones de mantenimiento o falla de las unidades. Cabe destacar que, la simulación limita la operación de la planta por lo menos con una turbina de gas, y la cantidad de fuego suplementario está en función a obtener los requerimientos de vapor a proceso.

### **3.2. Alternativa 1: 3 TG, 2 HRSG y 2 TV; con calderas de emergencia.**

En esta primera alternativa se tomó como caso base la planta de cogeneración Hummer ubicada en Immingham Inglaterra, en el que se plantea una configuración similar de 3 turbinas de gas y 2 turbinas de vapor, utilizando 2 calderas de emergencia, las cuales entran en operación cuando se dispara la red o sale más de una turbinas de gas a mantenimiento.

En la alternativa 1, las condiciones de la planta normalmente operando son 3 turbinas de gas, 2 calderas de recuperación y 2 turbinas de vapor.

Tal como se menciona, el uso de las calderas de emergencias se tiene reservado para cuando las turbinas de gas estén fuera de operación, ya sea por operación o por falla. En este caso, sería indispensable arrancar una o dos calderas de rápido arranque, las cuales ayudarían a mantener la producción demandada de vapor a proceso.

En la figura 3.1 se muestra el esquema de la alternativa normalmente operando, 3 TG, 3HRSG y 2TV. Además se observa la línea de vapor a proceso, la línea que sigue la temperatura dentro del HRSG, el consumo de combustible, la torre de enfriamiento y demás datos esenciales.

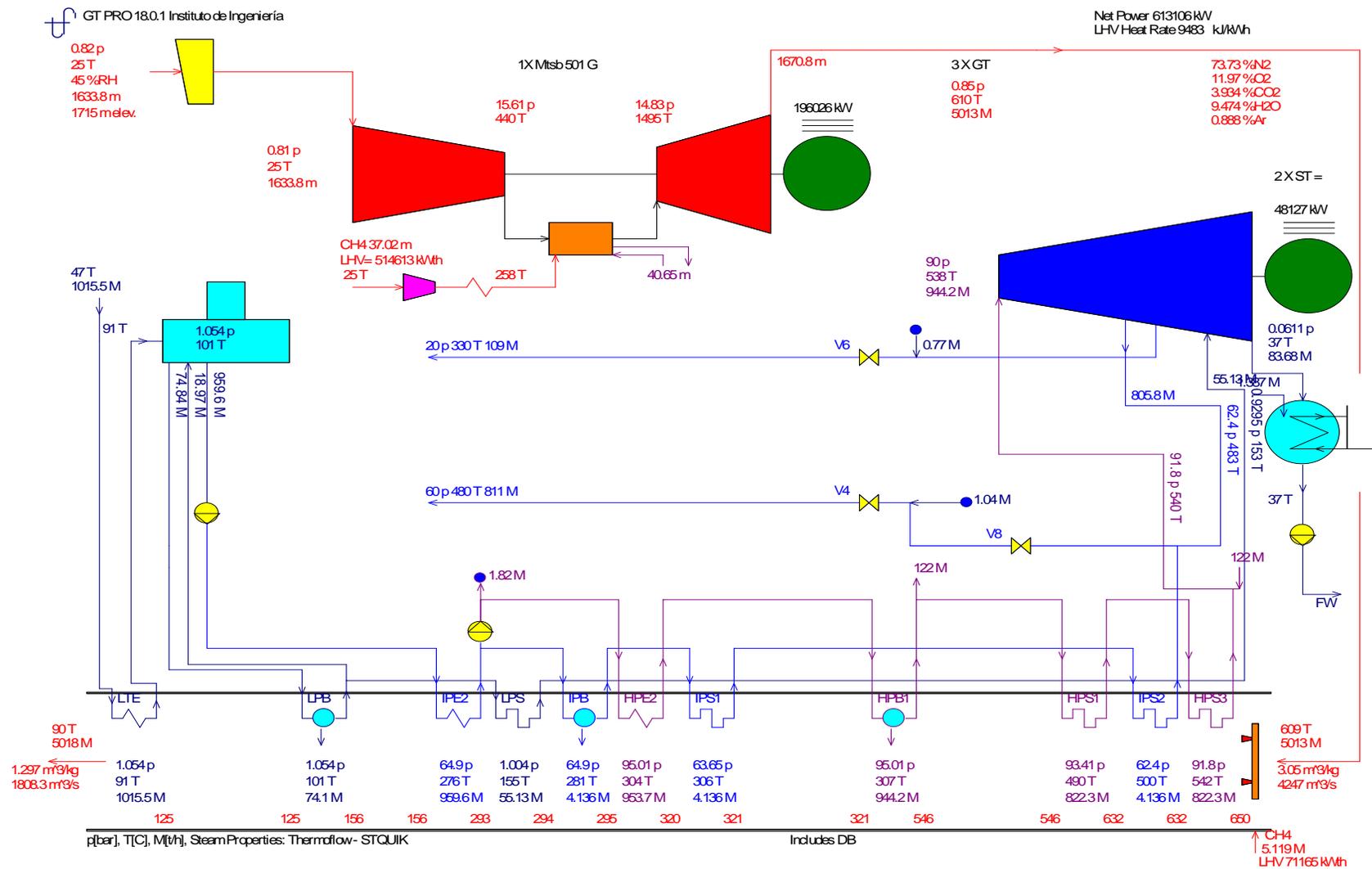


Figura 3.1. Esquema de flujos de alternativa 1. 3TG, 3 HRSG, 2 TV y 2 Calderas de emergencia [ThermoFlow, GT PRO]

De los 3 fabricantes de turbinas que se manejaron, la opción con Mitsubishi 501 G, fue la que mejor desempeño técnico y económico presentó. Tiene mayor generación neta, eficiencia eléctrica mayor a los demás, un precio nivelado de generación muy inferior así como también un costo variable de generación menor. En lo que concierne al aspecto ecológico, se observa que con este mismo fabricante las emisiones de CO<sub>2</sub> se encuentran por debajo de los demás.

En la tabla 3.1 se presentan los principales parámetros técnicos y económicos-financieros de esta alternativa operada con los 3 diferentes fabricantes de turbinas.

**TABLA 3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE ALTERNATIVA 3TG, 3 HRSG, 2TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ALTERNATIVA 1 3 TG, 3 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>613.3</b>	<b>607.7</b>	<b>432.9</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>88.1</b>	<b>87.8</b>	<b>91.6</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>38.0</b>	<b>37.6</b>	<b>31.9</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>9,487</b>	<b>9,564</b>	<b>11,278</b>
BEEP* [USD/MWh]	<b>56.70</b>	<b>57.30</b>	<b>58.10</b>
Inversión [MMUSD]	<b>695.01</b>	<b>703.42</b>	<b>548.40</b>
Costo específico [USD/kW]	<b>1,133.6</b>	<b>1,157.5</b>	<b>1,266.8</b>
CVG [USD/MWh]	<b>38.90</b>	<b>39.18</b>	<b>46.86</b>
Emisiones CO <sub>2</sub> [kg/MWh]	<b>500.9</b>	<b>503.3</b>	<b>592.5</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>126.4</b>	<b>126.3</b>	<b>128.5</b>
Precio combustible [USD/GJ]	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>
Precio vapor [USD/GJ]	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>

\*BEEP = Break Even Electricity Price

Se tiene una desventaja en esta alternativa, tener que incurrir en el costo de un par de calderas de emergencia (37.170 MMUSD<sup>23</sup>), solo para mantener la carga de vapor necesaria. De esta forma, esta inversión sería de cierta manera un lujo ya que se podría ocupar esa inversión para generar más electricidad con otro tipo de alternativa.

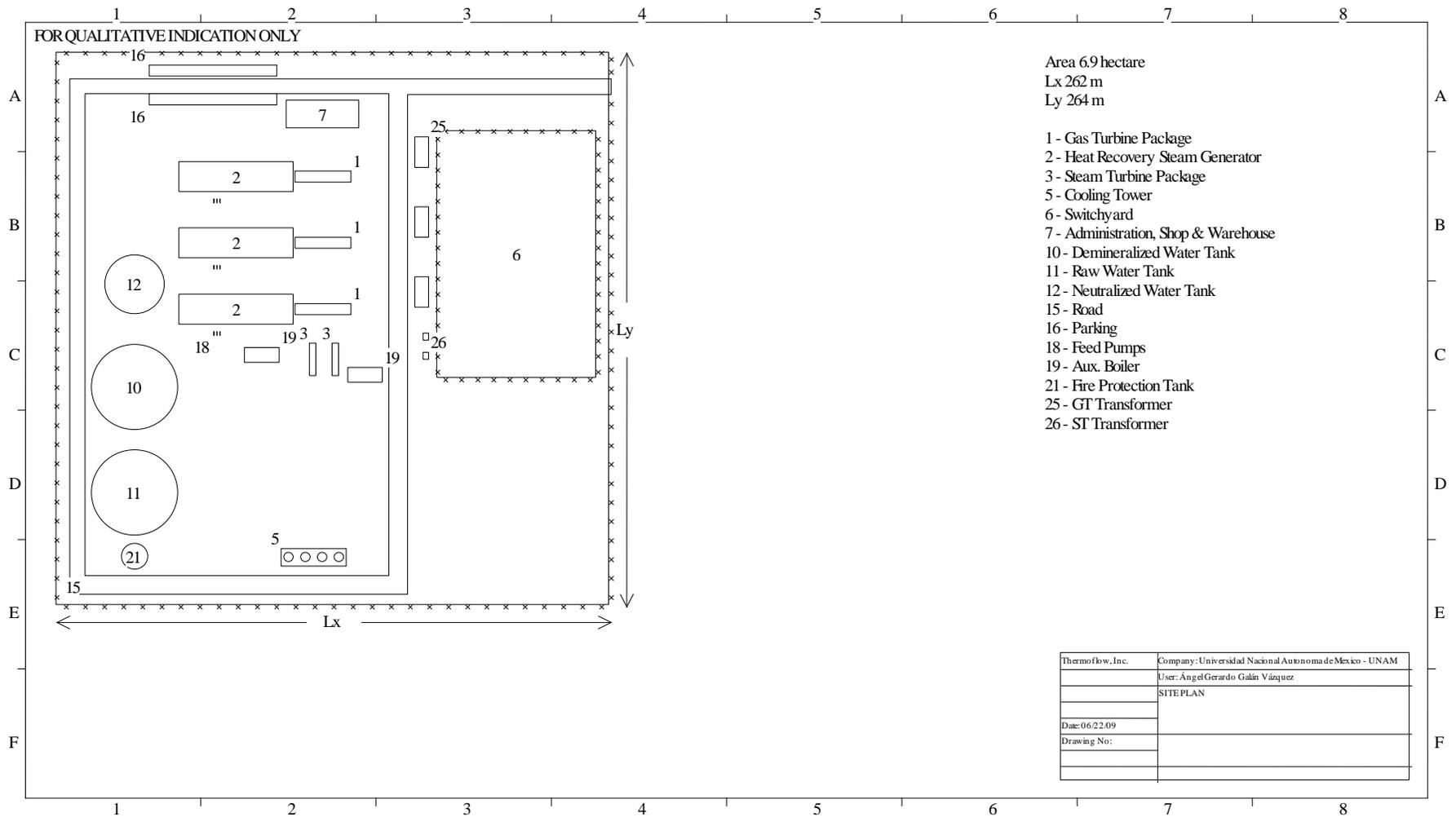
En la figura 3.2 se muestra un esquema en 2 dimensiones de la ubicación de los equipos en la central ciclo combinado con cogeneración de la alternativa 3 TG, 3 HRSG y 2 TV.

Mientras que en las figura 3.3 y 3.4 se muestra este mismo esquema, a diferencia del anterior, éstas se encuentran en 3 dimensiones

Estas tres figuras, 3.2, 3.3 y 3.4, son de la alternativa trabajada con Mitsubishi 501G, sin embargo, la ubicación de los componentes del ciclo no se ve alterada si se modifica el el fabricante de turbina de gas.

---

<sup>23</sup> De acuerdo a la base de datos de Thermoflow V.19, actualizada a mayo de 2009



PEACE/GT PRO 19.0 Ángel Gerardo Galán Vázquez  
 File = C:\DOCUMENTS AND SETTINGS\IBM THINKPAD T42\MIS DOCUMENTOS\TESIS\MODELOS DATOS VIEJOS\3 TG X 2 TV\MITSUBISHI 501 G\DISEÑO 3 TG 2 TV.GTP

Figura 3.2 Distribución en planta de equipos componentes de la alternativa 3 TG, 3 HRSG y 2 TV  
 [Therflow, PEACE GT PRO]

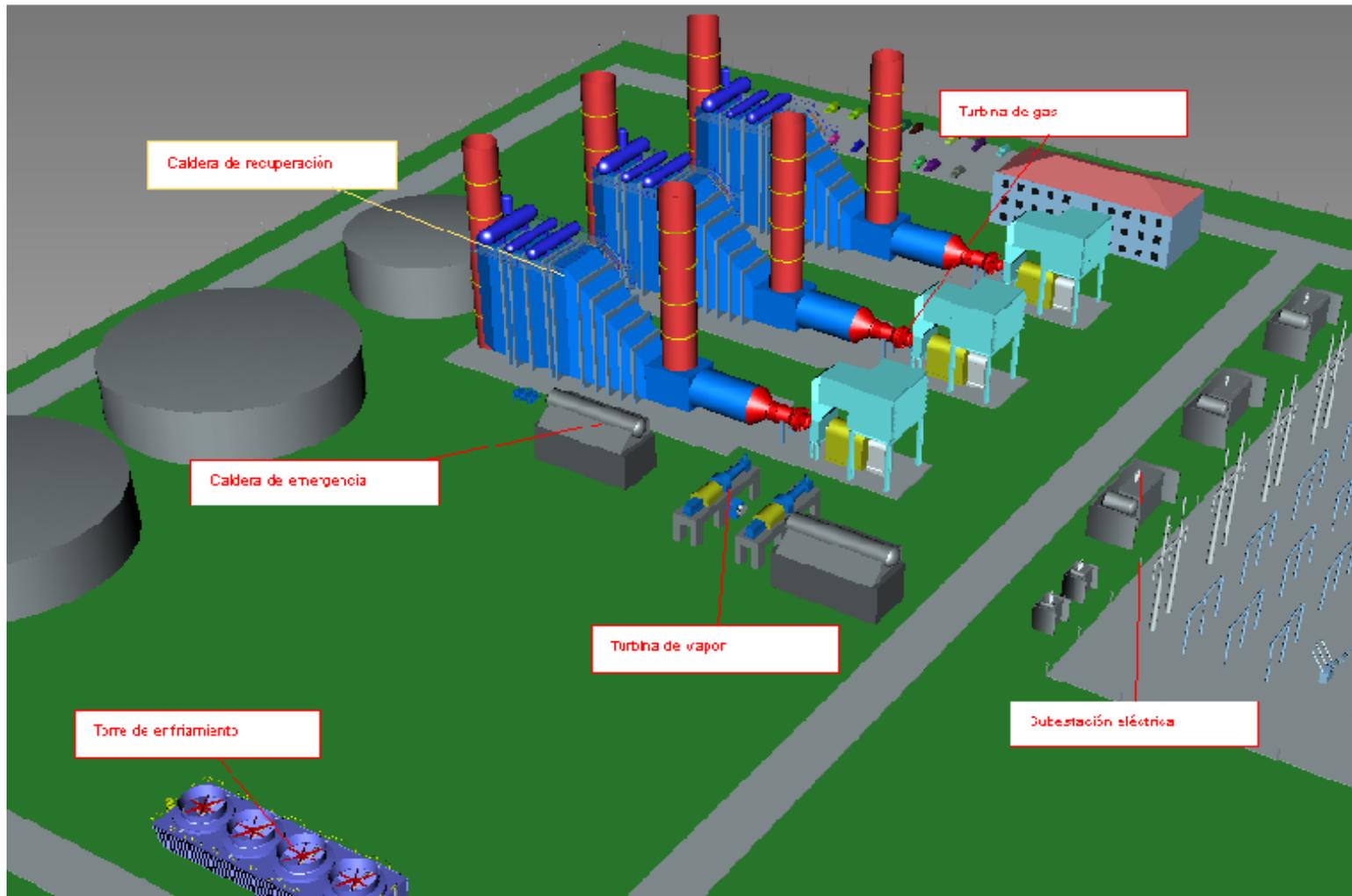
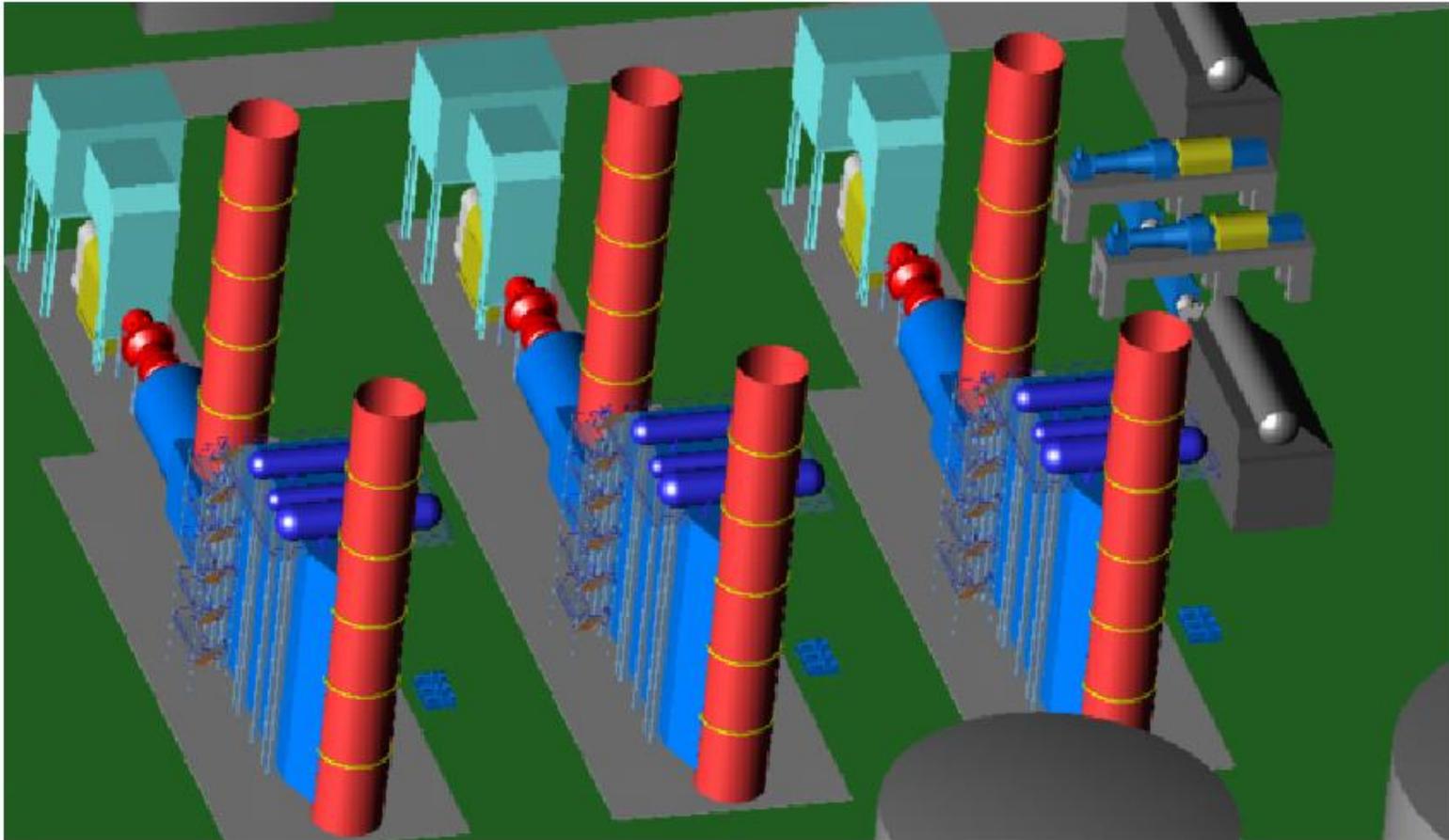


Figura 3.3 Distribución en 3 dimensiones de equipos componentes de la alternativa 3 TG, 3 HRSG y 2 TV.  
[Thermoflow, PEACE GT PRO]



*Figura 3.4 Distribución en 3 dimensiones de las turbinas de gas, recuperadores de calor y turbinas de vapor; de la alternativa 1.  
[Thermodflow, PEACE GT PRO]*

### 3.2.1. Simulación de operación de alternativa 1 en GT MASTER

Una vez obtenido el modelo base de la alternativa 1, (3 TG, 3 HRSG y 2 TV) incluyendo los diferentes fabricantes; se realizó una simulación de la planta en diferentes condiciones de operación.

La planta se simuló en 2 escenarios distintos;

- Escenario 1 (2TG, 2 HRSG y 1 TV)

en este escenario se simuló la planta eliminando una turbina de gas, suponiendo que ésta estuviese en mantenimiento o se encuentre fuera de servicio debido a una falla. Una vez estando la turbina de gas fuera de servicio, las condiciones de diseño exigen el paro de una unidad de turbina de vapor, lo cual deja solamente en operación 2 TG, 2 HRSG y 1 TV. En la tabla 3.2 se muestra el detalle de los principales parámetros de desempeño obtenidos bajo este escenario de las alternativas desarrolladas con los diferentes fabricantes.

TABLA 3.2 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 1, 2TG, 2 HRSG Y 1TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.

ESCENARIO 1 2TG, 2 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>454.7</b>	<b>453.5</b>	<b>339.9</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>83.2</b>	<b>82.8</b>	<b>83.4</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>31.0</b>	<b>30.8</b>	<b>25.6</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>11,615</b>	<b>11,687</b>	<b>14,050</b>
CVG [USD/MWh]	<b>51.19</b>	<b>51.18</b>	<b>61.01</b>
Emissiones CO2 [kg/MWh]	<b>612.9</b>	<b>613.8</b>	<b>736.1</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>139.0</b>	<b>137.7</b>	<b>136.1</b>

- Escenario 2 (2 TG y 2 HRSG):

El escenario 2 es una variante del escenario 1, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentren las 2 TV fuera de servicio. Es un caso extremo, aunque podría ser posible. Entonces en este escenario se tiene a la planta solamente operando con 2 TG y 2 HRSG, donde ciertamente, la demanda de vapor a proceso se genera en los recuperadores de calor. Sin embargo, bajo esta configuración sería difícil absorber las variaciones de carga del vapor a proceso. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.3.

**TABLA 3.3 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 2, 2TG Y 2 HRSG ; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 2 2TG y 2 HRSG	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>377.9</b>	<b>375.9</b>	<b>263.0</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>90.6</b>	<b>90.5</b>	<b>92.7</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>29.9</b>	<b>29.9</b>	<b>23.7</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>12,029</b>	<b>12,046</b>	<b>15,203</b>
CVG [USD/MWh]	<b>42.03</b>	<b>42.03</b>	<b>51.83</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>634.9</b>	<b>633.3</b>	<b>797.4</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>107.3</b>	<b>107.2</b>	<b>105.1</b>

### **3.3. Alternativa 2: 4 TG, 4 HRSG y 2 TV**

Esta alternativa plantea el uso de 4 turbinas de gas con sus respectivas calderas de recuperación acopladas a 2 turbinas de vapor a condensación con torre de enfriamiento. Debido al mayor número de turbinas de gas, se puede prescindir de las calderas auxiliares de la alternativa anterior.

Las condiciones de esta alternativa normalmente operando son 4 turbinas de gas, 4 recuperadores de calor y 2 turbinas de vapor; sin incluir fuego suplementario el cual se utiliza para las opciones de mantenimiento y falla de alguna de las turbinas de gas.

Esta alternativa, al igual que la anterior está diseñada para los 3 principales fabricantes de turbinas, Mitsubishi, Siemens y General Electric. Siendo Mitsubishi con su turbina 501 G, el que mejor desempeño muestra, nuevamente. En esta alternativa Mitsubishi se presenta con una generación de 863 MW netos, esto hace que presente el costo específico por kilowatt más bajo, además, tiene la mejor eficiencia eléctrica; adicionalmente también se obtiene el menor costo variable de generación y menores emisiones contaminantes.

En la figura 3.5 se muestra el esquema de la alternativa normalmente operando, 4 TG, 4HRSG y 2TV. Además se observa la línea de vapor a proceso, la línea que sigue la temperatura dentro del HRSG, el consumo de combustible, la torre de enfriamiento y demás datos esenciales.

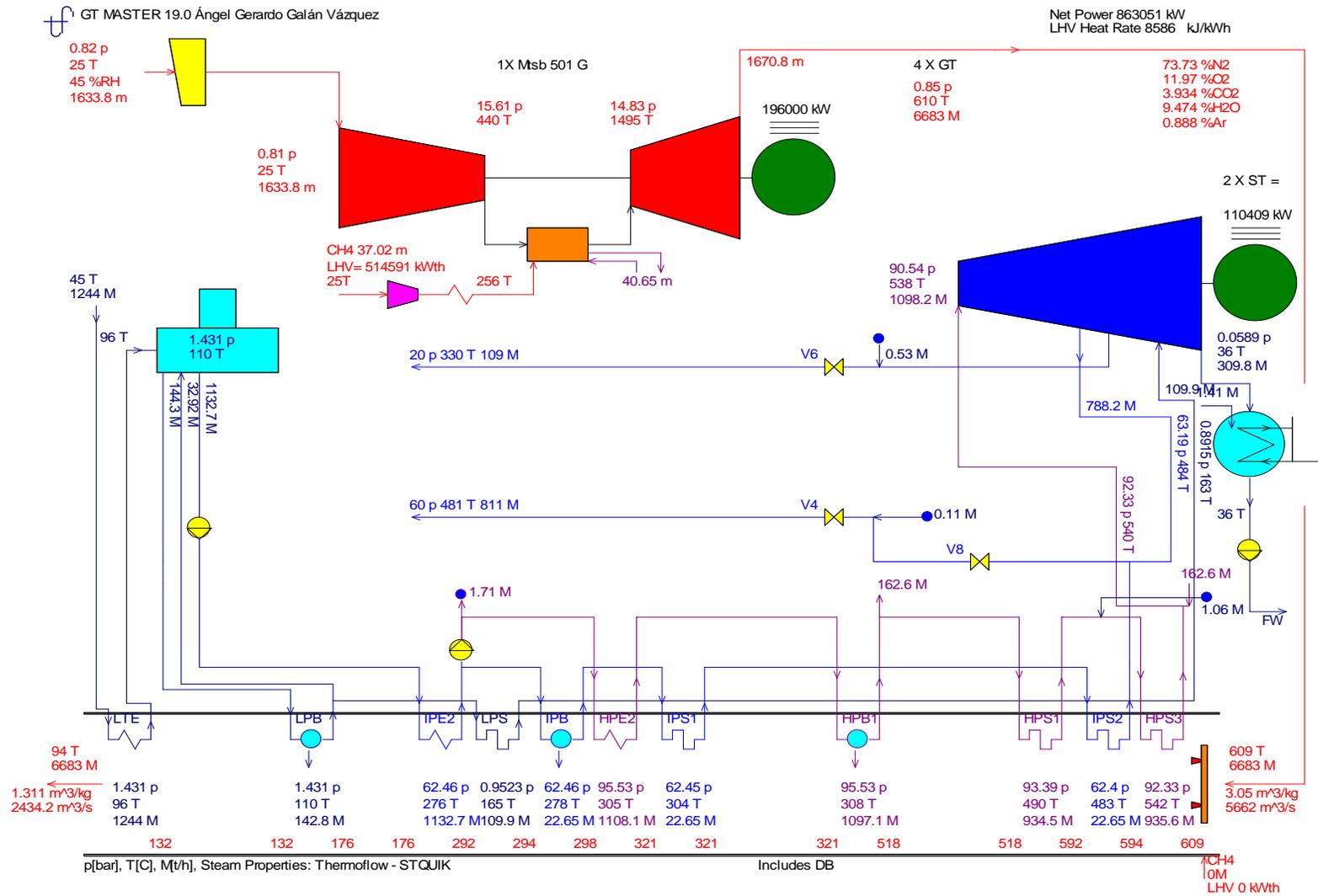


Figura 3.5. Esquema de flujos de alternativa 2. 4TG, 4 HRSR y 2 TV  
[Thermoflow, GT PRO]

En la tabla 3.4 se presentan los principales parámetros técnicos y económicos-financieros de esta alternativa operada con los 3 diferentes fabricantes de turbinas.

**TABLA 3.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE ALTERNATIVA 4TG, 4 HRSG, 2TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ALTERNATIVA 2 4 TG, 4 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>863</b>	<b>856.5</b>	<b>589.7</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>81.3</b>	<b>80.9</b>	<b>87.3</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>42.0</b>	<b>41.6</b>	<b>37.1</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>8,586</b>	<b>8,652</b>	<b>9,714</b>
BEEP* [USD/MWh]	<b>57.2</b>	<b>57.7</b>	<b>56.8</b>
Inversión [MMUSD]	<b>808.47</b>	<b>819.47</b>	<b>630.14</b>
Costo específico [USD/kW]	<b>936.01</b>	<b>956.72</b>	<b>1,068.58</b>
CVG [USD/MWh]	<b>39.46</b>	<b>39.77</b>	<b>40.61</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>453.8</b>	<b>456.0</b>	<b>512.0</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>148.1</b>	<b>148.1</b>	<b>129.5</b>
Precio combustible [USD/GJ]	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>
Precio vapor [USD/GJ]	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>

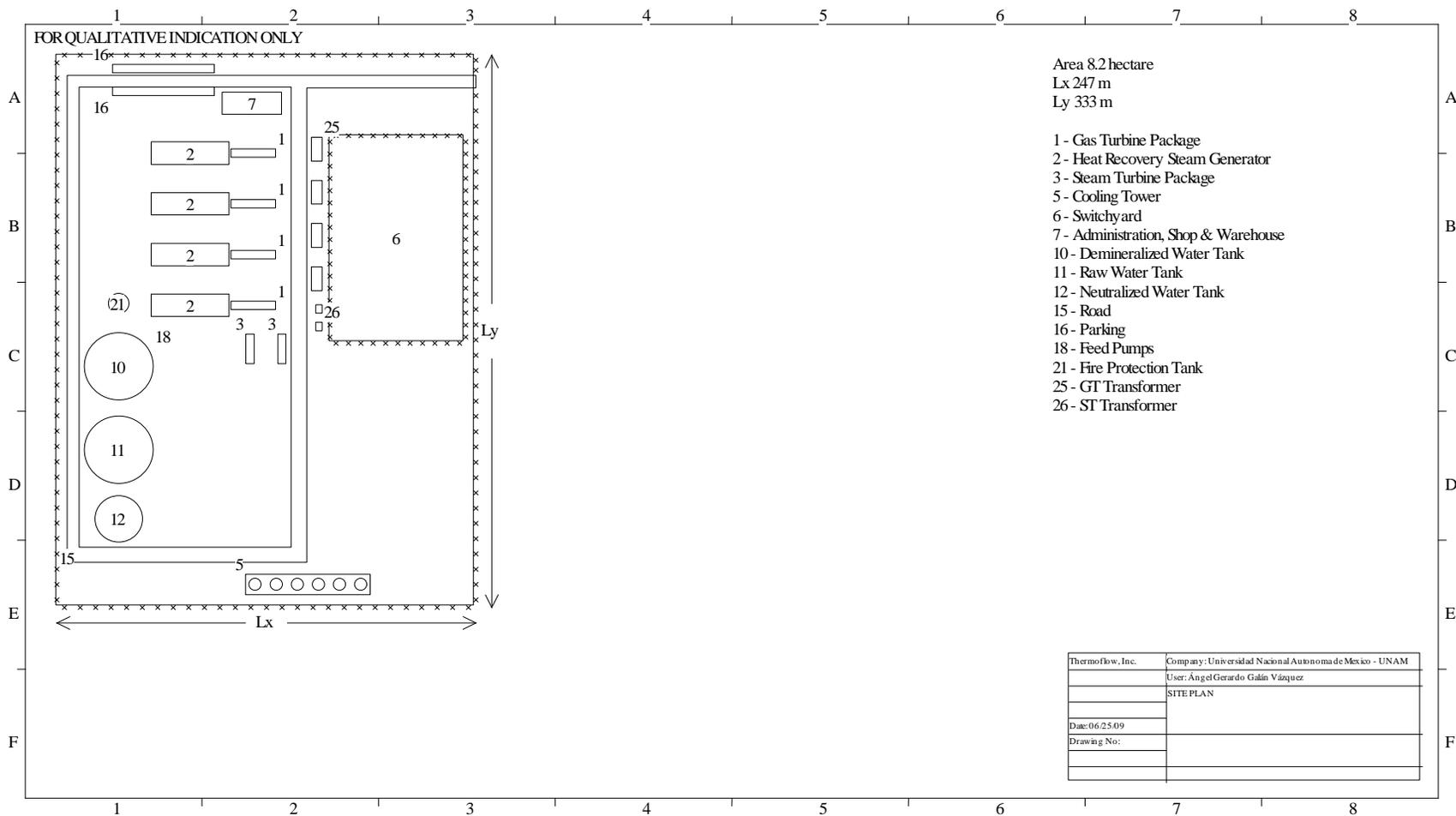
\*BEEP = Break Even Electricity Price

En esta alternativa ya no son necesarias las calderas de emergencia (de arranque rápido), las cuales se encargaban de mantener constante el despacho de vapor a proceso, siendo necesarias cuando dos o más turbinas de gas estaban fuera de servicio. En este caso, el tener 4 turbinas de gas y 4 recuperadores de calor, permiten mantener el vapor a proceso, teniendo un margen de flexibilidad de hasta 2 turbinas de gas y una turbina de vapor fuera de servicio, desde luego 2 recuperadores de calor sin operación. Entonces, es posible mantener el despacho de vapor a proceso solo con 2 turbinas de gas, 2 recuperadores de calor y una turbina de vapor; para este caso, se recurre a fuego suplementario, el cual aumenta la producción de vapor en los recuperadores de calor, obteniendo en algunos casos parte del vapor de media presión de un domo del recuperador.

En la figura 3.6 se muestra la distribución en planta (2 dimensiones) de la ubicación de los equipos de la alternativa de cogeneración en ciclo combinado de 4 TG, 4 HRSG y 2 TV.

Mientras que en las figuras 3.7 y 3.8 se muestran el mismo esquema, a diferencia del anterior, éstas se encuentran en tres planos (3 dimensiones).

Las figuras que se muestran, todas corresponden a la alternativa trabajada con el fabricante de turbinas, Mitsubishi, con su turbina 501G. Sin embargo, la ubicación de los equipos, componentes de cada ciclo, no se ve alterada si se modifica el fabricante de turbina de gas.



PEACE/GT PRO 19.0 Ángel Gerardo Galán Vázquez

Figura 3.6 Distribución en planta de equipos componentes de la alternativa 2, 4 TG, 4 HRSG y 2 TV  
[Thermoflow, PEACE GT PRO]

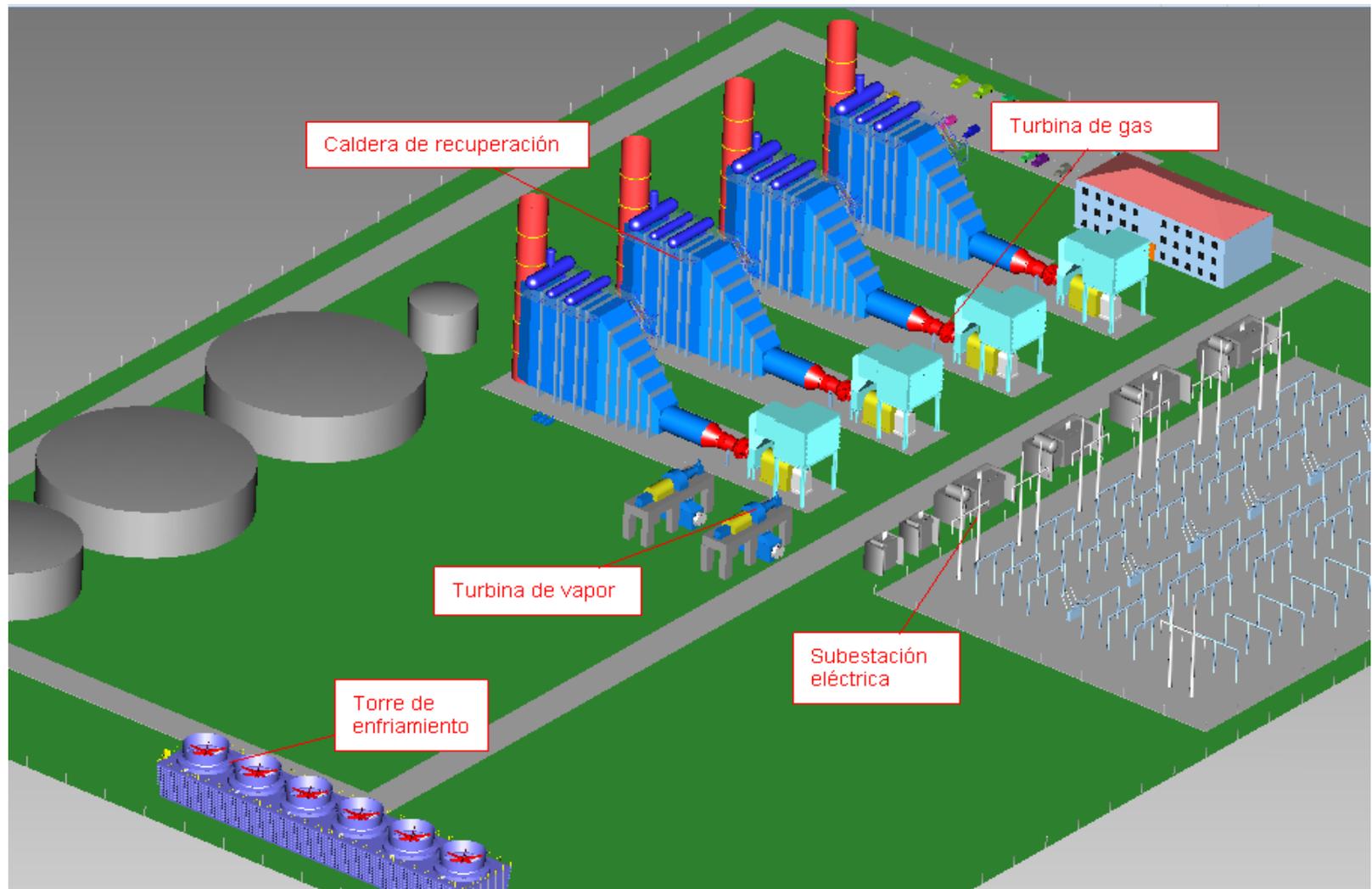


Figura 3.7 Distribución en 3 dimensiones de equipos componentes de la alternativa 4 TG,4 HRSG y 2 TV .  
[Thermoflow, PEACE GT PRO]

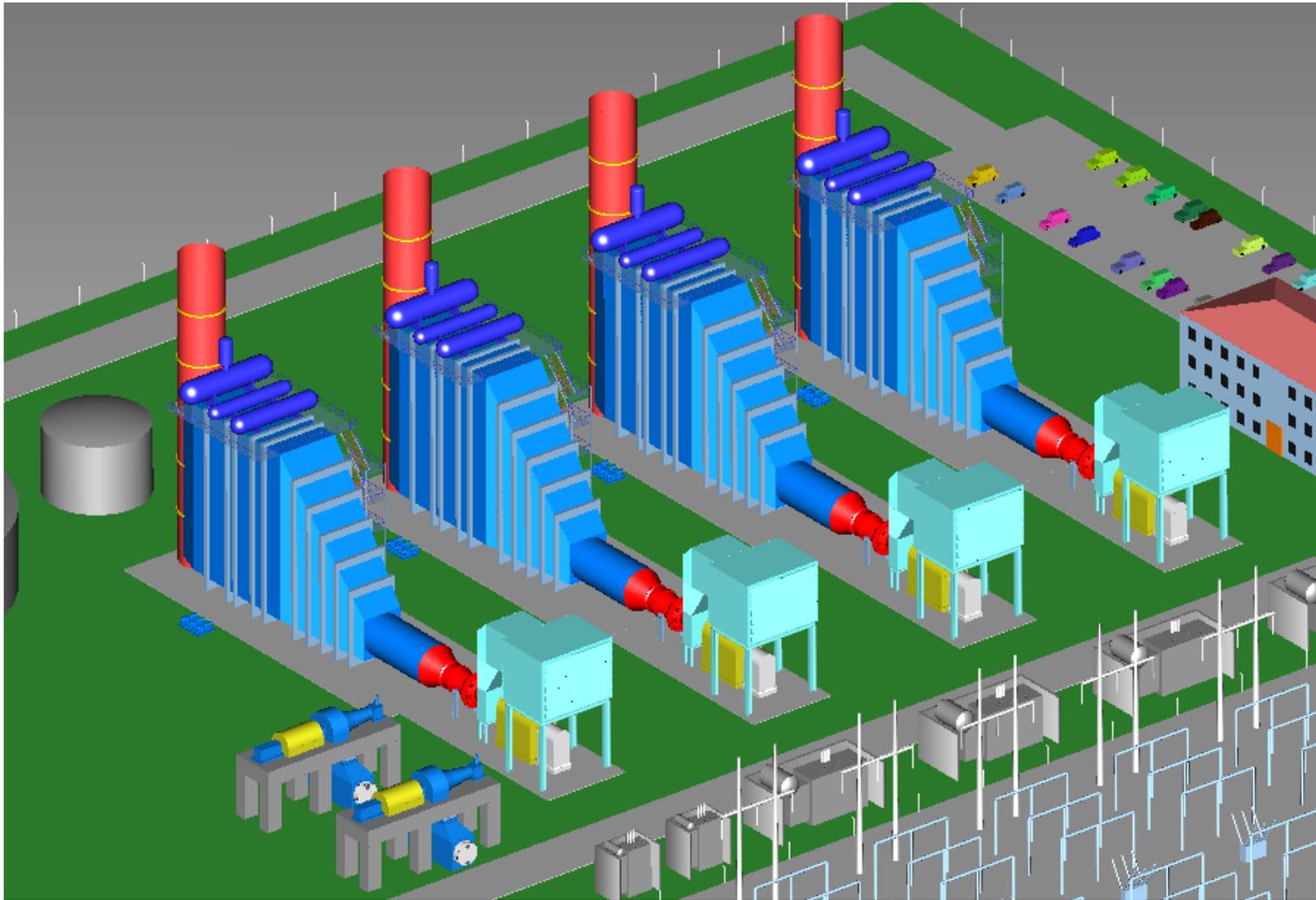


Figura 3.8 Distribución en 3 dimensiones de las turbinas de gas, recuperadores de calor y turbinas de vapor; de la alternativa 2.  
[ThermoFlow, PEACE GT PRO]

### 3.3.1. Simulación de operación de alternativa 2 en GT Master

Una vez obtenido el modelo base de la alternativa 2, (4 TG, 4 HRSG y 2 TV) incluyendo los diferentes fabricantes; se realizó una simulación de la planta en diferentes condiciones de operación.

La planta se simuló en 4 escenarios distintos;

- Escenario 1 (3TG, 3 HRSG y 2 TV)

en este escenario se simuló la planta eliminando una turbina de gas, suponiendo que ésta estuviese en mantenimiento o se encuentre fuera de servicio debido a una falla. Una vez estando la turbina de gas fuera de servicio, mantener el despacho de vapor constante conlleva un aumento en la generación de vapor en los equipos HRSG, lo cual precisa quemar mayor cantidad de combustible en forma de fuego suplementario. En la tabla 3.5 se muestra el detalle de los principales parámetros de desempeño obtenidos bajo este escenario de las alternativas desarrolladas con los diferentes fabricantes.

**TABLA 3.5 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 1, 3TG, 3 HRSG y 2 TV ; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 1 3TG, 3 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>667.5</b>	<b>640.1</b>	<b>551.2</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>84.3</b>	<b>82.9</b>	<b>87.5</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>38.1</b>	<b>36.6</b>	<b>30.7</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>9,458</b>	<b>9,832</b>	<b>11,710</b>
CVG [USD/MWh]	<b>44.93</b>	<b>46.50</b>	<b>52.77</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>499.1</b>	<b>515.1</b>	<b>614.5</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>156.4</b>	<b>155.2</b>	<b>143.6</b>

- Escenario 2 (3 TG, 3 HRSG Y 1 TV):

El escenario 2 es una variante del escenario 1, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre una TV fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 3 TG, 3 HRSG y 1 TV, donde, al igual que en el escenario 1, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.6.

**TABLA 3.6 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 2, 3TG, 3 HRSG y 1 TV ; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 2 3TG, 3 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>614.9</b>	<b>609.8</b>	<b>417.7</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>85.4</b>	<b>85.1</b>	<b>90.0</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>36.9</b>	<b>36.6</b>	<b>30.6</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>9,765</b>	<b>9,844</b>	<b>11,749</b>
CVG [USD/MWh]	<b>42.78</b>	<b>43.11</b>	<b>49.27</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>514.3</b>	<b>516.4</b>	<b>616.4</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>137.9</b>	<b>137.7</b>	<b>130.0</b>

- Escenario 3 (2 TG, 2 HRSG Y 2 TV):

El escenario 3 es una variante del escenario 1, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre otra TG fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 2 TG, 2 HRSG y 2 TV, donde, al igual que en el escenario 1, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.7.

**TABLA 3.7 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 3, 2TG, 2 HRSG y 2 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 3 2TG, 2 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>472.2</b>	<b>449.1</b>	<b>317.3</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>86.3</b>	<b>84.0</b>	<b>86.7</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>31.8</b>	<b>30.0</b>	<b>24.4</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>11,326</b>	<b>12,029</b>	<b>14,741</b>
CVG [USD/MWh]	<b>50.11</b>	<b>53.73</b>	<b>62.65</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>594.6</b>	<b>625.4</b>	<b>768.4</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>139.8</b>	<b>141.7</b>	<b>132.3</b>

- Escenario 4 (2 TG, 2 HRSG Y 1 TV):

El escenario 4 es una variante del escenario 3, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre otra TV fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 2 TG, 2 HRSG y 1 TV, donde, al igual que en los escenarios anteriores, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Sin embargo, bajo esta configuración es muy difícil absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.8.

**TABLA 3.8 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 4, 2TG, 2 HRSG y 1 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 4 2TG, 2 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501G [264.57 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>412.2</b>	<b>419.4</b>	<b>283.3</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>88.5</b>	<b>87.3</b>	<b>91.4</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>29.9</b>	<b>29.8</b>	<b>23.7</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>12,052</b>	<b>12,087</b>	<b>15,192</b>
CVG [USD/MWh]	<b>48.90</b>	<b>50.25</b>	<b>58.27</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>630.2</b>	<b>630.0</b>	<b>791.4</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>124.9</b>	<b>128.6</b>	<b>117.3</b>

### **3.4. Alternativa 3: 5 TG , 5 HRSG y 2 TV**

Esta alternativa plantea el uso de 5 turbinas de gas con sus respectivas calderas de recuperación acopladas a 2 turbinas de vapor a condensación con torre de enfriamiento. Debido al mayor número de turbinas de gas, esta alternativa presenta mayor flexibilidad y confiabilidad en la producción de vapor para proceso.

Normalmente operando, se plantea con 5 turbinas de gas, 5 recuperadores de calor y 2 turbinas de vapor; sin incluir fuego suplementario, el cual se requiere al tener equipos fuera de servicio.

Esta alternativa, al igual que la anterior está diseñada para los 3 principales fabricantes de turbinas, Mitsubishi, Siemens y General Electric. Siendo Mitsubishi con su turbina 501 F, el que mejor desempeño muestra, nuevamente. En esta alternativa Mitsubishi se presenta con una generación de 777 MW netos, además de tener la menor inversión inicial de 776.77 MMUSD; esto hace que presente el costo específico por kilowatt más bajo, 1000USD/kW, además, tiene la mejor eficiencia eléctrica; adicionalmente también se obtiene el menor costo variable de generación y menor costo nivelado de generación.

En la figura 3.9 se muestra el esquema de la alternativa normalmente operando, 5 TG, 5HRSG y 2TV. Además se observa la línea de vapor a proceso, la línea que sigue la temperatura dentro del HRSG, el consumo de combustible, la torre de enfriamiento y demás datos esenciales.

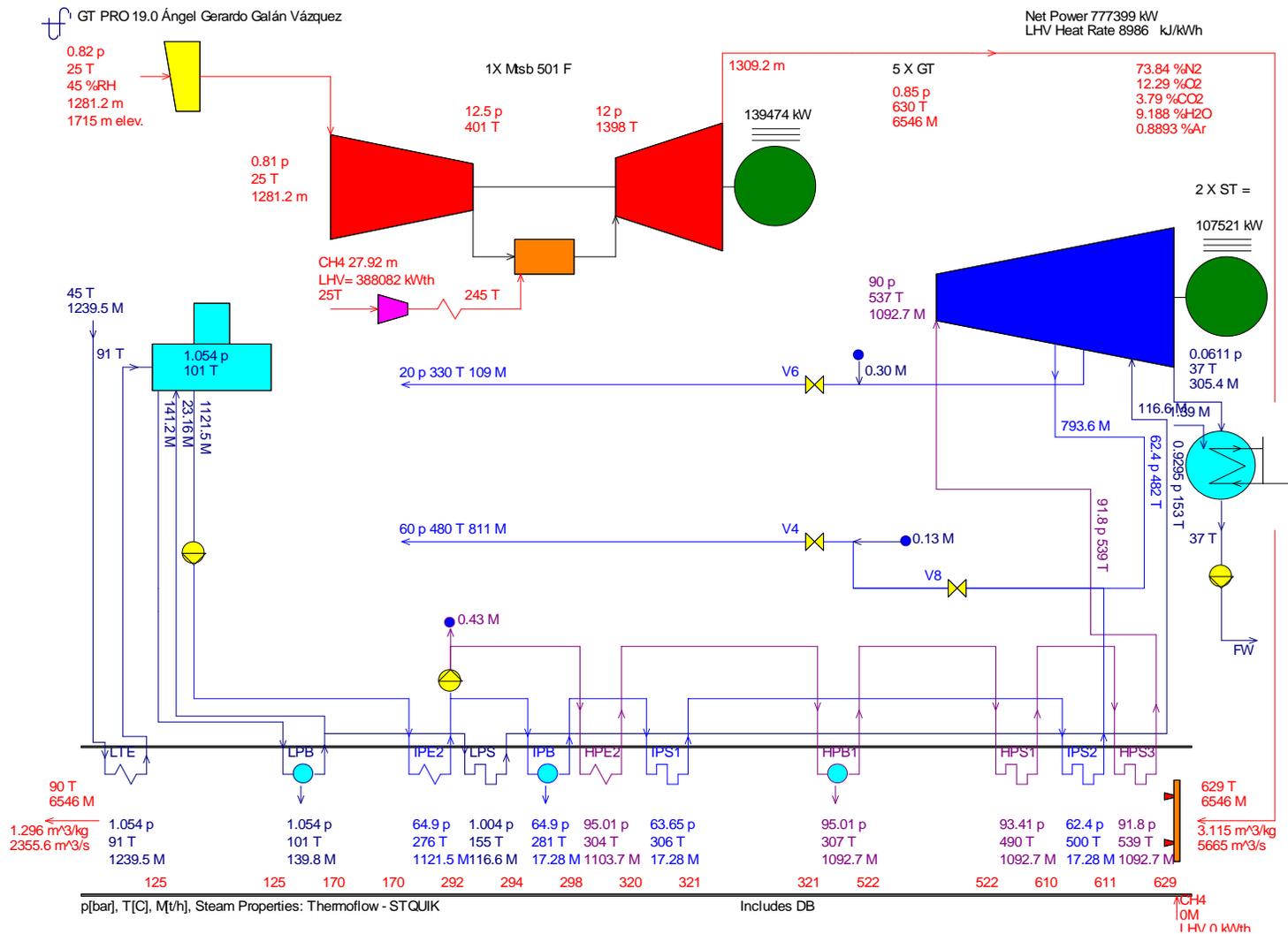


Figura 3.9. Esquema de flujos de alternativa 3. 5TG, 5 HRSG y 2 TV  
[Thermoflow, GT PRO]

En la tabla 3.9 se presentan los principales parámetros técnicos y económicos-financieros de esta alternativa operada con los 3 diferentes fabricantes de turbinas.

**TABLA 3.9 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE ALTERNATIVA 5TG, 5 HRSG, 2TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ALTERNATIVA 3 5 TG, 5 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>776.4</b>	<b>815.7</b>	<b>759.6</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>81.7</b>	<b>80.0</b>	<b>82.5</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>40.0</b>	<b>40.1</b>	<b>39.9</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>8,993</b>	<b>8,971</b>	<b>9,015</b>
BEEP* [USD/MWh]	<b>58.4</b>	<b>59.9</b>	<b>58.9</b>
Inversión [MMUSD]	<b>776.77</b>	<b>838.02</b>	<b>789.81</b>
Costo específico [USD/kW]	<b>999.99</b>	<b>1,072.32</b>	<b>1,039.80</b>
CVG [USD/MWh]	<b>39.74</b>	<b>40.90</b>	<b>39.27</b>
Emissiones CO2 [kg/MWh]	<b>476.1</b>	<b>473.9</b>	<b>475.7</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>139.6</b>	<b>146.2</b>	<b>136.8</b>
Precio combustible [USD/GJ]	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>	<b>7.5</b>
Precio vapor [USD/GJ]	<b>7</b>	<b>7</b>	<b>7</b>

\*BEEP = Break Even Electricity Price

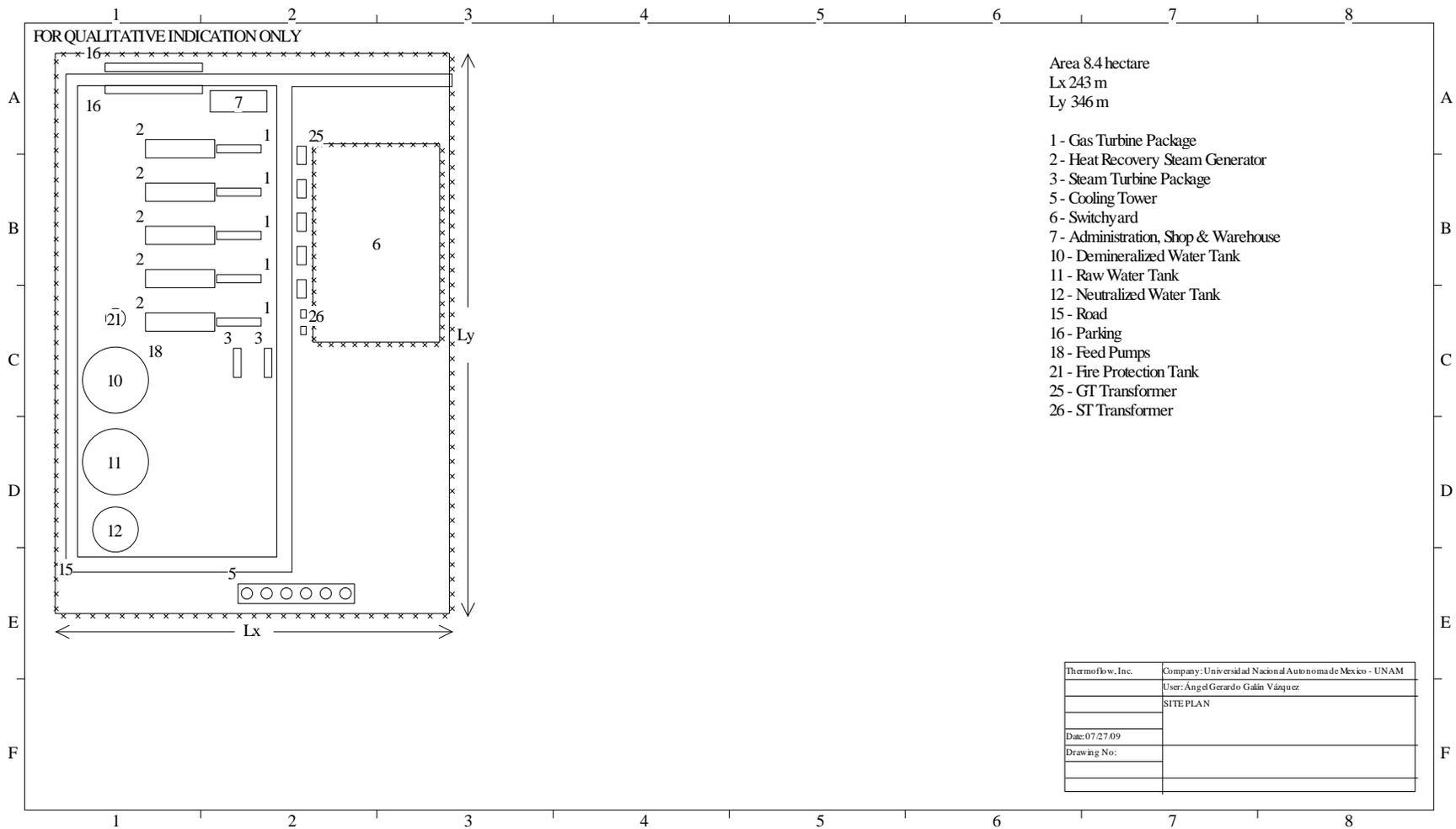
De acuerdo con los diferentes fabricantes de turbinas de gas, una TG se encuentra en operación 8100 horas al año, esto es debido a los periodos de mantenimiento y posible falla que se llegaran a presentar a lo largo del periodo; por lo tanto, la TG se encuentra con un 8% del tiempo de operación fuera de servicio; esto hace que al tener mayor número de unidades, el porcentaje de unidades fuera de servicio se disminuya, aumentando la confiabilidad para satisfacer la demanda de vapor a proceso. Por lo tanto, a mayor cantidad de turbinas de gas se tiene mayor confiabilidad en el despacho de vapor a proceso.

Al contar con 5 turbinas de gas y 5 recuperadores de calor, se permite mantener el vapor a proceso, teniendo un margen de flexibilidad de hasta de 2 turbinas de gas, 2 recuperadores de calor y una turbinas de vapor, para el caso de General Electric se tiene que usar 2 turbinas de vapor. De este modo, es posible mantener el despacho de vapor a proceso con únicamente con estos componentes, para este caso, se recurre a fuego suplementario, el cual aumenta la producción de vapor en los recuperadores de calor, obteniendo en algunos casos parte del vapor de media presión de un domo del recuperador.

En la figura 3.10 se muestra la distribución en planta (2 dimensiones) de la ubicación de los equipos de la alternativa de cogeneración en ciclo combinado de 5TG, 5 HRSG y 2 TV.

Mientras que en las figuras 3.11 y 3.12 se muestran el mismo esquema, a diferencia del anterior, éstas se encuentran en los tres planos (3 dimensiones).

Las figuras que se muestran, todas corresponden a la alternativa trabajada con el fabricante de turbinas, Mitsubishi, con su turbina 501F con una potencia nominal de 188.29 MW. Sin embargo, la ubicación de los equipos, componentes de cada ciclo, no se ve alterada si se modifica el fabricante de turbina de gas.



† PEACE/GT PRO 19.0 Ángel Gerardo Galán Vázquez

Figura 3.10 Distribución en planta de equipos componentes de la alternativa 3, 5 TG, 5 HRSRG y 2 TV  
[Thermoflow, PEACE GT PRO]

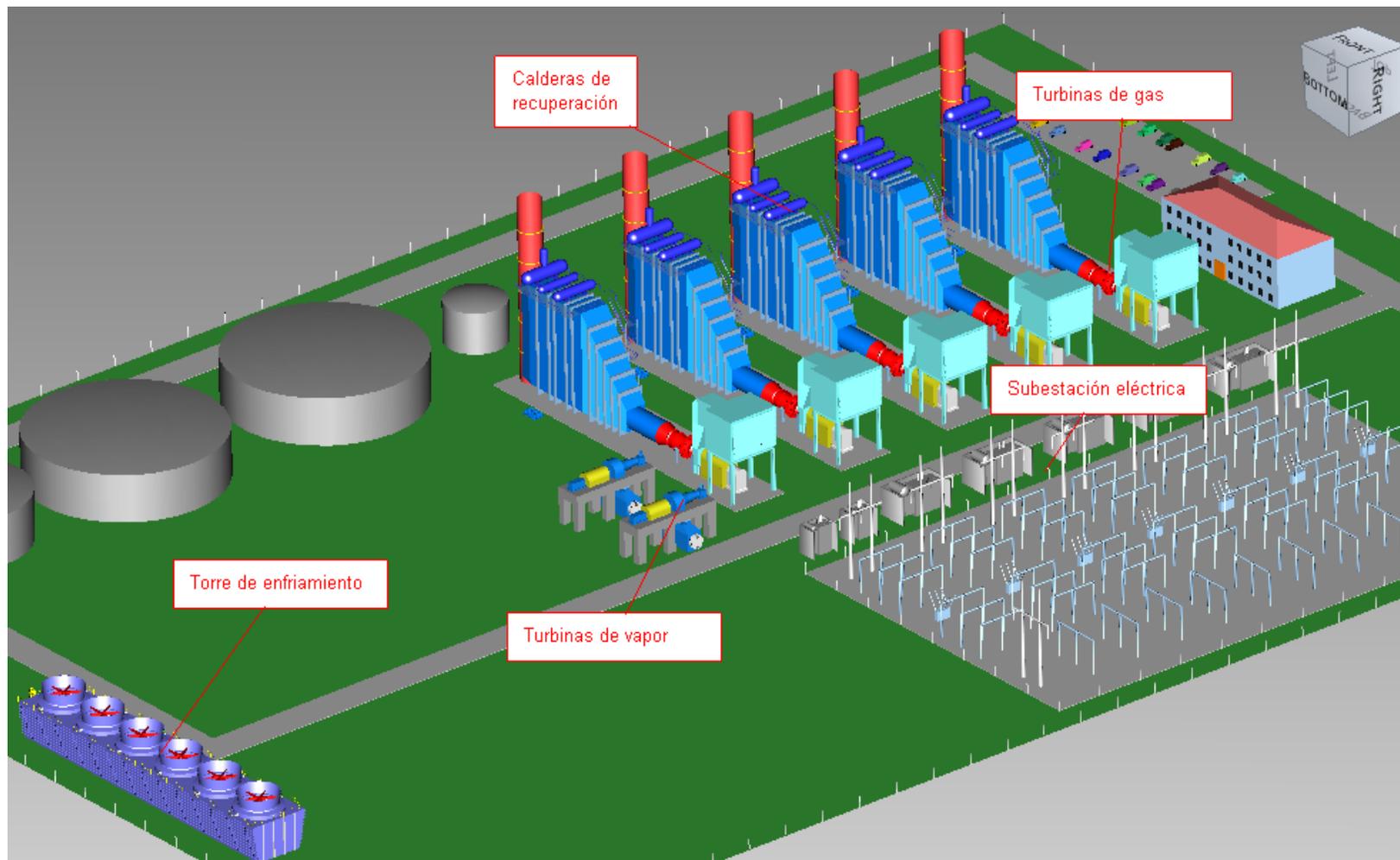


Figura 3.11 Distribución en 3 dimensiones de equipos componentes de la alternativa 5 TG, 5 HRS y 2 TV.  
[Therflow, PEACE GT PRO]

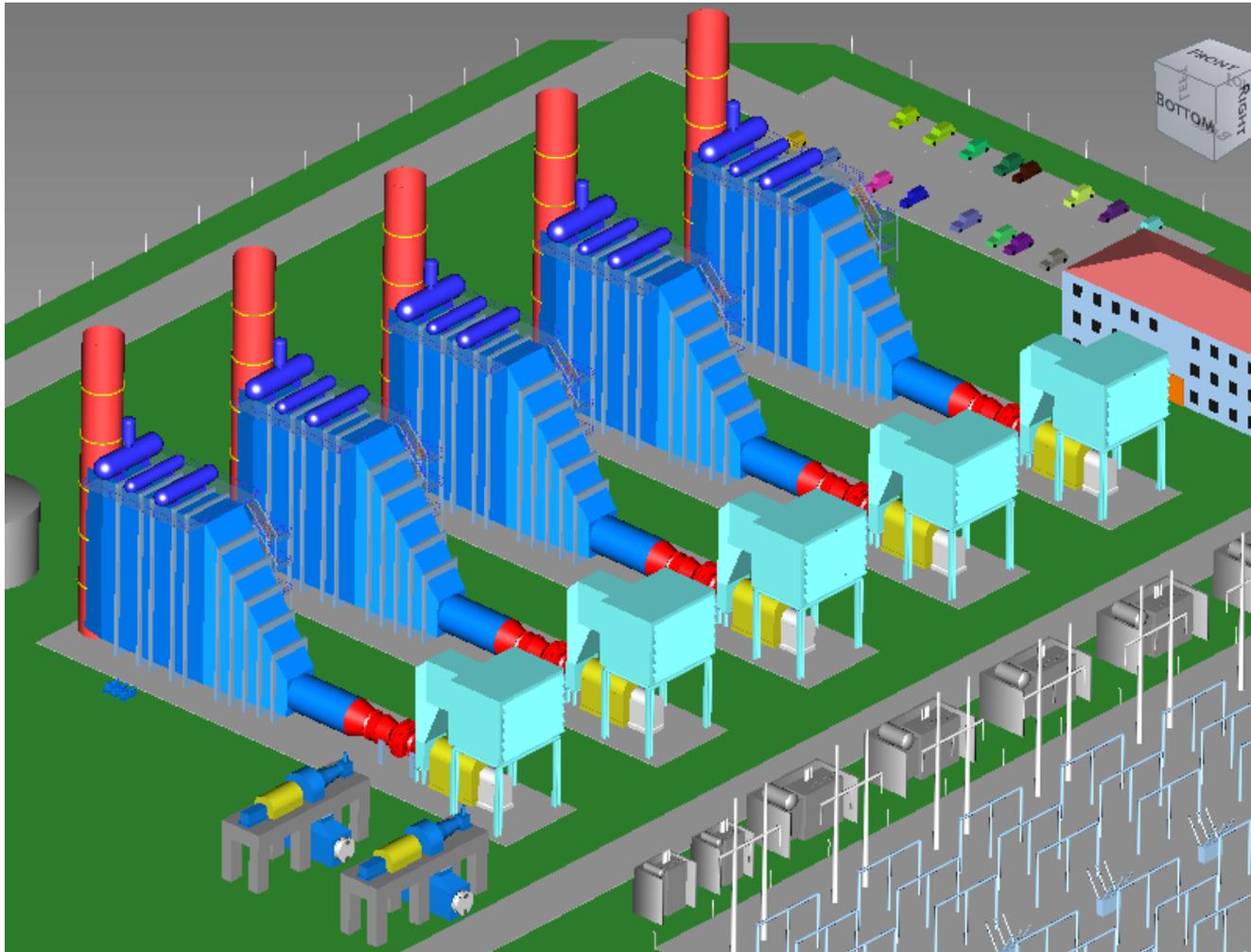


Figura 3.12 Distribución en 3 dimensiones de las turbinas de gas, recuperadores de calor y turbinas de vapor; de la alternativa 3.  
[Thermoflow, PEACE GT PRO]

### 3.4.1. Simulación de operación de alternativa 3 en GT Master

Una vez obtenido el modelo base de la alternativa 3, (5 TG, 5 HRSG y 2 TV) incluyendo los diferentes fabricantes; se realizó una simulación de la planta en diferentes condiciones de operación.

La planta se simuló en 5 escenarios distintos;

- Escenario 1 (4TG, 4 HRSG y 2 TV)

en este escenario se simuló la planta eliminando una turbina de gas, suponiendo que ésta estuviese en mantenimiento o se encuentre fuera de servicio debido a una falla. Una vez estando la turbina de gas fuera de servicio, mantener el despacho de vapor constante conlleva un aumento en la generación de vapor en los equipos HRSG, lo cual precisa quemar mayor cantidad de combustible en forma de fuego suplementario. En la tabla 3.10 se muestra el detalle de los principales parámetros de desempeño obtenidos bajo este escenario de las alternativas desarrolladas con los diferentes fabricantes.

TABLA 3.10 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 1, 4TG, 4 HRSG y 2 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.

ESCENARIO 1 4TG, 4 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>550.3</b>	<b>663.4</b>	<b>622.8</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>87.4</b>	<b>82.8</b>	<b>84.9</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>35.5</b>	<b>37.3</b>	<b>36.9</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>10,156</b>	<b>9,653</b>	<b>9,745</b>
CVG [USD/MWh]	<b>48.63</b>	<b>46.60</b>	<b>46.36</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>535.7</b>	<b>509.0</b>	<b>513.4</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>158.6</b>	<b>160.9</b>	<b>156.8</b>

- Escenario 2 (4 TG, 4 HRSG Y 1 TV):

El escenario 2 es una variante del escenario 1, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre una TV fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 4 TG, 4 HRSG y 1 TV, donde, al igual que en el escenario 1, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.11.

TABLA 3.11 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 2, 4 TG, 4 HRSG y 1 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.

ESCENARIO 2 4TG, 4 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>636.5</b>	<b>622.3</b>	<b>572.4</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>84.3</b>	<b>83.4</b>	<b>85.9</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>37.1</b>	<b>36.3</b>	<b>35.6</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>9,701</b>	<b>9,930</b>	<b>10,120</b>
CVG [USD/MWh]	<b>40.86</b>	<b>44.60</b>	<b>43.57</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>512.7</b>	<b>522.8</b>	<b>531.8</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>130.8</b>	<b>142.9</b>	<b>134.6</b>

- Escenario 3 (3 TG, 3 HRSG Y 2 TV):

El escenario 3 es una variante del escenario 1, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre otra TG fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 3 TG, 3 HRSG y 2 TV, donde, al igual que en el escenario 1, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.12.

**TABLA 3.12 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 3, 3TG, 3 HRSG y 2 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 3 3TG, 3 HRSG y 2 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>550.3</b>	<b>512.9</b>	<b>480.1</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>87.4</b>	<b>85.9</b>	<b>84.6</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>35.5</b>	<b>33.3</b>	<b>31.6</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>10,156</b>	<b>10,797</b>	<b>11,439</b>
CVG [USD/MWh]	<b>47.44</b>	<b>51.33</b>	<b>56.00</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>595.2</b>	<b>567.7</b>	<b>600.5</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>152.0</b>	<b>156.6</b>	<b>165.1</b>

- Escenario 4 (3 TG, 3 HRSG Y 1 TV):

El escenario 4 es una variante del escenario 3, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre una TV fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 3 TG, 3 HRSG y 1 TV, donde, al igual que en los escenarios anteriores, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.13.

**TABLA 3.13 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 4, 3TG, 3 HRSG y 1 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.**

ESCENARIO 4 3TG, 3 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>450.3</b>	<b>471.4</b>	<b>438.9</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>89.6</b>	<b>86.5</b>	<b>87.6</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>31.0</b>	<b>31.8</b>	<b>30.8</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>11,610</b>	<b>11,316</b>	<b>11,694</b>
CVG [USD/MWh]	<b>51.10</b>	<b>51.15</b>	<b>52.67</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>610.5</b>	<b>592.8</b>	<b>611.2</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>138.8</b>	<b>144.3</b>	<b>143.5</b>

5. Escenario 5 (2 TG, 2 HRSG Y 1 TV):

El escenario 5 es una variante del escenario 4, y es cuando por algún motivo, falla o mantenimiento, se encuentre otra TG fuera de servicio. En este escenario se tiene a la planta operando con 2 TG, 2 HRSG y 1 TV, donde, al igual que en los escenarios anteriores, es necesario utilizar fuego suplementario para generar la cantidad de vapor de proceso. Bajo esta configuración se puede absorber las variaciones de carga del vapor a proceso, aumentando o disminuyéndola cantidad de fuego suplementario en los recuperadores de calor. Para el fabricante General Electric, este escenario se refleja operando 2 TV, en lugar de una TV, como se simuló con los demás fabricantes. Los principales parámetros de desempeño de los diferentes fabricantes en esta alternativa se encuentran en la tabla 3.14.

TABLA 3.13 PARÁMETROS DE DESEMPEÑOS OBTENIDOS EN EL ESCENARIO 5, 2TG, 2 HRSG y 1 TV; CON DIFERENTES FABRICANTES DE TURBINAS.

ESCENARIO 5 2TG, 2 HRSG y 1 TV	Mitsubishi 501F [188.29 MW]	Siemens SGT6-6000G [266.3 MW]	General Electric 7251FB* [186.6 MW]
Potencia neta [MW]	<b>283.0</b>	<b>320.8</b>	<b>341.8</b>
Eficiencia CHP [%]	<b>91.7</b>	<b>88.2</b>	<b>85.1</b>
Eficiencia eléctrica [%]	<b>23.8</b>	<b>25.0</b>	<b>25.3</b>
Régimen térmico LHV [kJ/kWh]	<b>15,113</b>	<b>14,387</b>	<b>14,246</b>
CVG [USD/MWh]	<b>56.90</b>	<b>58.81</b>	<b>63.07</b>
Emisiones CO2 [kg/MWh]	<b>783.9</b>	<b>746.3</b>	<b>740.7</b>
Consumo de combustible [t/h]	<b>115.1</b>	<b>126.0</b>	<b>139.9</b>

\*General Electric se muestra trabajando con 2 TG, 2 HRSG y 2 TV

#### 4. CONCLUSIONES

La alternativa 1 con 3 turbinas de gas, 3 recuperadores de calor y 2 turbinas de vapor presentó su mejor desempeño con la turbina Mitsubishi 501G entregando siempre mayor potencia neta que los otros dos fabricantes, con 613.3 MW.

A pesar de que con la GE 7251FB se obtuvo una mejor eficiencia combinada, la eficiencia eléctrica de la Mitsubishi siempre fue mayor con 38%. En cuanto a la inversión, instalar turbinas GE resulta ser más económico ya que instalar turbinas Mitsubishi resultó en una inversión de 695.01 MMUS\$, a pesar de esto, con la 501 G de Mitsubishi se obtuvo un menor BEEP, de 56.7 US\$/MWh y menor CVg a 38.9 US\$/MWh.

Esta alternativa resulta ser la que menor inversión requiere, pero no resulta ser la opción más rentable para instalar debido a que parte de la inversión se utiliza en la instalación de las dos calderas de emergencia, cosa que en las demás alternativas se puede absorber debido al mayor número de turbinas de gas. Sin embargo, este concepto de central podría llegar a ser conveniente en una refinería ya existente, esto debido a que las calderas de emergencia consideradas en esta alternativa podrían ser sustituidas por las calderas ya instaladas dentro de la propia refinería, que es el caso de Salamanca.

Cabe destacar que el fabricante seleccionado como el que otorgó mejor rendimiento emite menos cantidad de dióxido de carbono, dañino al ambiente.

En la alternativa 2, que se presenta con una configuración de 4 turbinas de gas, 4 recuperadores de calor y 2 turbinas de vapor, se muestra que tiene un mejor rendimiento a la alternativa una, pudiendo absorber en la mayoría de los casos, las variaciones en su operación, manteniendo constante el despacho de vapor a proceso. Para los casos en el que se encuentra fuera de servicio alguna turbina de gas o vapor, se requiere utilizar quemadores suplementarios; en la medida en que sea necesario será requerido un aumento en el consumo de combustible.

De los diferentes fabricantes con los que se presentan las alternativas, Mitsubishi presenta el mejor comportamiento con esta configuración (4 TG, 4 HRSG, 2 TV), trabajando con la turbina 501 G, con una capacidad nominal de 264.57 MW. Al trabajar con la turbina 501G de Mitsubishi, se obtiene una potencia neta de 863.7 MW, mayor que con los demás fabricantes. Además, presenta una mejor eficiencia eléctrica, 42 %, un costo específico inferior a los demás, 936.01 USD/kW. El costo variable de generación que presenta este fabricante es el menor de esta alternativa, 39.46 USD /MWh. Sin dejar a un lado la parte ambiental, las emisiones de CO<sub>2</sub> presentadas se encuentran por debajo a los demás fabricantes, 453.8 kg / MWh.

Dejando en claro, para esta alternativa, el fabricante que mejor desempeño, técnico y económico-financiero presentó, ha sido Mitsubishi utilizando la tecnología G con su turbina 501 G.

En cuanto a la alternativa 3, con una configuración de 5 turbinas de gas, 5 recuperadores de calor y 2 turbinas de vapor, se observa que existen variaciones significantes entre los distintos fabricantes, lo cual hace estar en desconcierto sobre la decisión del mejor fabricante; ya que Siemens presenta una mayor generación neta de electricidad, mayor eficiencia eléctrica y menores emisiones contaminantes; pero a su vez presenta el mayor precio de equilibrio de venta de electricidad (costo nivelado de generación), lo cual resta expectativas al proyecto. La segunda mejor opción y que se presenta tentativa para esta alternativa es, Mitsubishi con una turbina más pequeña a la que se presentó en las alternativas anteriores, la 501 F, con una potencia neta de 188.29 MW. Al trabajar esta alternativa con Mitsubishi se tiene el menor precio de equilibrio de venta de electricidad, además de poseer la menor inversión y el más bajo costo específico también. Sin dejar a un lado a General Electric, este fabricante se defiende con un menor costo variable de generación, 39.27 USD / MWh.

Después de analizar todas las alternativas, la que mejor desempeño presenta es la número 2 (4TG,4HRSG,2TV). De todas las alternativas y de todos los fabricantes, Mitsubishi con la turbina 501 G en una configuración 4 X 2 (TG X TV), presenta el menor costo específico, 936.01 USD / kW. Esto conlleva, que tiene la mayor generación neta de electricidad,

863.7 MW, lo cual representa a Comisión Federal de Electricidad la mayor oferta de generar electricidad a precio muy bajo, ya que también, el costo variable de generación obtenido es de 39.46 USD / MWh, el cual se encuentra por debajo de cualquier central de ciclo combinado convencional existente en México. Esta alternativa también presenta la mayor eficiencia eléctrica a comparación de todas y de todos los fabricantes, con un 42 % y un régimen térmico de 8,586 kJ / kWh. La eficiencia combinada de cogeneración (CHP) se encuentra en niveles altos, 81.3 %, obteniendo en la simulación que al ir retirando turbinas de gas o de vapor, la eficiencia combinada de cogeneración aumenta llegando a una valor de 88.5% estando en operación 2 Turbinas de gas con una turbina de vapor. El optar por esta configuración implica tener un margen de confiabilidad suficientemente amplio, pudiendo operar solamente con 2 turbinas de gas y una turbina de vapor, lo cual representa un margen de operación o falla de la mitad de la configuración (2TG y 1 TV).

## 5. BIBLIOGRAFÍA

- ANÁLISIS ECONÓMICO, COGENERACIÓN Y TARIFACIÓN ELÉCTRICA,  
Jorge Rodríguez Araújo  
*<http://www.scribd.com/doc/8532423/Analisis-economico-cogeneracion-y-tarifacion-electrica>*
- PETRÓLEO Y GAS  
Kare Kullerud, Jorge Sánchez, 21 de febrero de 2008  
*[http://ansatte.uit.no/kku000/webgeology/webgeology\\_files/spanish/petroleo\\_gas\\_es\\_8.swf](http://ansatte.uit.no/kku000/webgeology/webgeology_files/spanish/petroleo_gas_es_8.swf)*
- LEY DEL SERVICIO PÚBLICO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA  
*<http://www.cre.gob.mx/marco/normateca/011-LEY%20DEL%20SERVICIO%20PUBLICO%20DE%20ENERGIA%20ELECTRICA.pdf>*
- SISTEMA DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA  
*<http://sie.energia.gob.mx>*
- BOLETÍN INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS ABRIL-JUNIO 2006, SISTEMAS DE COGENERACIÓN  
Manuel M. Fernandes M., Liborio Huante P. Y Cesar A. Romo M,  
*<http://iie.org.mx/boletin022006/art.pdf>*
- PROGRAMA DE OBRAS E INVERSIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO 2008-2017  
*<http://cfe.gob.mx/es/LaEmpresa/queescfe/Publicaciones/POISE/poise2008-2017/>*

- LEYES Y DECRETOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA

*[http://www.senado.gob.mx/reforma\\_energetica/](http://www.senado.gob.mx/reforma_energetica/)*

- COSTOS Y PARÁMETROS DE REFERENCIA PARA LA FORMULACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO (COPAR 2008)

- CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA DE CFE, CENACE

- IMÁGENES SATELITALES, GOOGLE EARTH

*<http://earth.google.es/>*