



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONVERSIÓN DE LA CENTRAL
TERMOELÉCTRICA VILLA DE REYES DE
COMBUSTÓLEO A CARBÓN**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO

P R E S E N T A N:

**ÁLVAREZ GUTIÉRREZ RENÉ
FLORES AGUILETA JOEL JOSUÉ**

DIRECTOR DE TESIS:
DR. GERARDO HIRIART LE BERT

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



ÍNDICE

RESUMEN.....	4
INTRODUCCIÓN.....	5
CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN.....	7
1.1 OBJETIVO.....	7
1.2 ALCANCE	7
1.3 ANTECEDENTES	8
1.3.1 COMBUSTÓLEO EN CFE.....	8
1.3.2 PROBLEMÁTICA DEL COMBUSTÓLEO COMO ENERGÉTICO PRIMARIO.....	8
1.3.3 PROSPECTIVA DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DE COMBUSTÓLEO 11	11
1.3.4 VENTAJAS DE LA CONVERSIÓN A CARBÓN.....	13
1.3.5 APROVECHAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL.....	14
1.3.6 OPORTUNIDAD DE PEMEX PARA PRODUCIR GASOLINAS CON EL COMBUSTÓLEO	15
CAPITULO 2. MARCO DE REFERENCIA.....	17
2.1 TECNOLOGÍAS INSTALADAS PARA GENERACIÓN EN CFE	17
2.1.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE COMBUSTÓLEO.....	18
2.1.1.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN.....	19
2.1.1.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	19
2.1.1.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA	20
2.1.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CARBÓN.....	21
2.1.2.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (CVG).....	22
2.1.2.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	22
2.1.2.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA	23
2.1.3 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO.....	23
2.1.3.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN.....	24
2.1.3.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	25
2.1.3.3 PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA DE CFE.....	25
2.1.3.4 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA	28
2.1.4 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS NUCLEARES.....	29
2.1.4.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN.....	30
2.1.4.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	30
2.1.4.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA	31
2.1.5 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS	31
2.1.5.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN.....	32

2.1.5.2	COSTO DE CONSTRUCCIÓN.....	33
2.1.6	ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS	34
2.2	CARBÓN	35
2.2.1	USO Y PROSPECTIVA DEL CARBÓN EN CFE	35
2.2.2	PRODUCCIÓN DE CARBÓN SEGÚN EL SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO SGM.....	36
2.2.3	RESERVAS DE CARBÓN NACIONALES	38
2.2.4	POTENCIAL DE LAS RESERVAS PROBADAS DE CARBÓN.....	41
2.2.5	RESERVAS MUNDIALES DE CARBÓN	44
2.2.5.1	PRODUCCIÓN MUNDIAL DE CARBÓN	45
CAPITULO 3. PLANTA ACTUAL, VILLA DE REYES		48
3.1	ANTECEDENTES	48
3.2	CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA ACTUAL	49
3.3	BALANCE TÉRMICO DE LA PLANTA ACTUAL.....	50
CAPITULO 4. ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN A CARBÓN		52
4.1	DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS	53
4.1.1	CALDERAS DE CARBÓN PULVERIZADO	53
4.1.2	CALDERAS DE LECHO FLUIDO	55
4.2	RESULTADOS TÉCNICO-ECONÓMICOS DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN	56
4.2.1	ALTERNATIVA 1	57
4.2.2	ALTERNATIVA 2.....	59
4.2.3	ALTERNATIVA 3.....	61
4.2.4	ALTERNATIVA 4.....	63
4.2.5	ALTERNATIVA 5.....	65
4.2.6	ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN.....	67
4.3	ANÁLISIS DE EMISIONES DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN	70
4.3.1	COMPARACIÓN DE EMISIONES CON LA NORMA OFICIAL MEXICANA	73
4.4	ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN	76
CONCLUSIONES		79
ANEXOS.....		81
BIBLIOGRAFÍA.....		82

RESUMEN

El presente proyecto de tesis tiene como finalidad, presentar la mejor alternativa de conversión de la central termoeléctrica Villa de Reyes¹ de CFE, de combustóleo a carbón, para disminuir su costo variable de generación, además de las emisiones de azufre.

Se partió de la configuración actual y condiciones de operación de los equipos existentes de la central, para ello, se realizó una visita a la planta de donde se recabo información sobre balances de masa y energía.

Se utilizó la herramienta ST-PRO, de la suite THERMOFLOW, para modelar el funcionamiento de la planta a condiciones de sitio, a plena carga.

Se propusieron dos alternativas tecnológicas para la conversión a carbón, caldera de lecho fluido y caldera de carbón pulverizado. En algunas alternativas se utilizó una mezcla de combustible, coque de petróleo y carbón, por lo que se presentan cinco opciones de conversión.

Se analizó y revisó la normatividad ambiental mexicana actual, para emisiones de CO₂ y NO_x. Todas las alternativas de conversión a carbón, fueron comparadas contra dicha norma.

Se realizó el análisis económico - financiero de cada una de las alternativas generadas y con base a los indicadores de mérito se tomó la decisión de la conversión a carbón más conveniente.

¹ La C.T. Villa de Reyes forma parte de la Sub-Gerencia regional de Generación Termoeléctrica del Occidente y cuenta con una capacidad de 700 MW.

INTRODUCCIÓN

En México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el organismo federal encargado por ley, de la generación, transmisión y distribución del Servicio Público de Electricidad (SPE). Para ello, tiene una capacidad instalada de 49,931 GW, de los cuales una parte importante son centrales que operan con combustóleo.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la dependencia de CFE que se encarga de despachar la carga de cada una de las centrales con las que cuenta la paraestatal; para ello, se introduce el término denominado costo variable de generación (CVG), resultante del producto entre la eficiencia de la planta y el costo del combustible. **Se despachan primero las centrales con el menor CVG.**

En los últimos años, la oferta nacional de combustóleo ha disminuido debido a la creciente demanda de destilados a nivel mundial, principalmente gasolinas, esto ha propiciado un elevado precio del combustible, lo que a su vez pone en desventaja a las centrales con base en combustóleo en el despacho del CENACE. Otra problemática que se tiene con el combustóleo, es su elevado contenido de azufre, en algunos casos por encima de la Norma Oficial Mexicana.

Por estas razones, se plantea en el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) de CFE, retiros de unidades generadoras a base de combustóleo, capacidad que podría aprovecharse realizando algunos cambios al sistema de generación actual.

Una de las alternativas de modernización, que permitiría volver más competitivas a estas centrales en el despacho de carga contra los ciclos combinados, es la conversión a carbón. El carbón ha demostrado ser un combustible con menor volatilidad en su precio, además de ser el más económico, después del uranio, para la generación de energía eléctrica.

Por lo anterior, se ha decidido realizar un estudio de factibilidad técnica y económico-financiera para la conversión a carbón de planta Villa de Reyes, la cual cuenta con una capacidad instalada de 700 MW y se encuentra ubicada en San Luis Potosí, SLP. El análisis se hizo lo más aproximado a la realidad, partiendo de la configuración actual hasta llegar a varias propuestas para la conversión.

En el capítulo uno, se detallan los objetivos, alcances y antecedentes del proyecto.

En el capítulo dos, se describe la metodología que se adoptó para llevar a cabo el proyecto, se detalla la configuración actual de la planta y se obtiene el balance de masa y energía de la central a plena carga.

En el capítulo tres, se describen cada una de las alternativas de conversión a carbón, además de un balance de masa y energía de la conversión incluyendo los principales parámetros técnicos y económicos para cada caso.

En el capítulo cuatro, se hace un análisis de los indicadores de mérito para cada opción, también se evalúan las emisiones contra la norma oficial mexicana, para finalmente determinar la mejor alternativa de conversión a carbón.

CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN

1.1 OBJETIVO

El objetivo de este proyecto consiste en proponer alternativas de conversión de la C.T. Villa de Reyes de combustóleo a carbón, para disminuir el costo variable de generación, además de reducir las emisiones contaminantes de azufre.

1.2 ALCANCE

Presentar una propuesta conceptual de **Conversión de la C.T. Villa de Reyes** para reducir su costo variable de generación por conversión de combustóleo a carbón.

La propuesta incluye:

- Modelos termodinámicos de la planta existente,
- Modelos termodinámicos de las alternativas posibles,
- Evaluación de costos de construcción de equipo nuevo,
- Ahorro de equipo existente cuya vida puede extenderse,
- Análisis económico financiero de alternativas,
- Análisis de soluciones técnicas, basada en el Costo Total Nivelado de Generación²
- Análisis de emisiones,
- Selección de alternativa óptima,
- Recomendaciones.

² El Costo Total Nivelado de Generación, utilizado en CFE para la planeación de sus proyectos está expresado en US\$/MWh y es muy similar al Precio de Equilibrio de Venta de Electricidad en el primer año de operación de la planta, o BEEP (*Break Even Electricity Price*) por sus siglas en inglés.

1.3 ANTECEDENTES

1.3.1 COMBUSTÓLEO EN CFE

El combustóleo (combustible residual de la refinación del petróleo)³ se emplea principalmente en Unidades Generadoras de carga base; estas se localizan cerca de los puertos o en la proximidad de las refinerías de PEMEX, sin embargo existen centrales como es el caso de **Villa de Reyes San Luis Potosí, SLP.**, que cuenta con la llegada de ferrocarriles para el suministro del combustible primario (principalmente) y uno auxiliar mediante transporte automotriz terrestre.

Actualmente, en algunas de las Centrales Termoeléctricas convencionales de CFE, se tiene abierta la posibilidad de operar con combustóleo o gas natural.

1.3.2 PROBLEMÁTICA DEL COMBUSTÓLEO COMO ENERGÉTICO PRIMARIO

Este proyecto tiene su origen en la problemática actual de las centrales a combustóleo cuyo costo variable de generación (CVG) es más alto que el de las plantas de ciclo combinado con gas, situación que se puede corregir si en lugar de combustóleo se quema carbón, cuyo precio ha sido varias veces inferior al del combustóleo. Por otra parte, conforme PEMEX⁴ vaya avanzando en su proceso de modernización de sus refinerías⁵, la producción de combustóleo se verá reducida del mercado de la generación de energía.

En resumen, las tres grandes problemáticas que enfrenta el combustóleo como energético primario son:

³ Nombre mexicano para el aceite residual también conocido como aceite combustible #6 o bunker

⁴ Petróleos Mexicanos <http://www.pemex.com>

⁵ De las seis refinerías con que cuenta Pemex, dos ya han sido modernizadas: Cadereyta y Madero, con lo que la producción de combustóleo se redujo en un tercio aprox. Actualmente está en proceso la reconfiguración de la refinería de Minatitlán y sólo quedan pendientes las adaptaciones de las de Tula, Salamanca y Salina Cruz.

1. *Precio.* El precio del combustóleo que utiliza CFE, que es el que produce PEMEX como residual de la refinación, ha aumentado en proporción directa a la del crudo nacional. Este a su vez está relacionado con el precio del crudo internacional, que también ha aumentado por la creciente demanda mundial de energéticos, así como por la especulación del mercado internacional. En los últimos años el combustóleo ha escalado precios mes con mes, alcanzando a la fecha precios históricamente elevados que incrementan el costo variable de generación de la Centrales Termoeléctricas de la CFE.

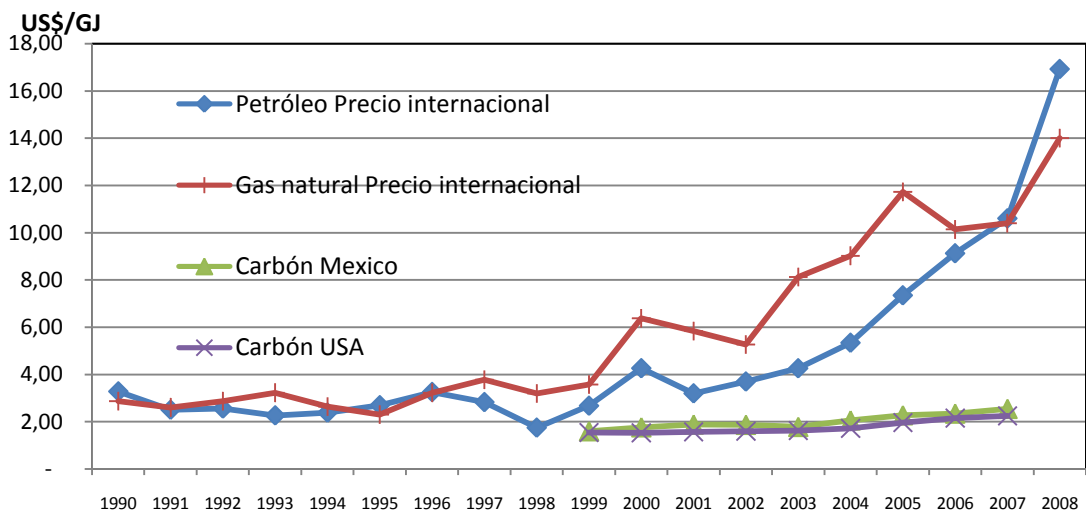


Fig 1.1 Precio de combustibles fósiles internacionales
Fuente: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/stmforelec.html>

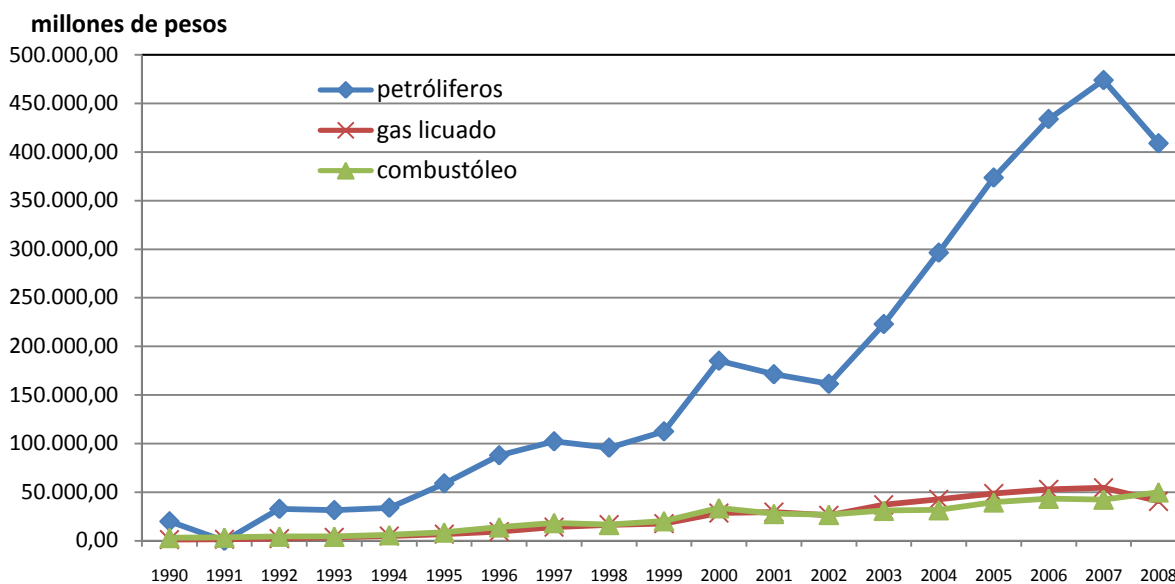


Fig. 1.2 Ventas de petrolíferos nacionales
Fuente: <http://www.eia.doe.gov/emeu/international/stmforelec.html>

2. *Escasez.* Dado que para las Refinerías de Petróleo resulta más rentable refinar el combustóleo para obtener más gasolina y diesel, que vender el combustóleo como combustible al precio correspondiente a su calidad es muy probable que este producto baje su disponibilidad en los mercados. Al efectuar el proceso de refinación de petróleo con tecnologías avanzadas y nuevos procesos más eficaces, se obtiene como subproductos residuales líquidos más pesados y/o coque de petróleo. Este es un sólido muy parecido al carbón mineral, que puede ser aprovechado en una caldera de Lecho Fluido o en un Gasificador, ambos procesos para Generación de Energía Eléctrica.

3. *Composición química.* Otra problemática que se presenta con el uso del combustóleo producido por PEMEX es su alto contenido de azufre y de metales pesados. Estos causan aumento de costo de operación y mantenimiento debido a los depósitos y corrosión en las calderas que ponen en riesgo la continuidad de la operación.

Además, la norma NOM-ECOL-85-SEMARNAT⁶, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de bióxido de azufre, puede obligar a la CFE a instalar sistemas de limpieza de gases de combustión que son de alto costo de construcción y operación.

1.3.3 PROSPECTIVA DE UNIDADES TERMOELÉCTRICAS DE COMBUSTÓLEO

En el POISE 2008-2017 se establece el programa de retiros de capacidad instalada dependiente del combustóleo durante el periodo 2008-2017. La mayoría de las centrales de CFE tienen cerca de 20 años de operación y es factible considerar la opción de realizar modificaciones a los sistemas de generación en decadencia (combustóleo), convirtiendo las centrales a carbón. El programa a grandes rasgos plantea lo siguiente:

“-Expansión del sistema de generación (Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012)⁷:

- I. Desarrollar fuentes de energía renovables a fin de alcanzar una participación en la capacidad de generación de 25 por ciento.*
- II. Mantener una participación del 40% para las tecnologías de generación a base de gas natural.*
- III. Desarrollar la generación a base de carbón, manteniendo su participación en 15% como máximo. Así mismo se recomienda atender los compromisos de sustentabilidad ambiental implementando las tecnologías necesarias para el abatimiento de emisiones.*
- IV. Mantener una cota máxima de 8% para proyectos que se dejarían con libertad para definir posteriormente la tecnología*

⁶ Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales <http://www.semarnat.gob.mx>
⁷ Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) 2008-2017.

más conveniente, y mantener invariable la participación de la generación nucleoelectrónica.

V. Reducir la participación de las tecnologías a base de combustóleo y diesel a 12 por ciento...”

Este programa, utiliza como argumento la vida útil de las centrales de CFE. Es cierto que la mayoría de éstas han rebasado su período de operación planeado, sin embargo llevar a cabo este programa representa retirar 5966 MW⁸ en los próximos años, de los cuales el 67% corresponde a térmicas convencionales.

Las centrales se están considerando como equipo obsoleto, lo cual es un gran error ya que éstas son activos de la Compañía, mismos que pueden ser aprovechados para el crecimiento y desarrollo del país.

Haciendo énfasis en el punto V, que habla de manera indirecta sobre los retiros de centrales termoeléctricas convencionales y asumiendo el punto III como una alternativa tecnológica, podemos concluir que la participación de las carboeléctricas tendrá una importancia relevante dentro del portafolio energético. Los proyectos que permitan a las centrales en miras de cierre continuar en operación cumpliendo con la política energética, normatividad y sustentabilidad del país, aportarán alternativas en la expansión del mercado de generación de energía, dependiendo de la factibilidad técnica, económica y financiera de las propuestas.

Desde el punto de vista económico, es más rentable convertir una central termoeléctrica existente, pues de esta manera se aprovecha al máximo la vida útil de los equipos existentes., quemando un combustible de bajo costo que justifica la inversión, como lo es en el caso de la conversión de combustóleo a carbón.

8 Ídem

1.3.4 VENTAJAS DE LA CONVERSIÓN A CARBÓN

El planteamiento de conversión a carbón, tiene las siguientes ventajas con respecto de la principal alternativa suscrita anteriormente, que es la conversión a gas natural y repotenciación a ciclo combinado:

- i) **Disminución del Costo Variable de Generación (CVG).** El costo del combustóleo nacional e importado ha oscilado entre 5.5 y 6.5 USD/GJ, mientras que el del carbón nacional e importado entre 2 y 3 USD/GJ; este hecho permitiría a la C.T. incrementar su factor de planta, tomando en cuenta que el CENACE⁹ ordenaría despacho de carga por menor costo variable de generación (CVG).

- ii) **Posibilidad de utilizar carbón nacional como combustible primario.** El carbón ha sido uno de los combustibles con menor volatilidad de precios en el mercado internacional; su costo es por mucho, el más competitivo respecto del gas natural y combustóleo, además de que se cuentan con suficientes reservas a nivel mundial, como para garantizar el suministro de la C.T.

- iii) **Reducción de costos de Inversión para capacidad proyectada en Tecnologías de Carbón (2008-2017).** Se optimizarán las instalaciones actuales, así como también los equipos existentes que se encuentren en buen estado y sean capaces de operar con el nuevo proceso (Carbón).

- iv) **Reducir las emisiones de óxidos de azufre, nocivos para el medio ambiente.** El combustóleo tiene un alto contenido de azufre (4.2 % en masa) mientras que el carbón tiene alrededor de 1%.

⁹ El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la dependencia de CFE encargada de realizar el Despacho de Energía Eléctrica y la Operación y Control del Sistema Eléctrico Nacional con Calidad y Eficiencia Económica.

1.3.5 APROVECHAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA ACTUAL

Es importante estar conscientes de que los impactos que genera una central generadora de electricidad no solamente ocurre durante la operación de la misma, sino desde su planeación, como es la selección adecuada del sitio y permisos correspondientes.

Durante la operación se tienen afectaciones en el agua de la zona que sería utilizada como agua de enfriamiento de la central. En regiones donde el agua es escasa, la instalación de una nueva planta reduciría la cantidad de agua disponible para consumo humano, riego, y otros usos.

Una nueva central generaría un impacto sociocultural importante en las comunidades locales, primeramente por el desplazamiento de la población debido a las necesidades de terreno para la planta e instalaciones relacionadas con la misma. Adicionalmente, se tendrían serias alteraciones en el tráfico local a raíz de la construcción y operación de la planta termoeléctrica.

Un estudio realizado por el Instituto Nacional de Ecología y la SEMARNAT *"Introducción a la Evaluación de los impactos de las termoeléctricas de México"*¹⁰ nos muestra el caso de la central termoeléctrica Adolfo López Mateos ubicada en Tuxpan, Veracruz, la cual provoca un costo social de 9 millones de dólares anuales. Si este costo se genera a partir de una sola central termoeléctrica, deberíamos imaginar cual sería el costo que se tendría si se pretenden construir muchas más.

Es trascendental considerar todos estos argumentos al momento de plantear la construcción de nuevas centrales de generación, lo cual al parecer no se está

¹⁰ "Introducción a la evaluación de los impactos de las termoeléctricas de México: Un estudio de caso en Tuxpan, Veracruz" Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Publicado por Instituto Nacional de Ecología, 2006

tomando en cuenta en este programa de retiro de centrales. El impacto de una nueva central es muy grande, no digamos la inversión requerida para ello.

1.3.6 OPORTUNIDAD DE PEMEX PARA PRODUCIR GASOLINAS CON EL COMBUSTÓLEO

De acuerdo con PEMEX, las ventas del combustóleo han disminuido; entre las principales razones de esta baja encontramos que la CFE ha rechazado la oferta del combustóleo nacional, como consecuencia del incremento en el consumo de gas natural para la producción eléctrica.

Por otro lado, como parte de la política energética observada en los últimos años, la CFE ha decidido importar gas natural licuado, GNL en Ensenada y Altamira, y tiene proyectos en licitación y construcción en Manzanillo. También la red nacional de gasoductos importa gas de la red norteamericana.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) actualmente consume 78.3% del combustóleo que produce el sistema de refinación nacional, y la industria, en general la iniciativa privada, sólo utiliza 21% de la producción nacional.

Fuente: Noé Cruz Serrano, El Universal Martes, 15 de agosto de 2006.

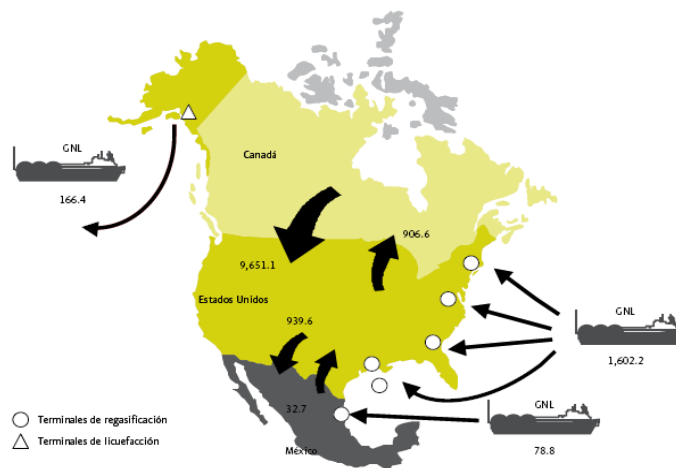


Fig. 1.3 Comercio exterior con Norteamérica 2006, (millones de pies cúbicos diarios). SENER

El aumento de demanda de gas natural por parte de CFE y la celebración de contratos de importación de GNL ha logrado que este combustible sea accesible a otros consumidores, lo que ha hecho posible un aumento nacional adicional. Por otra parte, las ventajas físico-técnicas que ofrece con respecto al combustóleo, hacen que el precio del gas sea menos importante.

Dado este panorama, es muy probable que PEMEX disminuya aún más la oferta de combustóleo, como se observa en el siguiente grafico, según el Sistema de Información Energética.

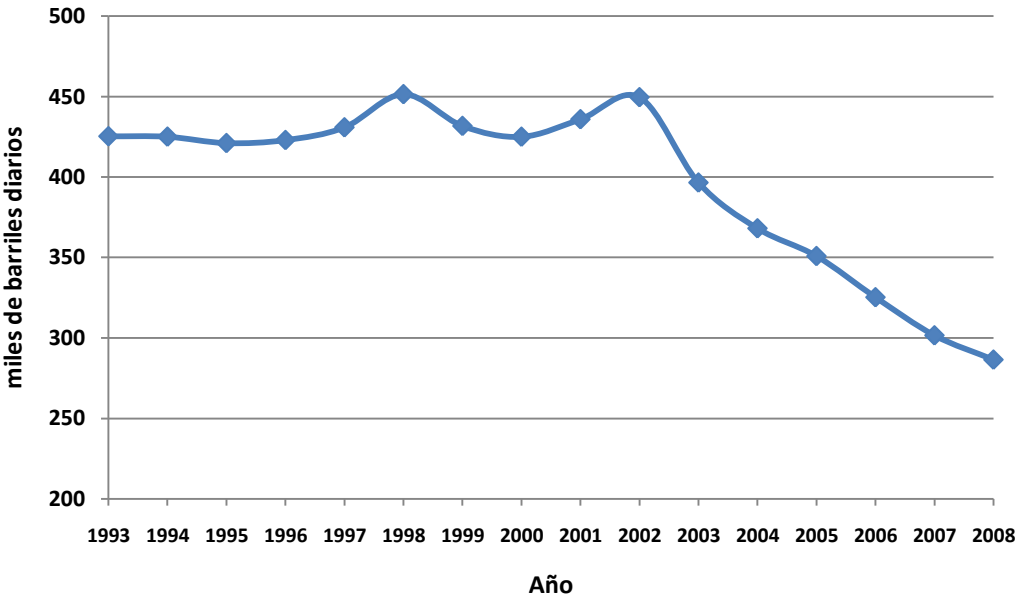


Fig. 1.4 Producción histórica de combustóleo, PEMEX

Según funcionarios de la paraestatal, PEMEX dejaría de producir alrededor de 327 mil barriles diarios de combustóleo, para convertirlos en gasolinas y diesel, que son más redituables económicamente. Fuente: EL UNIVERSAL

CAPITULO 2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 TECNOLOGÍAS INSTALADAS PARA GENERACIÓN EN CFE¹¹

En México la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el órgano paraestatal encargado por ley, del Servicio Público de Electricidad, SPE.¹² Para ello, CFE cuenta con una gama de tecnologías instaladas con la finalidad de diversificar la generación a base de diferentes combustibles así como para atender la demanda horaria en cada región de la República Mexicana.

En este texto se incluyen las siguientes tecnologías:

- Centrales termoeléctricas de combustóleo.
- Centrales termoeléctricas de carbón
- Centrales termoeléctricas de ciclo combinado.
- Centrales termoeléctricas nucleares.
- Centrales hidroeléctricas.

Mientras que las tecnologías eólica, geotérmica, solar, etc., con que también cuenta CFE, no se discutirán en este proyecto, ya que su impacto porcentual en la capacidad instalada no es importante para este estudio.

¹¹ Información al mes de marzo de 2008. Copar 2007 CFE.

¹² Artículo 1o.- Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos materiales que se requieran para dichos fines.

2.1.1 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE COMBUSTÓLEO

Las centrales termoeléctricas de combustóleo, de las cuales CFE cuenta con una capacidad instalada de 22,404.69 MW, son de ciclo Rankine, algunas, las más grandes cuentan con un recalentamiento.

Todas las centrales de este tipo cuentan con capacidad dual, es decir, tienen abierta la posibilidad de quemar tanto combustóleo como gas natural.

El siguiente diagrama muestra la configuración básica de este tipo de tecnología.

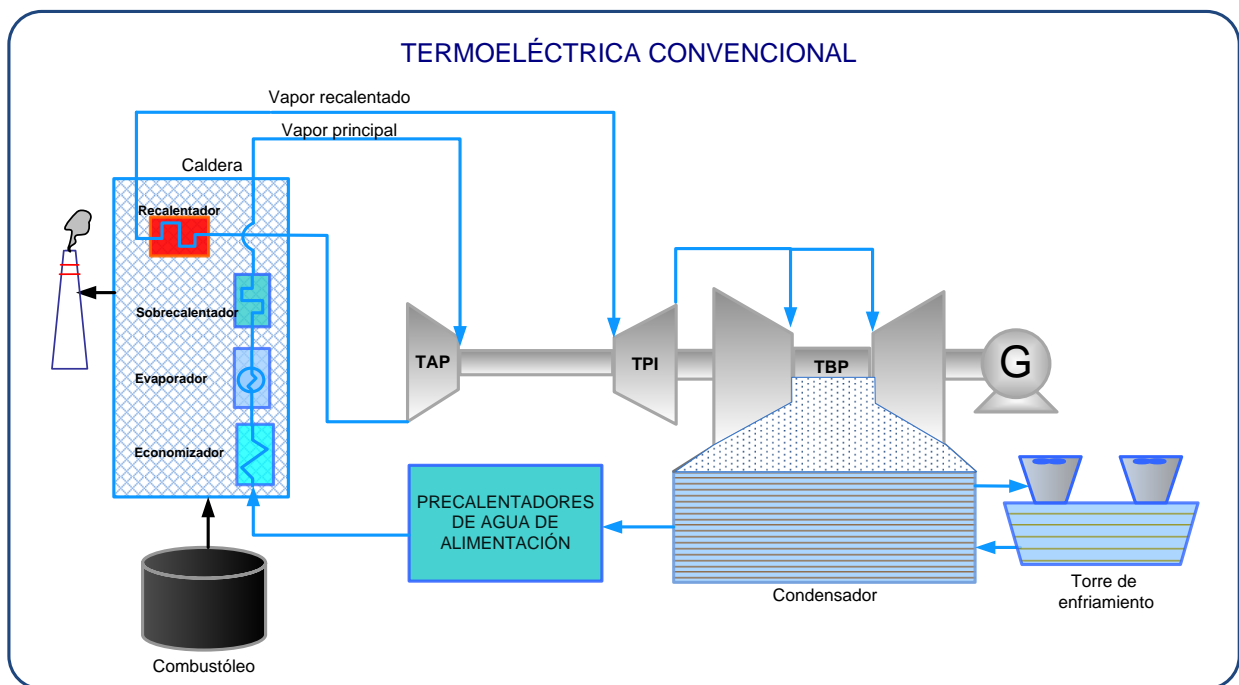


Fig. 2.1 Configuración básica de Centrales Termoeléctricas Convencionales

2.1.1.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN

La siguiente tabla muestra el costo variable de generación (CVG) correspondiente a la eficiencia que reportan las centrales de la CFE en el COPAR de generación 2008, y al precio estimado del combustóleo al día de hoy (5 USD/GJ).

Tecnología	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Régimen térmico (kJ/kWh)		Combustible USD/GJ	CVG USD/MWh
		bruta	neto	bruto	neto		
Termoeléctrica conv.	2	350	329	9,579	10,168	5.00	50.84
Termoeléctrica conv.	2	160	150	9,892	10,550	5.00	52.75
Termoeléctrica conv.	2	84	78	11,095	11,860	5.00	59.30
Termoeléctrica conv.	2	37	34	11,730	12,789	5.00	63.95

Tabla 2.1 Costo variable de generación

Como era de esperarse, las unidades con menor régimen térmico (mayor eficiencia) tienen un CVG menor, sin embargo habría que considerar la diferencia respecto de otros combustibles como bien podría ser el carbón.

2.1.1.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN

Los costos de inversión para las centrales de la CFE están divididos en tres partes, el costo directo, directo más indirecto y actualizado al inicio de operación.

El costo directo se obtiene de dividir, en moneda constante, todos los costos correspondientes a la obra entre la capacidad de la central. Se toman en cuenta el valor de materiales, equipos, mano de obra, etc., incorporados a la planta y se mide el costo de inversión como si todos estos gastos tuvieran se hicieran en el mismo año, a valor presente.

Como costo directo más indirecto, se toma el valor original del costo directo sumándose los costos realizados por estudios previos, administración del proyecto, ingeniería, control y otras actividades relacionadas con la obra.

El costo actualizado al inicio de operación se obtiene de un valor de dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento, es decir, tomando en cuenta el plazo de construcción y la cronología de inversiones.

Según el COPAR 2008, los costos de construcción para este tipo de plantas de acuerdo a su capacidad instalada son:

Tecnología	Número de Unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		Bruta	Neta	USD/kW	USD/kW	USD/kW
Termoeléctrica convencional	2	350	329	911	1,001	1,205
	2	160	150	1,120	1,231	1,466
	2	84	78	1,329	1,461	1,743
	2	37	34	1,646	1,809	2,090

Tabla 2.2 Costo de construcción

2.1.1.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Sin duda alguna las centrales a combustóleo desaparecerán por razones anteriormente mencionadas en este documento, y que pueden resumirse de manera concreta en lo siguiente:

- 1- El alto CVG del combustóleo respecto de otros combustibles primarios (carbón).
- 2- La oportunidad de refinar el combustóleo, obteniendo un mayor valor agregado (gasolinas).
- 3- La problemática con las emisiones de SOx al medio ambiente.

Es por ello que proponemos este proyecto, ya que podrían aprovechar los equipos existentes de las centrales que CFE tiene contemplado retirar en unos cuantos años haciendo más competitivas las centrales y así figuren dentro del despacho de energía.

2.1.2 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CARBÓN.

Estas plantas guardan la misma configuración de ciclo Rankine de las termoeléctricas de combustóleo, únicamente difieren en el combustible primario (Carbón). CFE cuenta con una capacidad instalada de 2,600 MW con esta tecnología, de las cuales existen 3 centrales, Río Escondido, Carbón II y Petacalco; esta última, cuenta con quemadores de combustóleo para flexibilizar su operación.

El diagrama siguiente muestra la configuración básica de los principales equipos instalados en este tipo de tecnología.

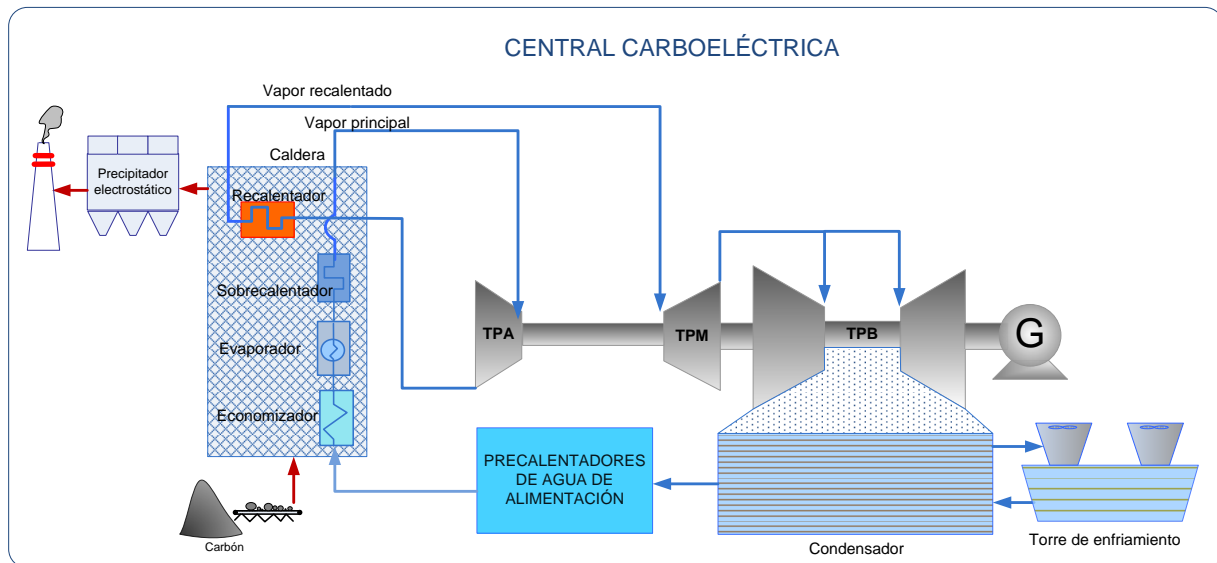


Fig 2.2 Configuración básica de Centrales Carboeléctricas Convencionales

2.1.2.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN (CVG)

La siguiente tabla 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 carbón al día de hoy (3 USD/GJ).

Tecnología	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Régimen térmico (kJ/kWh)		Combustible USD/GJ	CVG USD/MWh
		bruta	neto	bruto	neto		
Carboeléctrica	2	350.00	324.79	9,505	10,243	3.00	30.73
Carb. Supercrítica s/desulf.	1	700.00	655.10	8,356	8,929	3.00	26.79
Carb. Supercrítica c/desulf.	1	700.00	625.56	8,356	9,350	3.00	28.05

Tabla 2.3 Costo variable de generación

A diferencia de las centrales termoeléctricas convencionales, podemos ver una gran diferencia en el CVG, de alrededor de 23 USD/MWh, este hecho permite a las centrales carboeléctricas ubicarse en los primeros lugares de la tabla de meritos¹³ y ser despachadas primero por el CENACE.

2.1.2.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN

Como se definió anteriormente, el costo de construcción se encuentra dado por los costos directos, indirectos y la actualización al inicio de operación.

En datos obtenidos en el COPAR 2008 se muestra los diferentes de costos de inversión para las centrales carboeléctricas, dependiendo de la tecnología empleada.

¹³ Tabla que habla de las centrales con menores costos de operación y mantenimiento (las cuales se despachan primero).

Central	Número de unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		Bruta	Neta	USD/kW	USD/kW	USD/kW
Carboeléctrica	2	350	324	1,361	1,531	1,898
Carb. supercrítica s/desulf.	1	700	655	1,204	1,355	1,765
Carb. supercrítica c/desulf.	1	700	625	1,332	1,498	1,942

Tabla 2.4 Costo de construcción

2.1.2.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Las centrales carboeléctricas representan una opción competitiva a largo plazo. Se tienen reservas mundiales de carbón aseguradas por muchos años y en México, CFE ha explorado cuencas en Sonora, asegurando la existencia del mineral. Por otra parte su CVG es mucho más bajo con respecto a las termoeléctricas de combustóleo y gas natural, además de ciclos combinados a gas natural. Esto aunado a que CFE ha tenido buenas experiencias con esta tecnología, en cuanto a operación.

2.1.3 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO

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).

El siguiente diagrama muestra los equipos y sistemas principales con que cuenta un ciclo combinado.

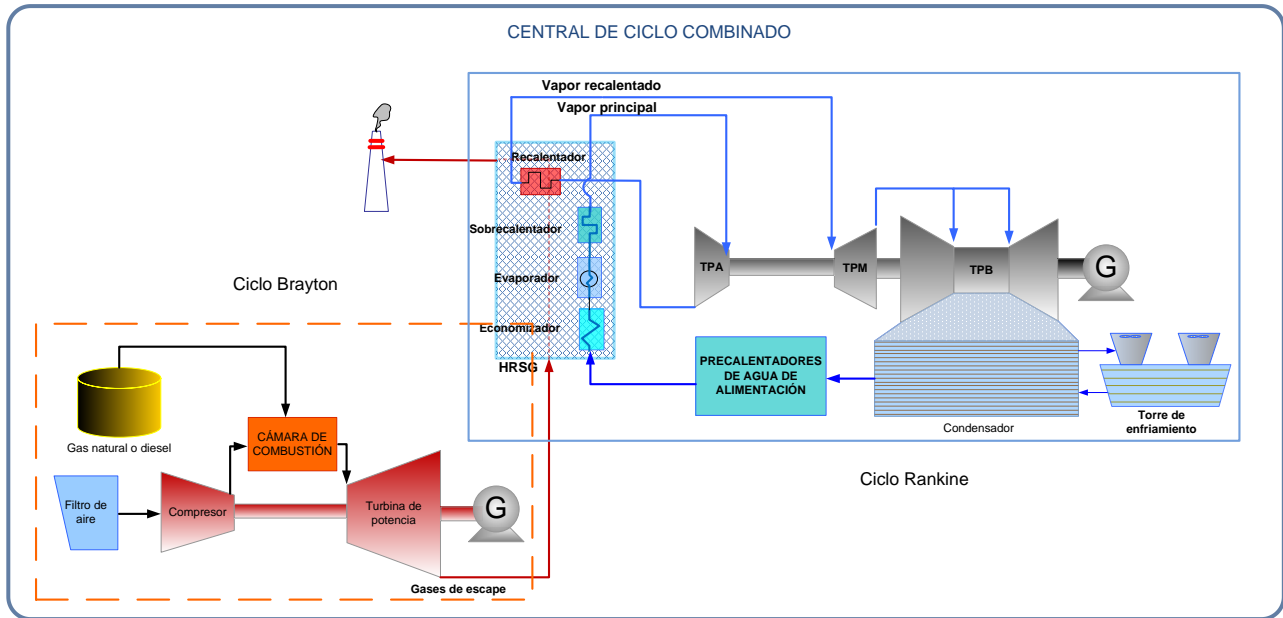


Fig. 2.3 Configuración básica de Central Termoelectrica de Ciclo Combinado

2.1.3.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN

La siguiente tabla muestra el 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).

Tecnología	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Régimen térmico (kJ/kWh)		Combustible USD/GJ	CVG USD/MWh
		bruta	neto	bruto	Neto		
Ciclo combinado	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

Tabla 2.5 Costo variable de generación

2.1.3.2 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.

Según el COPAR 2008, los costos de construcción para este tipo de plantas de acuerdo a su tecnología instalada son:

Central	Número de unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		BRUTA	NETA	USD/kW	USD/kW	USD/kW
Ciclo combinado gas	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

Tabla 2.6 Costo de construcción

2.1.3.3 PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA DE CFE

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 hechas en 1992, ha resultado en que más de veinte centrales eléctricas se encuentren en el ámbito privado.

Las tablas y gráficas siguientes muestran los datos de capacidad instalada y producción de energía de 1999 a 2008 por CFE y la iniciativa privada.

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

Tabla 2.7 Capacidad de generación del SEN (1999-2008)

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

CAPACIDAD Y GENERACIÓN HISTÓRICA DE CFE Y PIES, 1999-2008											
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Capacidad	CFE	100%	99%	96%	91%	85%	84%	82%	78%	77%	77%
	PIE's	0%	1%	4%	9%	15%	16%	18%	22%	23%	23%
	Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008*
Generación	CFE	100%	99%	98%	89%	84%	78%	79%	73%	69%	68%
	PIE's	0%	1%	2%	11%	16%	22%	21%	27%	31%	32%
	Total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Tabla 2.8 Porcentaje de capacidad y generación CFE y PIE's

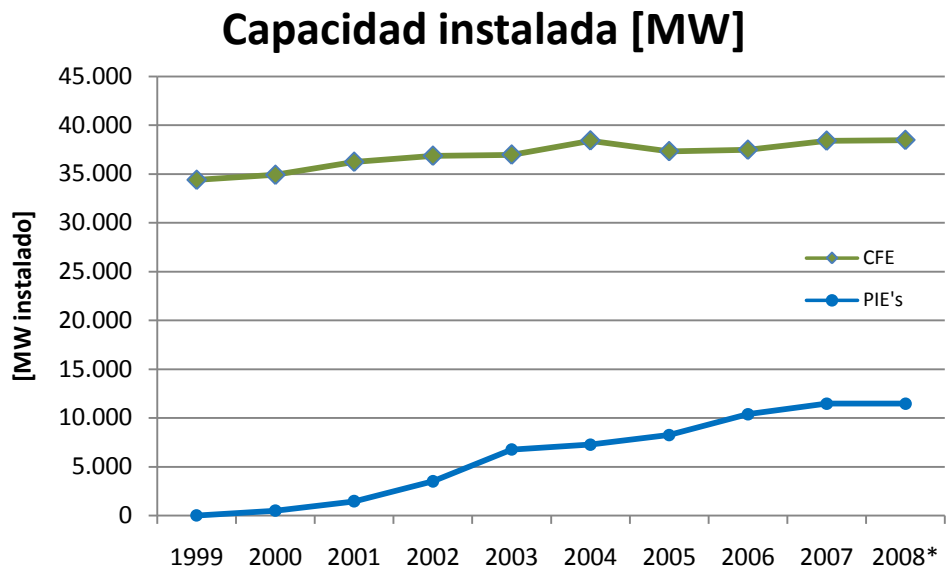


Fig. 2.4 Según el Sistema de Información Energética a septiembre de 2008

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).

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.

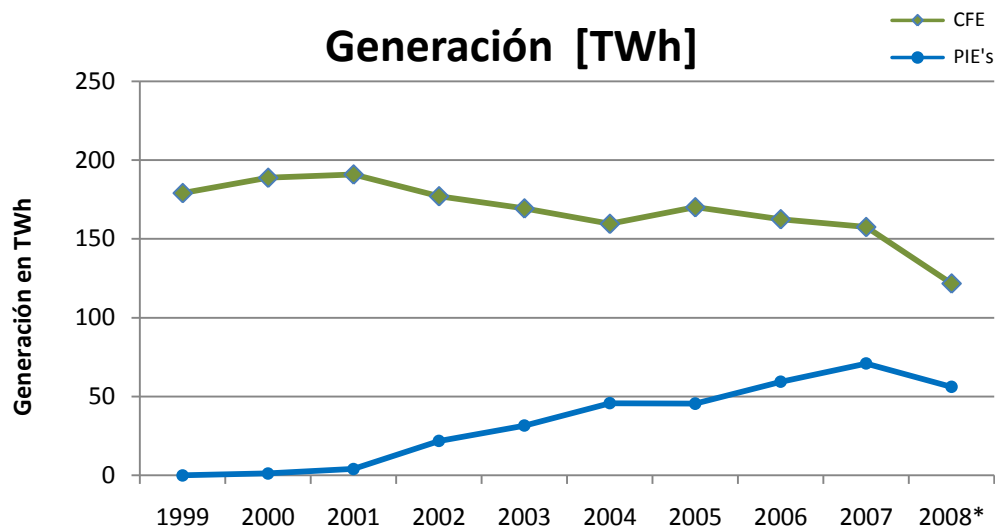


Fig. 2.5 Según el Sistema de Información Energética a septiembre de 2008

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%. Esto como reflejo de la situación económica mundial explicada anteriormente en este documento.

2.1.3.4 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

La tendencia en CFE a crear más unidades generadoras de este tipo beneficia primeramente a los productores externos, que son los principales inversores en esta tecnología.

2.1.4 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS NUCLEARES

CFE cuenta con una capacidad instalada de 1,365 MWh en su única planta llamada Laguna Verde. Estas plantas tienen semejanza con las termoeléctricas convencionales, ya que también utilizan vapor a presión para mover los turbogeneradores. En este caso se aprovecha el calor obtenido al fisiónar átomos del isótopo de uranio U235 en el interior del reactor para producir el vapor necesario. Existen diversos tipos de reactores como resultado de las distintas combinaciones de los elementos ordinarios: combustibles, moderador y refrigerante. De entre las variantes posibles las más comunes son:

- PWR - Reactor de agua ligera a presión
- BWR - Reactor de agua ligera hirviente
- PHWR - Reactor de agua pesada a presión

El diagrama presenta el ciclo de generación de energía eléctrica de una central nucleoelectrica con reactor avanzado de agua ligera hirviente, genéricamente denominado ABWR, a la cual corresponden los costos de generación presentados en los apartados respectivos.

CENTRAL NUCLEOELÉCTRICA

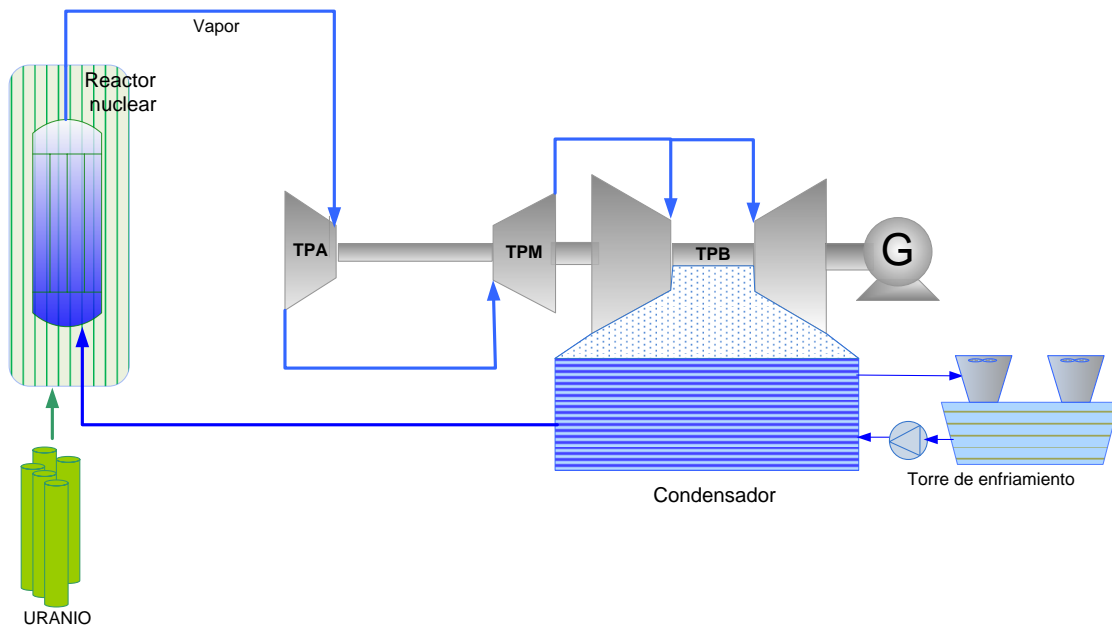


Fig. 2.6 Configuración básica de una Central Nucleoeléctrica

2.1.4.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN

El CVG se basa principalmente en el costo de combustible y en el régimen térmico, sin embargo, el costo del combustible que reporta el COPAR incluye un cargo por manejo de combustible irradiado (11.87 pesos/MWh), también se incluye un cargo por desmantelamiento de 0.99 pesos/MWh.

Tecnología	Capacidad por unidad (MW)		Régimen térmico (kJ/kWh)		Combustible	CVG
	bruta	neto	bruto	neto	S/MWh	USD/MWh
Nuclear (ABWR)	1,356.00	1,300.40	10,423	10,869	102.49	24.95

Tabla 2.9 Costo variable de generación

2.1.4.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN

El costo de inversión para las centrales nucleoeeléctricas en el COPAR 2008 se registra de acuerdo con la central de Laguna Verde.

Central	Número de unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		Bruta	Neta	USD/kW	USD/kW	USD/kW
Nuclear (ABWR)	1	1,356.00	1,300.40	2,206.40	2,323.34	3,033.26

Tabla 2.10 Costo de construcción

2.1.4.3 PROSPECTIVA EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Estas centrales representan una alternativa tecnológica en la expansión del sistema eléctrico nacional, sin embargo existe una gran discusión política en cuanto a la seguridad en la operación de estos sistemas. Sus costos variables son competitivos, lo que hace falta es incentivar la promoción de dichos sistemas y garantizar la seguridad nacional.

2.1.5 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Las centrales hidroeléctricas utilizan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. Estas plantas se localizan en sitios en donde existe una diferencia de altura entre la central eléctrica y el suministro de agua. CFE cuenta con una capacidad instalada de 11,050 MW. Sin embargo, no siempre se puede contar con esta capacidad disponible debido al nivel que se tiene en las presas.

De esta forma, la energía potencial del agua se convierte en energía cinética que es utilizada para impulsar el rodete de la turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra el generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

CENTRAL HIDROELÉCTRICA

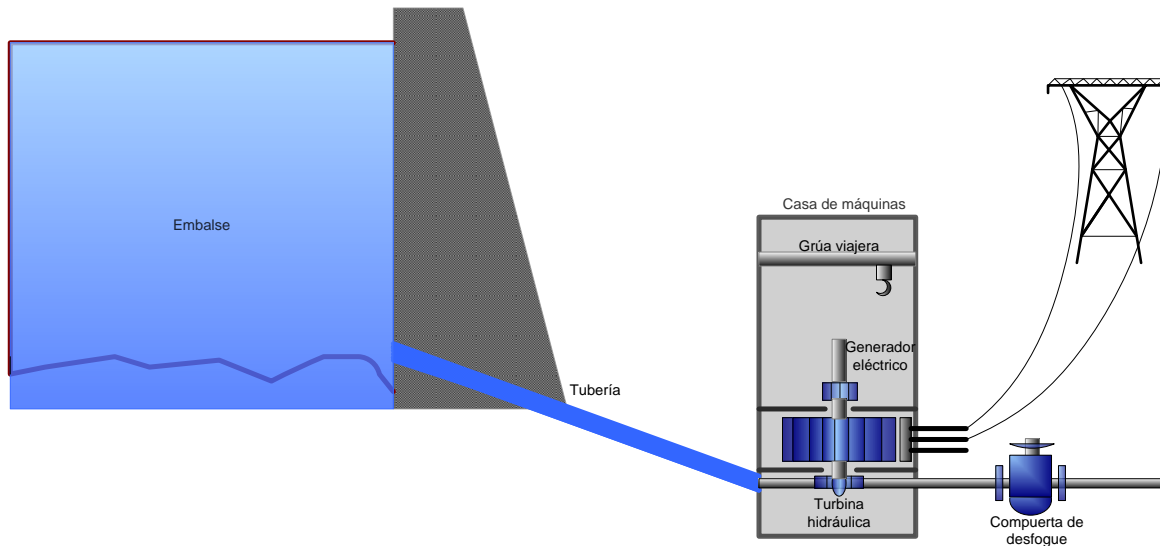


Fig. 2.7 Configuración básica de una Central Hidroeléctrica

2.1.5.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN

CFE, en el COPAR 2008 establece costos al valor del combustible, considerando la cuota por derechos del agua turbinada que establece la Ley Federal de Derechos en materia de agua. Actualmente esta cuota es similar para cualquier lugar de la república y se mide por m^3 turbinado. Sin embargo, el costo variable de generación no puede ser determinado ya que no hay punto de comparación con las demás tecnologías.

Centrales Hidroeléctricas	Capacidad por unidad (MW)		Combustible
	bruta	neto	USD/GJ
Aguamilpa	320.00	318.40	9.45
Agua Prieta	120.00	119.40	2.87
La Amistad	33.00	32.84	25.47
Bacurato	46.00	45.77	13.70
Caracol	200.00	199.00	14.99
Comedero	50.00	49.75	16.38
Chicoasén	300.00	298.50	7.84
Peñitas	105.00	104.48	41.88
Zimapán	146.00	145.27	2.55

Tabla 2.11 Costo variable de generación

2.1.5.2 COSTO DE CONSTRUCCIÓN

Para este tipo de centrales, el costo de construcción es el más importante. El costo del combustible es nulo, por este motivo, son las primeras en el despacho de energía.

Según el POISE 2008-2017, el costo de inversión de las centrales hidroeléctricas instaladas en México es el que se muestra en la siguiente tabla.

Centrales Hidroeléctricas	Número de unidades	Capacidad (MW)		Directo	Directo más indirecto	Actualizado al inicio de operación
		Bruta	Neta	USD/kW	USD/kW	USD/kW
Aguamilpa	3	320	318.4	1,569.94	1,764.62	2,576.21
Agua Prieta	2	120	119.4	1,870.90	2,102.89	2,963.48
La Amistad	2	33	32.84	1,021.91	1,148.63	1,496.91
Bacurato	2	46	45.77	1,458.01	1,638.80	2,135.70
Caracol	3	200	199	1,691.44	1,901.18	2,795.03
Comedero	2	50	49.75	1,567.59	1,761.98	2,390.61
Chicoasén	5	300	298.5	1,709.00	1,920.92	2,731.95
Peñitas	4	105	104.48	2,159.44	2,427.21	3,547.97
Zimapán	2	146	145.27	4,616.07	5,188.47	6,820.13

Tabla 2.12. Costo de construcción

2.1.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE COSTOS

La siguiente tabla muestra el CVG y costo de construcción de las tecnologías antes mencionadas, cabe destacar que son valores promedios.

Tecnología	Costo de construcción USD/MWh	CVG USD/MWh
Termoeléctrica combustóleo	1626.24	56.71
Termoeléctrica carbón	1868.37	28.52
Termoeléctrica ciclo combinado	793.32	58.91
Termoeléctrica nuclear	3033.25	24.95
Hidroeléctrica	3050.88	15.01

Tabla 2.13 Costo de construcción y costo variable de generación de las centrales eléctricas analizadas.

Vemos que la tecnología nuclear tiene el menor CVG de las termoeléctricas, le sigue la termoeléctrica a carbón, mientras las de combustóleo y ciclo combinado son las más caras de la lista.

No es posible realizar una comparación justa de CVG entre hidroeléctricas y termoeléctricas, pero si podemos afirmar su bajo costo de operación, aún con respecto a las tecnologías nuclear y de carbón.

Finalmente podemos concluir que las tecnologías de carbón ofrecen un CVG verdaderamente competitivo, por lo que representan una opción viable para la inversión en el SPE.

2.2 CARBÓN

2.2.1 USO Y PROSPECTIVA DEL CARBÓN EN CFE

El carbón de origen nacional se utiliza en su totalidad en la Centrales Río Escondido de 1200 MW y Carbón II de 1400 MW. La Central Dual Petacalco tiene posibilidad de utilizar combustóleo y/o carbón. Actualmente emplea carbón importado.

Las centrales Carboeléctricas deben ser consideradas en el mediano y largo plazo. Por lo que será necesario definir zonas para recepción y distribución de carbón alternos al de Petacalco y al puerto de Lázaro Cárdenas, o incentivar la explotación del mineral en las cuencas del país. A la fecha se tienen ubicados sitios opcionales en Dos Bocas, Tabasco; Topolobampo, Sin. y Salina Cruz, Oax. De acuerdo con la normatividad vigente se tendrán que tomar en cuenta las inversiones adicionales asociadas a los equipos anticontaminantes.

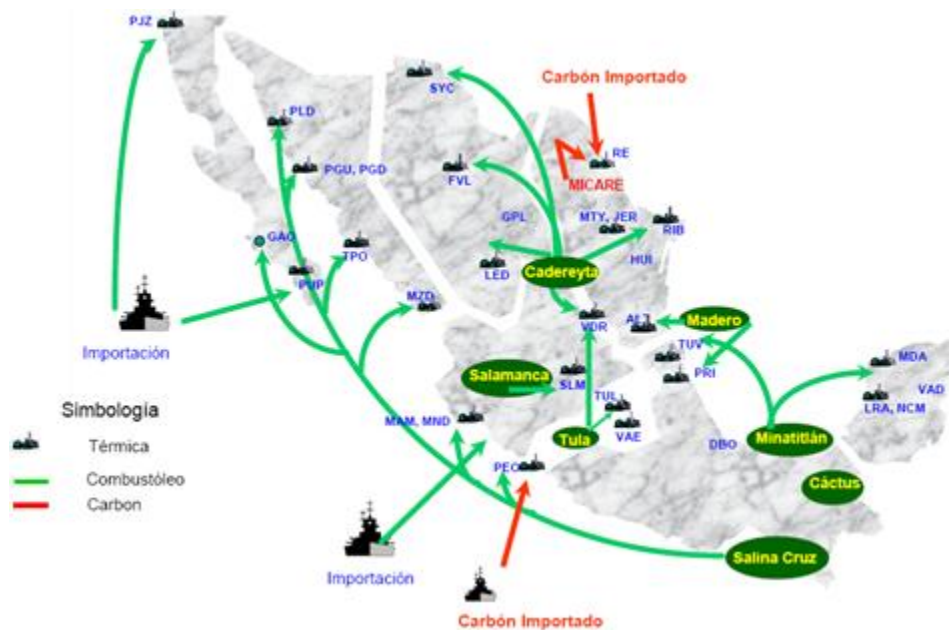


Fig. 2.8 Fuentes de carbón y combustóleo

Se tiene información suficiente, en el sentido de que por lo menos el noreste del país, tiene carbón suficiente para unos 2 000 MW. Ya hay compañías privadas que están trabajando proyectos de generación eléctrica con este combustible.

Igualmente existen reservas mundiales de carbón fuera de México, suficientes para emprender cualquier plan de expansión de la capacidad de generación. Las termoeléctricas modernas de carbón pueden lograr eficiencias del orden de 45 por ciento. Su costo de generación, después de suministro de combustible importado, fletes interoceánicos, la construcción y el financiamiento, es menor a la del ciclo combinado con gas.

<i>Energético/Año</i>	HISTÓRICO		PROSPECTIVA
	1996	2006	2020
Combustóleo	1968	1205	1872
Gas natural	526	2896	6609
Carbón	466	882	1596
Diesel	27	15	32
Coque de petróleo	0	73	530
Total	2987	5071	10639

Tabla 2.14 Evolución del consumo de combustibles fósiles para la generación de energía en México 1996-2020 (TJ/día).

2.2.2 PRODUCCIÓN DE CARBÓN SEGÚN EL SERVICIO GEOLÓGICO MEXICANO SGM¹⁴

Según los reportes estadísticos del Servicio Geológico Mexicano (SGM), el estado de Coahuila representa el 100% de la producción nacional, a pesar de que existe producción de este mineral en Sonora y Oaxaca en muy pequeñas cantidades.

Entidad Federativa/Año	2002	2003	2004	2005	2006
Total	11,405,834	11,305,023	12,034,844	11,747,096	16,084,718
Coahuila	11,405,834	11,305,023	12,034,844	11,747,096	16,084,718

Tabla 2.15 Producción nacional de carbón por entidad federativa

¹⁴ Organismo descentralizado del Gobierno Federal creado para promover el mejor aprovechamiento de los recursos minerales y naturales de la Nación.

La producción de carbón en el país se lleva a cabo en un gran porcentaje por grandes empresas que en su mayoría destinan sus ventas a la industria nacional, siendo los principales consumidores la industria acerera, cementera y CFE en las centrales Carbón I y Carbón II. Este sector minero en 2006 tuvo una producción cercana a los 12 millones de toneladas. La mediana minería alcanzó en el mismo año 4 millones de toneladas mientras que la pequeña minería sólo produjo 42 mil toneladas.

Producción por sector

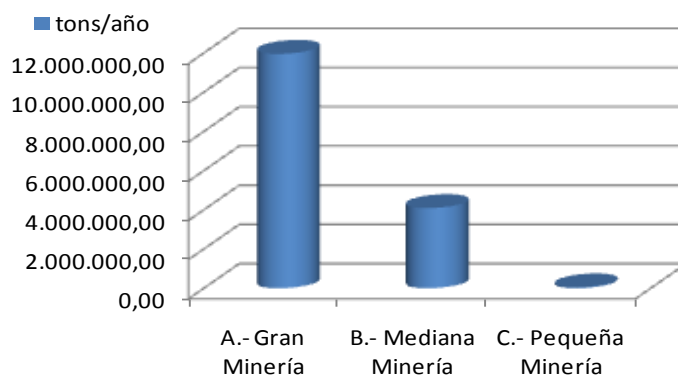


Fig. 2.9 Estructura de la producción minera nacional de carbón de acuerdo al sector industrial (año 2006).

En el período 2002-2006 la industria carbonera tuvo ligeras caídas en la producción en los años 2003 y 2005; sin embargo, en el año 2006 tuvo un notable crecimiento respecto a lo observado en años anteriores, pues la producción se incrementó en cerca del 37% rebasando los 16 millones de toneladas.

Año	tons/año
2,002	11,405,833.80
2,003	11,305,022.50
2,004	12,034,843.90
2,005	11,747,096.00
2,006	16,084,718.00

Tabla 2.16 Producción Minera Total 2002-2006

A pesar de estas bajas, los ingresos por las ventas de carbón han mantenido un ligero crecimiento, destacándose los años 2005 y 2006, donde se tuvo un incremento del orden del 17 % y 10% respectivamente.

2.2.3 RESERVAS DE CARBÓN NACIONALES

Las más grandes reservas de carbón en México se tienen en las cuencas de Sabinas y Río Escondido, Coah. Otra zona con un aparente potencial de producción de carbón es la región de Barranca en Sonora, que en los estudios realizados por la empresa GEIC para CFE arrojan cerca de 292 millones de toneladas, la mayoría consideradas como reservas probables y posibles. Similar a este caso, se encuentra la región de Diquiyu en Oaxaca que podría aportar cerca de 128 millones de toneladas a las reservas existentes. Para considerarlas como recursos confiables, es necesario realizar las pruebas de barrenación pertinentes, para poderlas incluir dentro de las llamadas reservas probadas.

RESERVAS EN MILLONES DE TONELADAS				
CUENCA	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTAL
Sabinas, Coah.	1616	60	60	1736
Río Escondido, Coah.	640.1	481	56	1177.1
Colombia-San Ignacio, Coah.	91.7	46.3		138
Cabullona, Son.			80	80
Barranca, Son.	2.69	88.8	200	291.49
Diquiyu, Oax.	7.7	26.9	93.4	128
Tlaxiaco, Oax.		35.6	26.7	62.3
Extraído en Sabinas y Río Escondido	-400			-400
Totales	1958.19	738.6	516.1	3212.89

Tabla 2.17 Fuente: Reservas de carbón en Coahuila, Sonora y Oaxaca, GEIC-CFE

Las reservas probadas fuera de Coahuila siguen siendo realmente despreciables, pues en su conjunto, suman tan sólo 10.4 millones de toneladas, 2.69 en Sonora y 7.7 en el estado de Oaxaca.

El SGM realizó recientemente un estudio en las principales cuencas del país para determinar las reservas disponibles en dichos sitios. Se destacan las reservas de los Mantos A y B de la subcuenca de Sabinas. Los resultados se muestran en la siguiente tabla.

SUBCUENCA	Recursos indicados con barrenación (mayor a 1 m) (Toneladas)	Recursos inferiores de 0.6 a 1 m (Toneladas)
Sabinas Manto B	587,699,655	109,232,298
Sabinas Manto A	126,415,909	42,870,219
Esperanzas	1,846,327	8,111,200
Monclova	18,373,772	36,439,451
San Patricio	-----	-----
Adjuntas	-----	-----
Saltillito	-----	-----
TOTAL	734,335,663	196,653,168

Tabla 2.18 Reservas de carbón. Fuente SGM

De acuerdo con la Energy Information Administration EIA¹⁵ México cuenta con un total de 1,211 toneladas de carbón probadas, de las cuales 860 son antracitas y bitúmenes y el resto lignitos y sub-bitúmenes. Estas reservas ubican a México en el lugar 20 del ranking mundial contando con el 0.1% de las reservas globales.

	Antracitas y bitúmenes (millones de toneladas)	Lignitos y sub- bitúmenes (millones de toneladas)	Total (millones de toneladas)
Reservas de carbón probadas estimadas (2005)	860	351	1,211

Tabla 2.19 Reservas de carbón de México. Fuente EIA 2007b

Principales empresas dedicadas a la explotación del carbón y su capacidad

En la región de Sabinas, existen un total de 72 pequeños y medianos productores de carbón que se constituyen en 2 asociaciones mineras y productores independientes. La asociación de mayor importancia por el número de socios que agrupa es la unión nacional de productores de carbón. Estas agrupaciones en conjunto suministraron en el 2006, alrededor de 3.3 millones de toneladas de carbón para el consumo de las termoeléctricas Carbón I y Carbón II¹⁶.

¹⁵ www.eia.com

¹⁶ Fuente: <http://www.coremismg.gov.mx/productos/panoramas/pdfs/COAHUILA.pdf>

Las dos empresas productoras de carbón más importantes son MIMOSA y MICARE; las cuales explotan las principales minas de este recurso en los diversos municipios de Coahuila.

NOMBRE	EMPRESA	PRODUCCIÓN t/mes	MUNICIPIO
Block VI	Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA)	118,500	Sn Juan de Sabinas
MIMOSA III	Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA)	31,361	Múzquiz
Mina V	Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA)	116,571	Sn Juan de Sabinas
MIMOSA VI	Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA)	81,722	Múzquiz
MIMOSA VII Saltillito	Minerales Monclova S.A. de C.V. (MIMOSA)	30,000	Progreso
Tajo IV	Minera Carbonífera Río Escondido (MICARE)	133,333	Nava
Mina VI	Minera Carbonífera Río Escondido (MICARE)	100,000	Nava
Mina V	Minera Carbonífera Río Escondido (MICARE)	166,667	Nava
El 22 Fracc. II y Unific. El 27	Excavaciones y Proyectos de México, S.A.	50,000	Sn Juan de Sabinas
San Patricio	CEMEX	10,000	Progreso
Mina Santa María	MINSA	20,000	Sn Juan de Sabinas
Tajo El Milagro	MINSA	50,000	Sn Juan de Sabinas
El Coyote	MEXATIM	50,000	Sn Juan de Sabinas
Los Nogalitos	Minera La Regenta, S.A.	12,000	Sn Juan de Sabinas

Tabla 2.20 Empresas productoras de carbón. Fuente: SGM

2.2.4 POTENCIAL DE LAS RESERVAS PROBADAS DE CARBÓN

Estimando las reservas de carbón en 2000 MMton, realizamos dos ejercicios los cuales consistían en estimar la capacidad instalada de plantas de carbón, con una vida útil de 30 años.

1. Con ST-PRO se modeló una central de 700 MW similar a la instalada en Piedras Negras, Coahuila (Río Escondido), con carbón de la región cuyo poder calorífico es de 19.5 MJ/kg.

Una planta de este tipo consume en promedio 8077 ton/día de carbón, lo que equivale a 2.94 MMton/año y 88.44 MMton durante su vida útil.

Este potencial asegura la instalación de **22 plantas de 700 MW de carbón, con suministro garantizado.**

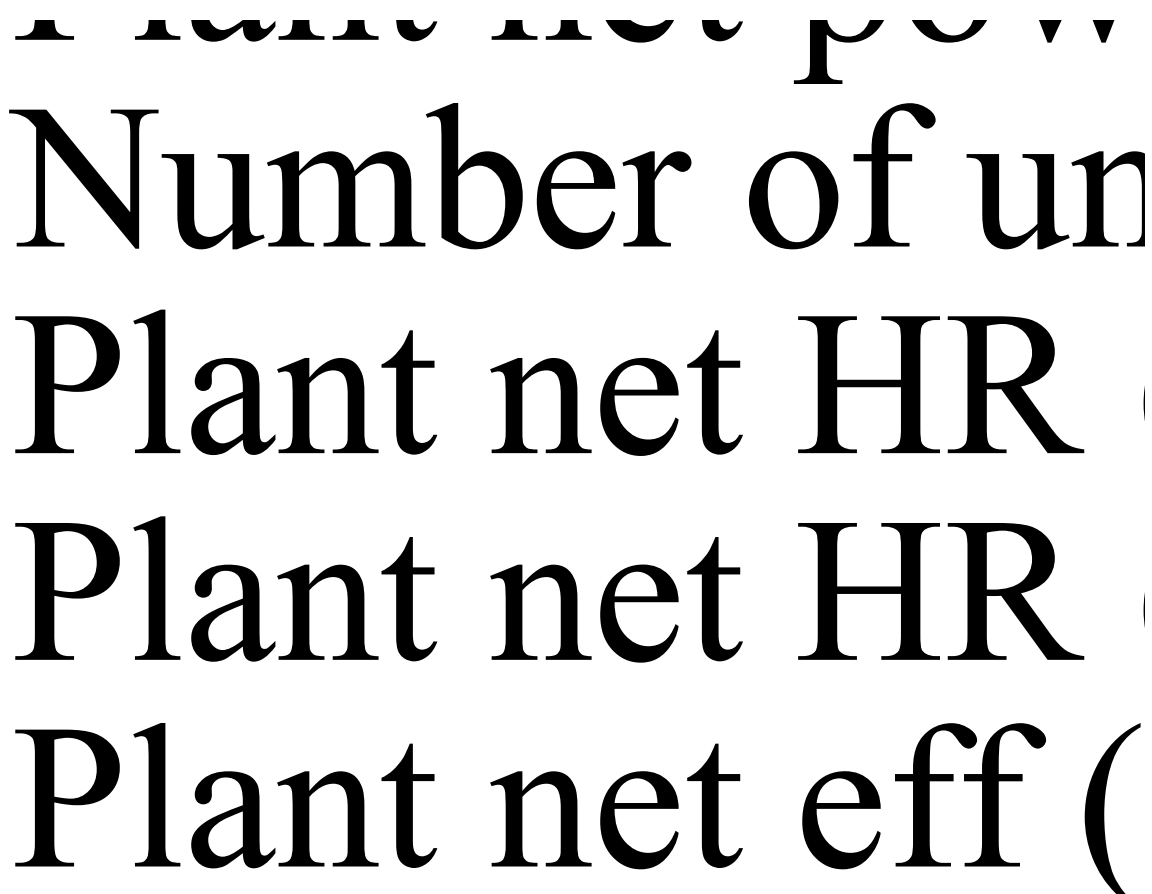


Fig. 2.10 Planta de 700 MW operando con carbón

Resumen de la planta						
	Potencia (kW)		Energía suministrada (kJ/s)		Combustible	
	Bruta	Neta	LHV	HHV	t/h	t/día
Total	764067	689722	1843580	1928013	336.5	8077

Tabla 2.21 Resumen planta con carbón

- De igual forma se modeló en ST-PRO una planta supercrítica de 750 MW como alternativa tecnológica de alta eficiencia. El consumo de combustible es de 8186 ton /día, equivalente a 2.98 MMton/año y 89.63 MMton durante su vida útil.

Este potencial asegura la instalación de **22 plantas de 750 MW de carbón, con suministro garantizado.**

Number of un
Plant net HR
Plant net HR
Plant net eff (

Fig. 2.11 Planta de carbón supercrítico de 700 MW

Resumen de la planta						
	Potencia (kW)		Energía suministrada (kJ/s)		Combustible	
	Bruta	Neta	LHV	HHV	t/h	t/día
Total	750108	700271	1754212	1846759	341.1	8186

Tabla 2.21 Resumen planta de carbón supercrítico

El primer ejercicio ejemplifica la oportunidad de las unidades actuales de CFE para ser convertidas de combustóleo a carbón, que de ser así, existirían las suficientes reservas nacionales para garantizar el suministro durante su vida útil (30 años), y sobraría carbón para pensar en la instalación de nuevas centrales.

El segundo ejercicio es algo similar, solo que aquí se propone la instalación de centrales supercríticas con alta eficiencia.

De comprobarse al 100% la existencia de dichas reservas, podría incentivarse la economía nacional con la explotación del mineral, además podría pensarse en convertir los retiros de combustóleo que CFE plantea en el periodo 2008-2017, según el POISE. Ambos hechos tienen un gran impacto social y económico para el país ya que representan más empleos y ahorros en la inversión de nuevas centrales para el servicio público de electricidad SPE.

2.2.5 RESERVAS MUNDIALES DE CARBÓN

Según la EIA, las reservas mundiales de carbón son de 1,000,912 MMton, y las principales cuencas se encuentran ubicadas en Estados Unidos, después le siguen Rusia, China e India en orden decreciente.

PAIS	Antracita y Bituminoso Recuperable	Linito y sub-Bituminoso Recuperable	Total Recuperable
Canadá	3,826	3,425	7,251
México	948	387	1,335
Estados Unidos	125,412	145,306	270,718
Brasil	0	11,148	11,148
Chile	34	1,268	1,302
Colombia	6,867	420	7,287
Perú	1,058	110	1,168
Alemania	202	7,227	7,428
Grecia	0	4,299	4,299
Serbia y Montenegro	10	18,279	18,288
Bulgaria	4	2,406	2,411
República Checa	2,308	3,812	6,120
Hungría	218	3,482	3,700
Kazakhstan	31,031	3,448	34,479
Polonia	15,432	0	15,432
Rusia	54,110	118,964	173,074
Ucrania	17,939	19,708	37,647
Uzbekistán	1,102	3,307	4,409
Sudáfrica	53,738	0	53,738
Australia	42,549	43,982	86,531
China	68,564	57,651	126,215
India	99,302	2,601	101,903
Indonesia	816	4,661	5,476
Pakistán	0	3,362	3,362
Tailandia	0	1,493	1,493
Otros	4,968	9,729	14,698
Total mundial	530,438	470,475	1,000,912

Tabla 2.21 Reservas mundiales de carbón por país
Fuente: <http://www.eia.doe.gov/fuelcoal.html>

Las reservas de carbón se encuentran repartidas en 70 países con yacimientos aprovechables. Al ritmo actual de consumo se calcula que existen reservas seguras para **147 años**, por 41 y 63 del petróleo y el gas, respectivamente. Además, el 68% de las reservas de petróleo y el 67% de las de gas se encuentran en Oriente Medio y Rusia.

A diferencia del petróleo y gas natural, el carbón es un recurso mineral que se encuentra disponible en muchos países, este hecho ha estimulado los mercados internacionales del carbón, lo que a su vez lo ha convertido en un combustible apto para la diversificación energética en países que mantienen una matriz energética basada en petrolíferos.

2.2.5.1 PRODUCCIÓN MUNDIAL DE CARBÓN

Según el World Coal Institute la producción de carbón mundial desde el 2001 hasta el 2006 es la siguiente:

	Carbón bituminoso y antracita	Carbón sub-bituminoso y lignito
2006*	5,370 MMt	914 MMt
2005	4,934 MMt	906 MMt
2004	4,631 MMt	893 MMt
2003	4,231 MMt	893 MMt
2002	3,910 MMt	882 MMt
2001	3,801 MMt	897 MMt

Tabla 2.22 Producción mundial de carbón
Fuente: World Coal Institute - * Estimaciones

Donde los carbones tipo Lignito y Sub-bituminoso son los que se emplean en centrales termoeléctricas para la producción de electricidad.

De igual forma el World Coal Institute menciona que los 10 países con mayor producción de carbón bituminoso y antracita en el año 2006 fueron:

País		Producción
República Popular	China	2,482 Mt
Estados Unidos de América	India	990 Mt
	Australia	427 Mt
	Suráfrica	309 Mt
	Rusia	244 Mt
	Indonesia	233 Mt
	Polonia	169 Mt
	Kazajistán	95 Mt
	Colombia	92 Mt
		64 Mt

Tabla 2.23 Principales países productores de carbón bituminoso y antracita
Fuente: World Coal Institute - * Estimaciones

En la siguiente figura se muestran las principales rutas comerciales del carbón a nivel mundial.

Principales flujos comerciales de carbón 2002-2030

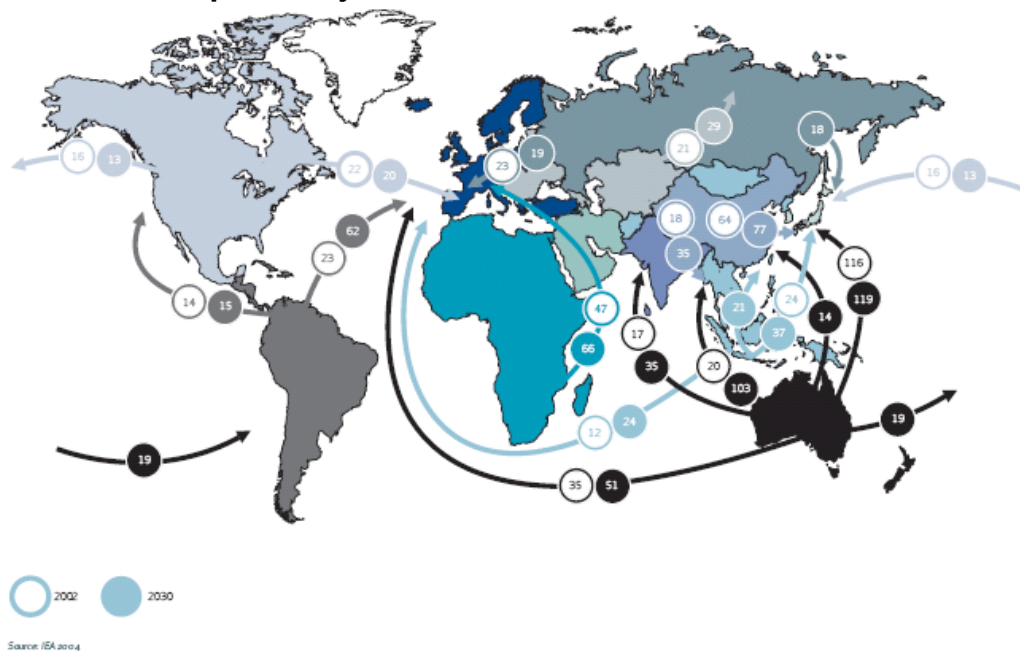


Fig. 2.12 Flujos comerciales de carbón

Más de 4030 MMt de carbón son producidos actualmente - un aumento del 38 % durante los últimos 20 años. La producción de carbón se ha incrementado en Asia, mientras Europa se ha visto una disminución en la producción.

La producción de carbón mundial no es limitada a una sola región - los cinco primeros productores son de China, los EE.UU., India, Australia y Sudáfrica.

Se esperan que la producción global de carbón alcance 7 mil millones de toneladas en 2030 - China aportara alrededor de la mitad del aumento durante este período.¹⁷

¹⁷ Fuente: http://www.worldcoal.org/assets_cm/files/PDF/thecoalresource.pdf

CAPITULO 3. PLANTA ACTUAL, VILLA DE REYES

La metodología de este proyecto consiste en modelar con ST-PRO la C.T Villa de Reyes, operando en sus condiciones óptimas, es decir, la planta nueva y limpia basándose en los balances térmicos de la planta a 100 % de carga (válvulas totalmente abiertas). Este paso permite evaluar la máxima capacidad de la planta, conforme a especificaciones de los fabricantes. Una vez que se ha determinado el potencial de la planta operando con combustóleo y bajo las condiciones mencionadas, se han propuestos varios modelos de opciones de configuración buscando los mismos parámetros de operación como lo son presiones y temperaturas de las turbinas, de precalentadores y de los equipos principales y auxiliares únicamente cambiando la tecnología de la caldera.

3.1 ANTECEDENTES

La central termoeléctrica “Villa de Reyes” cuenta con una capacidad de 700 MW, se ubica en el poblado del mismo nombre, a 42 Km. de la ciudad de San Luis Potosí, a una altitud de 1915 metros s.n.m. y forma parte de la Sub-Gerencia regional de Generación Termoeléctrica del Occidente.

Su construcción se inició el 3 de mayo de 1980, entrando en operación comercial la Unidad No. 1 a partir del 1° de Noviembre de 1986 y la Unidad No. 2 el 1° de octubre de 1987.

Cada una de las dos unidades generadoras cuenta con una capacidad de 350 MW con un voltaje de 20 KV a la salida del generador.

La CT Villa de Reyes está interconectada al Sistema Eléctrico Nacional y abastece a varios Estados de la República Mexicana a través de las Subestaciones de 230 KV, Querétaro, San Luis I, San Luis II y Aguascalientes; y de las subestaciones de 115 KV, Pozos, La Ventilla y Pronapade.

3.2 CONFIGURACIÓN DE LA PLANTA ACTUAL

La central está compuesta por dos turbinas de vapor con capacidad de 350 MW cada una, además existe una caldera para cada unidad, conformada por un economizador, el domo de vapor y sobrecalentador, también cuenta con una sección de recalentamiento. Cada turbina se divide en sección de alta presión, presión intermedia y baja presión teniendo cuatro extracciones en la turbina de baja presión, dos en la de intermedia y una de alta.

El tren de regeneración cuenta con siete precalentadores de agua de alimentación incluyendo el deaerador, mismo que se encuentra ubicado después del cuarto precalentador. El sistema de agua de enfriamiento se lleva a cabo mediante una torre de tiro forzado, donde el agua de repuesto es abastecida por una planta de tratamiento cercana a la planta.

En la siguiente imagen se muestra el diagrama de flujo de la configuración de la planta.

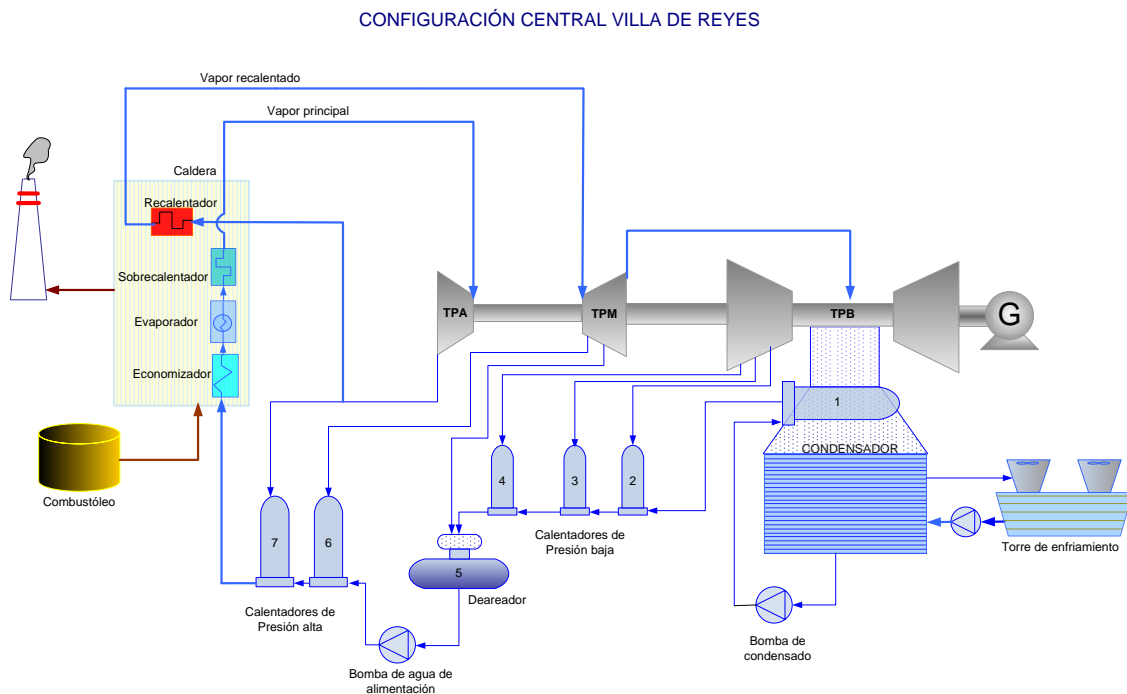


Fig. 3.1 Diagrama de flujo de la Central Villa de Reyes

3.3 BALANCE TÉRMICO DE LA PLANTA ACTUAL

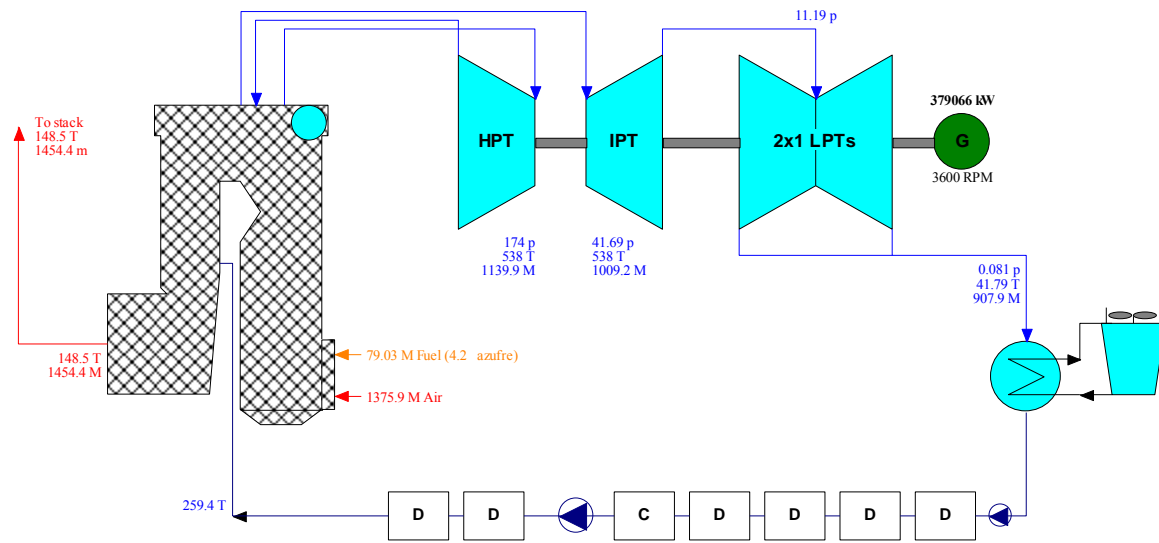
Con base en la información obtenida en nuestra visita a la C.T Villa de Reyes, se realizó el modelo térmico de la planta a plena carga. La potencia neta resultó de **711 MW** con una eficiencia de 37.35 %, considerando un poder calorífico superior del combustóleo de 43.4 MJ/kg. La temperatura y humedad relativa que se utilizaron fueron 23°C y 51.86 % respectivamente.

Se tiene una producción de vapor de alta presión de 1139.9 t/h a 174 bares y 538 C por unidad, el vapor se expande en la turbina de vapor, en la sección de alta presión hasta 41.69 bares. A la sección de intermedia presión llegan 1009.2 t/h provenientes de la sección de recalentamiento en la caldera, a 41.69 bares y 538 C, la expansión se realiza hasta 11.19 bares. En la sección de baja presión se tiene una expansión hasta .081 bares y 41.79 C, el flujo de vapor a condensado es de 907.9 t/h. La disminución en el flujo de vapor durante la expansión en la turbina de vapor, se debe a las múltiples extracciones que se realizan para precalentar el agua de alimentación, dos precalentadores de alta presión, un deareador y cinco precalentadores de baja presión. La potencia bruta y neta de la turbina de vapor es de 379.066 MW y 356.126 MW correspondientemente.

El flujo de agua de enfriamiento es de 28,492 t/h, el agua entra en condensador a 22.69 C y sale a 36.48 C, mientras el flujo de aire en la torre de enfriamiento es de 18,280 t/h a 23 C y sale a 33.72 C. La potencia neta de la planta es de 711.738 MW con un consumo de combustible de 3794 t/d.

Plant net power	711138	kW
Number of units	2	
Plant net HR (HHV)	9638	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9090	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	37.35	%
Plant net eff (LHV)	39.6	%
Aux. & losses	46994	kW
Fuel heat input (HHV)	6854	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6464	GJ/h
Fuel flow	3794	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



† STEAM PRO 18.0.2 Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1532-05-08-2009 10:38:06 C:\Documents and Settings\hbeltran\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\VDR COMBUSTOLEO\VDR VTA COMBUSTOLEO x2.STP

- Each of 2 units
p [bar] T [C] M [t/h]

Fig. 3.2 Modelo ST-PRO de la Central Villa de Reyes

CAPITULO 4. ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN A CARBÓN

Las propuestas de conversión a carbón son básicamente dos; conversión a caldera de carbón pulverizado y conversión a caldera de lecho fluido. De estas dos alternativas se desprenden otras opciones, como son; posibilidad de quemar una mezcla de carbón con coque de petróleo o simplemente carbón.



Fig. 4.1. Diagrama de bloques de las alternativas de conversión a carbón.

Cada una de las alternativas se modeló en ST-PRO, con la composición química del carbón de NAVA y coque nacional, los resultados de las simulaciones se muestran a continuación.

4.1 DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS

4.1.1 CALDERAS DE CARBÓN PULVERIZADO

La combustión de carbón pulverizado o *pulverized coal*, PC, es el método más utilizado en la quema de carbón para generación eléctrica. En esta tecnología, el carbón es molido, pulverizado e inyectado, junto con aire a la caldera. El calor generado es usado para producir vapor a altas presiones y temperaturas para activar las turbinas y generar electricidad. En la actualidad casi toda la electricidad generada en el mundo en plantas de carbón es producida usando sistemas de carbón pulverizado.

El sistema de preparación del carbón, secado, molienda al tamaño especificado y alimentación del combustible mediante transporte neumático a los quemadores, está completamente integrado con la caldera. El aire que transporta el carbón es una pequeña fracción del aire total de combustión, por lo que el resto es inyectado separadamente y mezclado con el combustible en la cámara de combustión. Las paredes de la cámara de combustión están completamente refrigeradas por vapor. El diseño de la cámara de combustión tiene que suministrar suficiente tiempo de residencia para garantizar una perfecta combustión y enfriar las cenizas volantes por debajo de su temperatura de reblandecimiento evitando su acumulación sobre los intercambiadores de calor.

CONFIGURACIÓN DE UNA CENTRAL DE CARBÓN PULVERIZADO

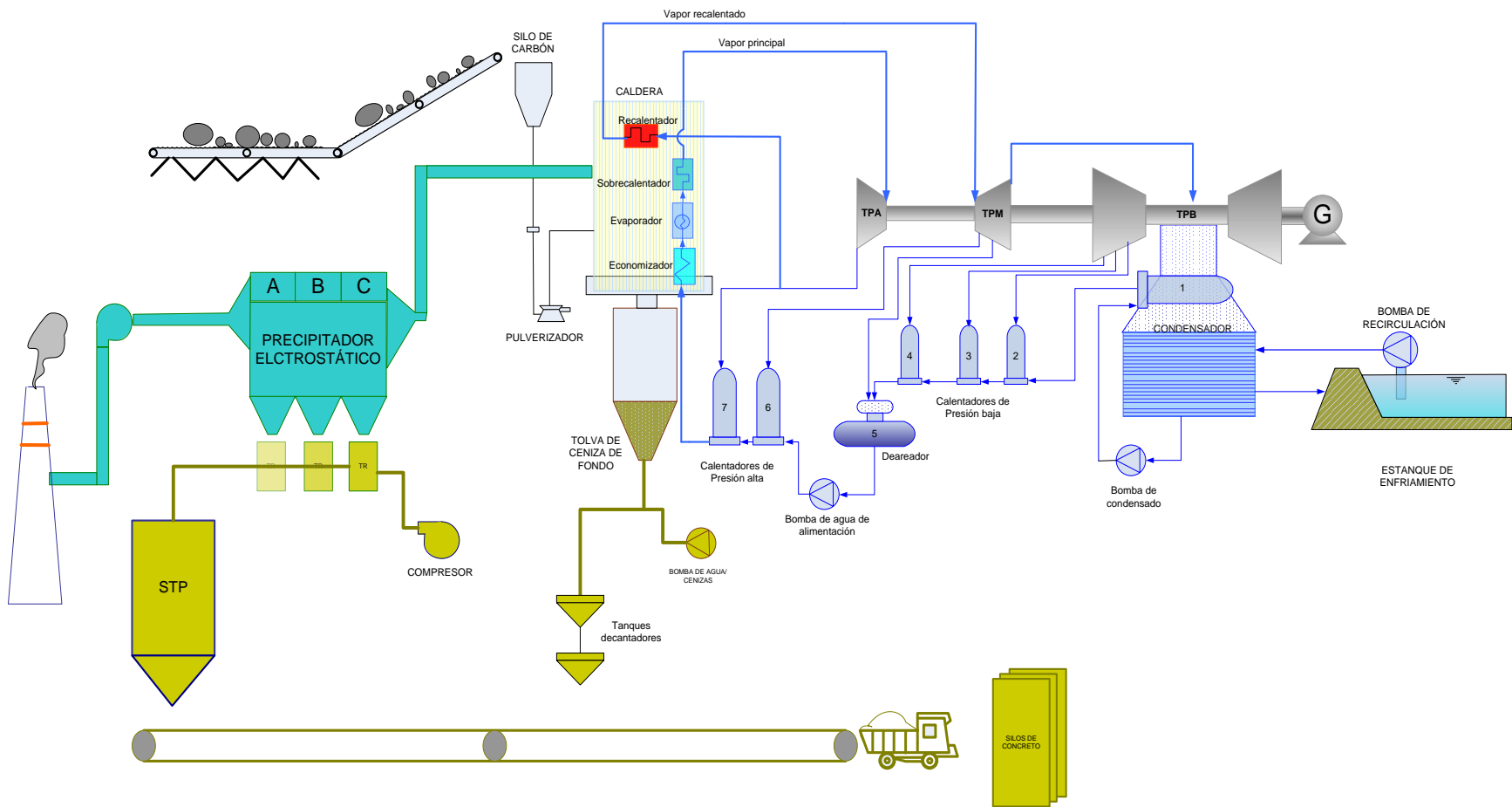


Figura 4.2 Configuración básica de una central de carbón pulverizado

4.1.2 CALDERAS DE LECHO FLUIDO

El lecho fluido o *fluid bed*, FB, es un método para quemar carbón en un lecho de partículas calientes suspendidas en una corriente de gas actuando como un fluido, lo cual permite una mezcla rápida de las partículas.

Esta tecnología se está aplicando con éxito a las centrales modernas de carbón. El combustible, triturado en partículas muy finas, se inyecta en la parte inferior de la caldera, manteniéndose en suspensión mediante un flujo de aire. El lecho fluido sustenta el combustible sólido mientras se bombea aire hacia arriba durante la combustión dando como resultado la formación de remolinos que favorecen la mezcla del gas y del combustible.

A la cámara de combustión se añade caliza, con lo que los óxidos de azufre que se forman en la combustión del carbón quedan retenidos junto con la ceniza. Además, se reduce la formación de óxidos de nitrógeno, puesto que este tipo de calderas funcionan a una temperatura relativamente baja, entre 400-500°C. Con este tipo de caldera se logran buenos rendimientos en la producción de electricidad, a la vez que se reducen de forma significativa las emisiones contaminantes.

La combustión en lecho fluido permite una mayor flexibilidad en el uso de combustible: (carbón, biomasa, coque de petróleo etc), además de un mayor aprovechamiento del mismo así como una mejor transferencia del calor producido durante la combustión.

4.2 RESULTADOS TÉCNICO-ECONÓMICOS DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN

Algunos de los criterios adoptados en el diseño fueron:

- Se usaron valores de temperatura ambiente de diseño de 26°C bulbo seco y 52% de humedad relativa, de acuerdo a datos del Prontuario de la CFE.
- Se usó una altitud de 1,915 msnm.
- Se usó un precio de combustible de 7 US\$/GJ (LHV) para el primer año del proyecto, que podría ser alto.
- Se usó el sistema de evaluación económica del STPRO, con algunos de los siguientes parámetros:
 - Vida del proyecto, 30 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, 40 US\$/kW-año
 - Costo variable O&M, 0.006 US\$/kWh

A continuación se presentan los resultados técnicos y económicos de las alternativas propuestas; megawatts netos (MWn), megawatts brutos (MWb), potencia térmica (kJ/s), consumo de combustible (t/h y t/día), régimen térmico neto, RTU (kJ/kWh), eficiencia neta (%), inversión o EPC (MMUSD), precio del combustible (USD/GJ), costo nivelado de generación o BEEP (USD/MWh) y costo variable de generación (USD/MWh).

4.2.1 ALTERNATIVA 1

Tecnología: Caldera de CARBÓN PULVERIZADO CON FGD¹⁸

Combustible: carbón de NAVA

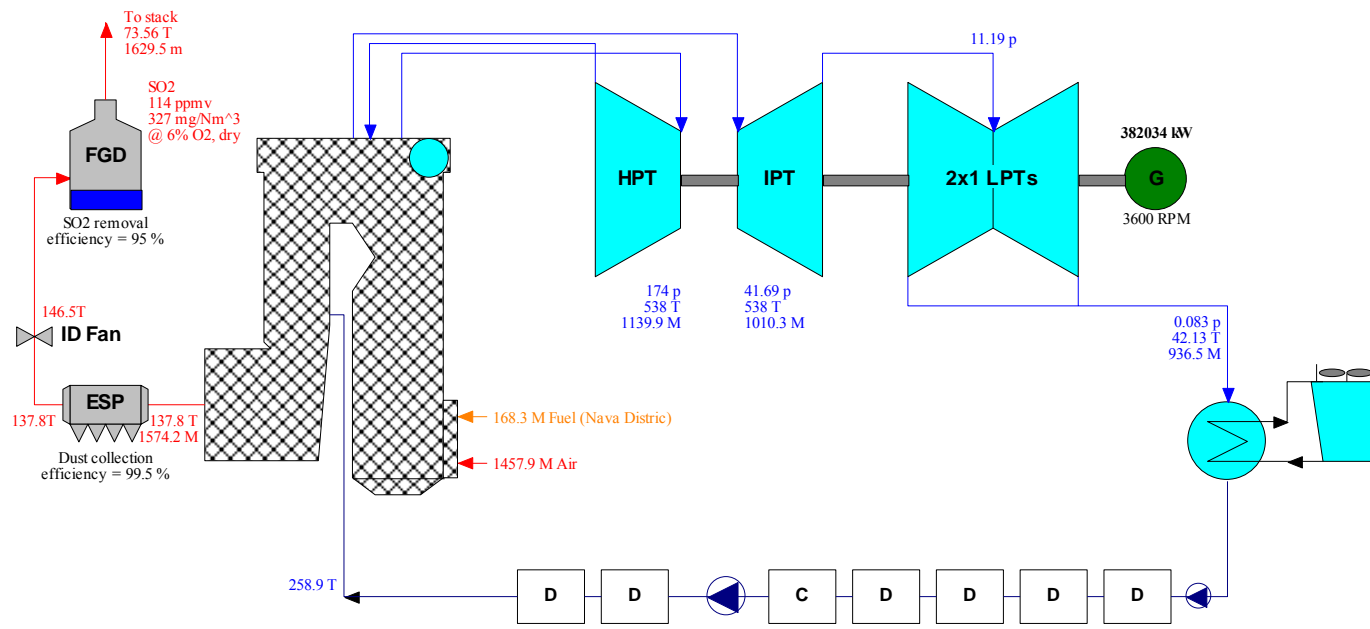
Esta opción plantea el uso de carbón de la localidad de Nava, Coahuila en una caldera de carbón pulverizado. Cuenta con sistema de captura de ceniza volante mediante un precipitador electrostático e incluye tratamiento de gases de combustión a base de piedra caliza para retirar el dióxido de azufre, proceso que se lleva a cabo en el desulfurador (FGD). Los parámetros de operación de los equipos principales se mantienen iguales a los de la planta operando con combustóleo. El vapor producido con esta configuración es de 1139.9 ton/h.

RESULTADOS	
MW b	764.1
MW n	689.7
HHV kJ/s	964,007.0
t/h	336.5
t/día	8,076
RTU kJ/kWh	10,063
efi HHV n %	35.77
EPC MMUSD	1343.8
EPC USD/kW	1948
PRECIO COMB USD/GJ	3
BEEP	64.1
CVG USD/MWh	30.2

¹⁸ Flue Gas Desulfuration (tratamiento de azufre en gases de combustión).

Plant net power	689717	kW
Number of units	2	
Plant net HR (HHV)	10063	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9623	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	35.77	%
Plant net eff (LHV)	37.41	%
Aux. & losses	74352	kW
Fuel heat input (HHV)	6941	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6637	GJ/h
Fuel flow	8077	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



STEAM PRO 18.0.2 Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1532 05-08-2009 10:40:23 C:\Documents and Settings\hbeltranm\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\WDR CARBON\WDR VTA CARBON x2.STP

- Each of 2 units
p [bar] T [C] M [t/h]

Fig. 4.3 Diagrama de la configuración Villa de Reyes Carbón Pulverizado

4.2.2 ALTERNATIVA 2.

Tecnología: Caldera de LECHO FLUIDO

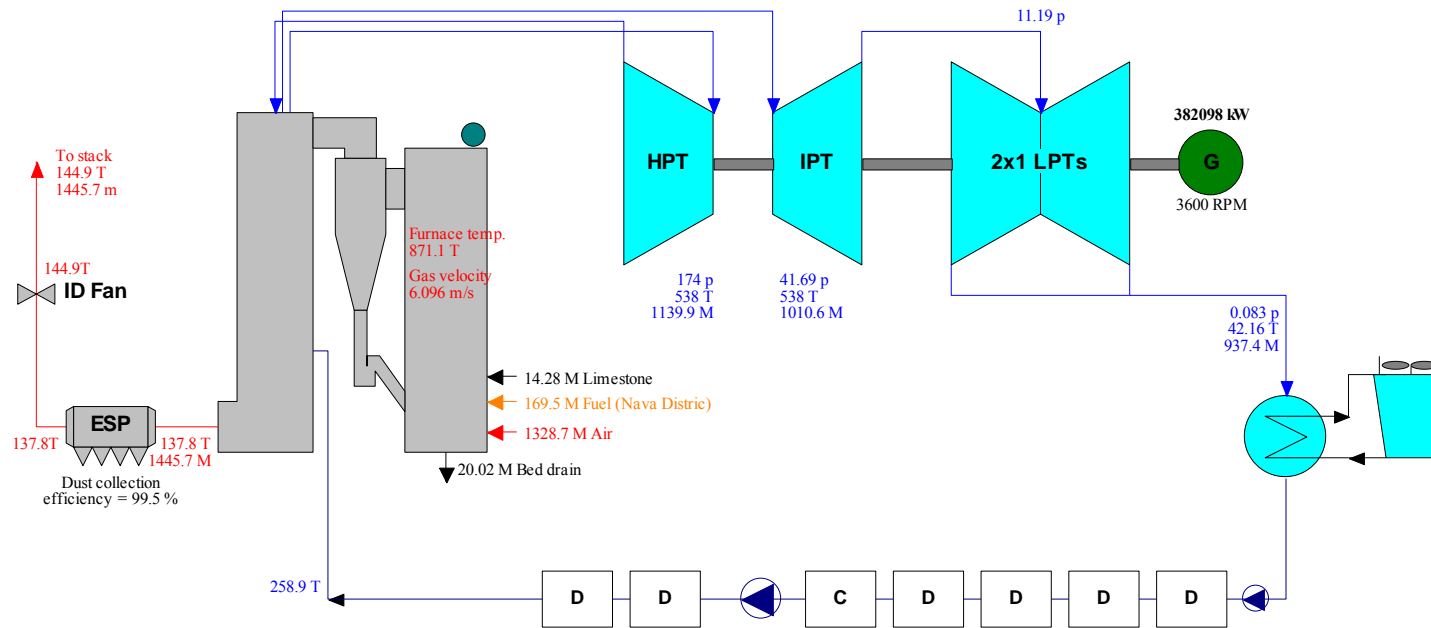
Combustible: Carbón de NAVA

Esta opción plantea el cambio de la caldera de combustóleo por una caldera de lecho fluido, en la que a diferencia del carbón pulverizado, recibe piedra caliza directamente en el hogar, donde ésta absorbe el dióxido de azufre. También se incluye un precipitador electrostático para la captura de la ceniza volante. La eficiencia de esta tecnología es ligeramente menor que la de sus similares con carbón pulverizado. El consumo de combustible es también ligeramente mayor que en las opciones 1 y 2, pues representa 8136 ton/día.

RESULTADOS	
MW b	764.2
MW n	691.5
HHV kJ/s	970,969.0
t/h	339.0
t/día	8,136
RTU kJ/kWh	10,109
efi HHV n %	35.61
EPC MMUSD	1352.8
EPC USD/kW	1956
PRECIO COMB USD/GJ	3
BEEP	64.6
CVG USD/MWh	30.3

Plant net power	691548	kW
Number of units	2	
Number of boilers per unit	1	
Plant net HR (HHV)	10109	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9666	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	35.61	%
Plant net eff (LHV)	37.24	%
Aux. & losses	72648	kW
Fuel heat input (HHV)	6991	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6685	GJ/h
Fuel flow	8136	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



STEAM PRO 18.0.2 Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1532 05-08-2009 10:41:29 C:\Documents and Settings\shbeltranm\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\VDR CARBON LECHO FLUIDO\VDR VTA CARBON LECHO FL.x2.STFP [bar] T [C] M [t/h] - Each of 2 units

Fig. 4.4 Diagrama de la configuración Villa de Reyes Lecho Fluido

4.2.3 ALTERNATIVA 3

Tecnología: Caldera de LECHO FLUIDO

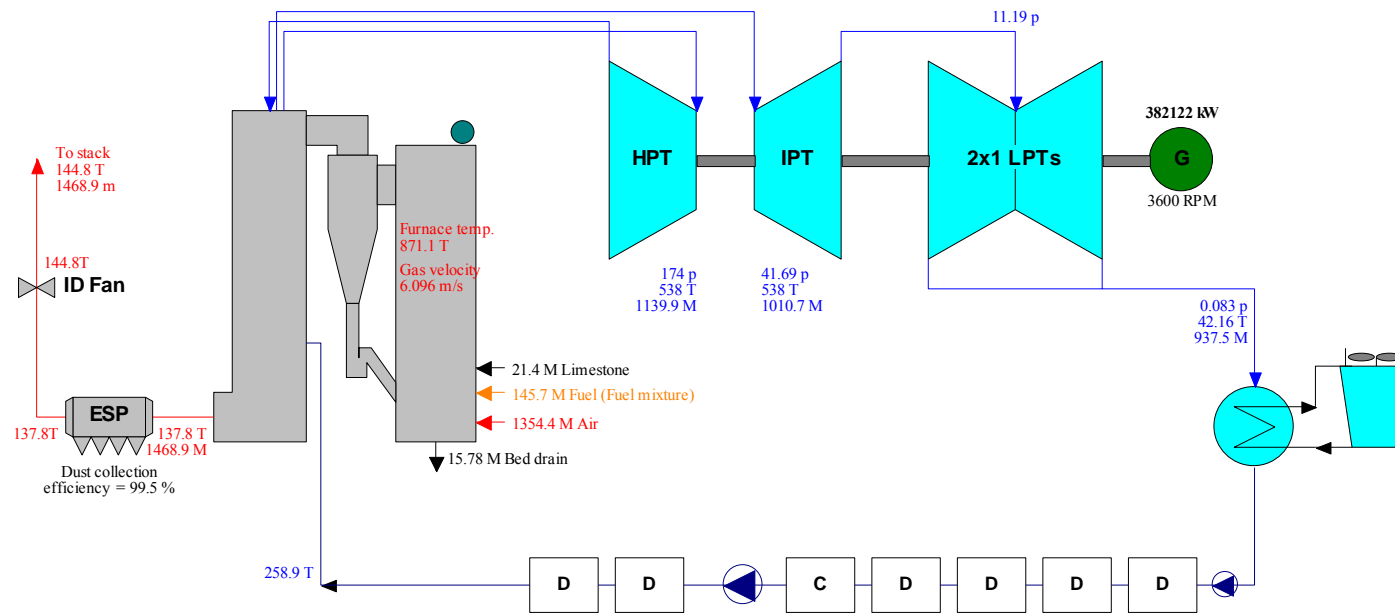
Combustible: Carbón de NAVA 70%, COQUE DE PETRÓLEO 30%

En esta configuración, el combustible utilizado es una mezcla que contiene 70% carbón (% en masa) de la región de Nava y 30% de coque de petróleo nacional. Se hace evidente que esta opción estaría sujeta a la disponibilidad del coque, pues la producción actual sería insuficiente para abastecer los usos actuales y los de esta central. La caldera actual se cambió por una nueva de lecho fluido. Económicamente representa una buena opción, pues el precio del coque es aún más bajo que el del carbón, lo que se refleja en un menor CVG para la planta bajo esta configuración. El consumo total de combustible resulta ser menor que en las opciones con 100% carbón como combustible, pues el poder calorífico del coque es mayor. El consumo de la mezcla resulta de 6996 ton/día. Con esta configuración es necesario incluir un precipitador electrostático para el manejo de la ceniza volante. Por ser una caldera de lecho fluido, se necesita la piedra caliza, el consumo por hora es de 21.4 toneladas por unidad.

RESULTADOS	
MW b	764.2
MW n	692.7
HHV kJ/s	964,644.0
t/h	291.5
t/día	6,996
RTU kJ/kWh	10,026
efi HHV n %	35.90
EPC MMUSD	1309.6
EPC USD/kW	1891
PRECIO COMB USD/GJ	2.7
BEEP	61
CVG USD/MWh	27.1

Plant net power	692710	kW
Number of units	2	
Number of boilers per unit	1	
Plant net HR (HHV)	10026	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9637	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	35.9	%
Plant net eff (LHV)	37.36	%
Aux. & losses	71534	kW
Fuel heat input (HHV)	6945	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6675	GJ/h
Fuel flow	6996	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



STEAM PRO 18.0.2 Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM - Each of 2 units
1532 05-08-2009 10:44:37 C:\Documents and Settings\hbeltranm\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\VDR SAB 70 COQUE 30 LF\VDR VTA SABINAS 70 COQUE30 LF x2.STFP [bar] T [C] M [t/h]

Fig. 4.5 Diagrama de la configuración Villa de Reyes Lecho Fluido SABINAS 70 COQUE

4.2.4 ALTERNATIVA 4

Tecnología: Caldera de LECHO FLUIDO

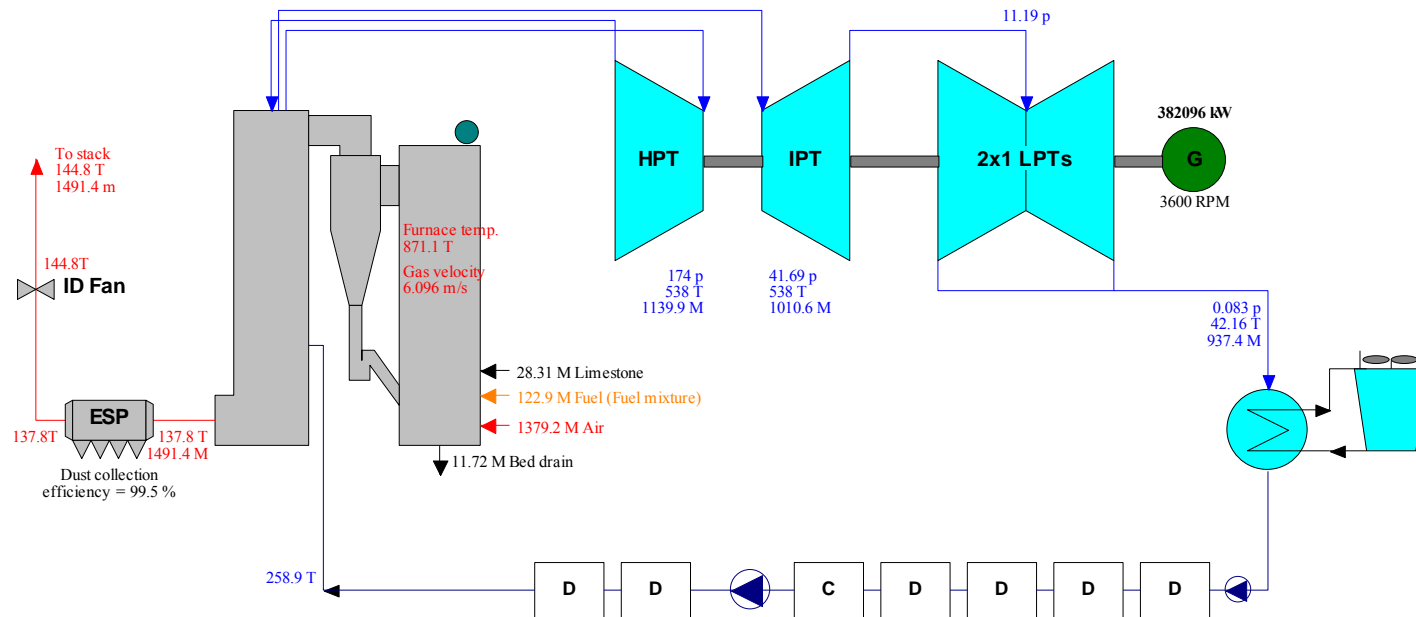
Combustible: Carbón de NAVA 30%, COQUE DE PETRÓLEO 70%

Nuevamente se plantea el uso de una mezcla de carbón de Nava con coque de petróleo nacional, aquí el porcentaje en masa es de 30% y 70% respectivamente. Esta opción está sujeta también a la disponibilidad en producción y distribución del coque de petróleo, pues se requieren 5902 ton/día de este recurso. El consumo de combustible para producir 694.6 MWn es el más bajo de todas las opciones, 5902 ton/día. Los cambios a los equipos actuales, son la sustitución de la caldera por una de lecho fluido así como la adición de el precipitador electrostático para la retención de ceniza volante. La opción representa un costo variable de generación muy por debajo de las demás configuraciones. El consumo de piedra caliza para el tratamiento del azufre en la caldera es de 28.4 ton/h por unidad.

RESULTADOS	
MW b	764.2
MW n	694.6
HHV kJ/s	959,453.0
t/h	245.9
t/día	5,902
RTU kJ/kWh	9,946
efi HHV n %	36.20
EPC MMUSD	1246.6
EPC USD/kW	1795
PRECIO COMB USD/GJ	2.3
BEEP	59.9
CVG USD/MWh	22.9

Plant net power	694575	kW
Number of units	2	
Number of boilers per unit	1	
Plant net HR (HHV)	9946	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9607	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	36.2	%
Plant net eff (LHV)	37.47	%
Aux. & losses	69617	kW
Fuel heat input (HHV)	6908	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6673	GJ/h
Fuel flow	5901	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



STEAM PRO 18.02. Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1532 05-08-2009 10:43:38 C:\Documents and Settings\hbeltranm\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\VDR SAB 30 COQUE 70 LF\VDR VTA SABINAS 30 COQUE 70 LF x2.STP
- Each of 2 units
[bar] T [C] M [t/h]

Fig. 4.6 Diagrama de la configuración Villa de Reyes Lecho Fluido SABINAS 30 COQUE

4.2.5 ALTERNATIVA 5

Tecnología: Caldera de CARBÓN PULVERIZADO

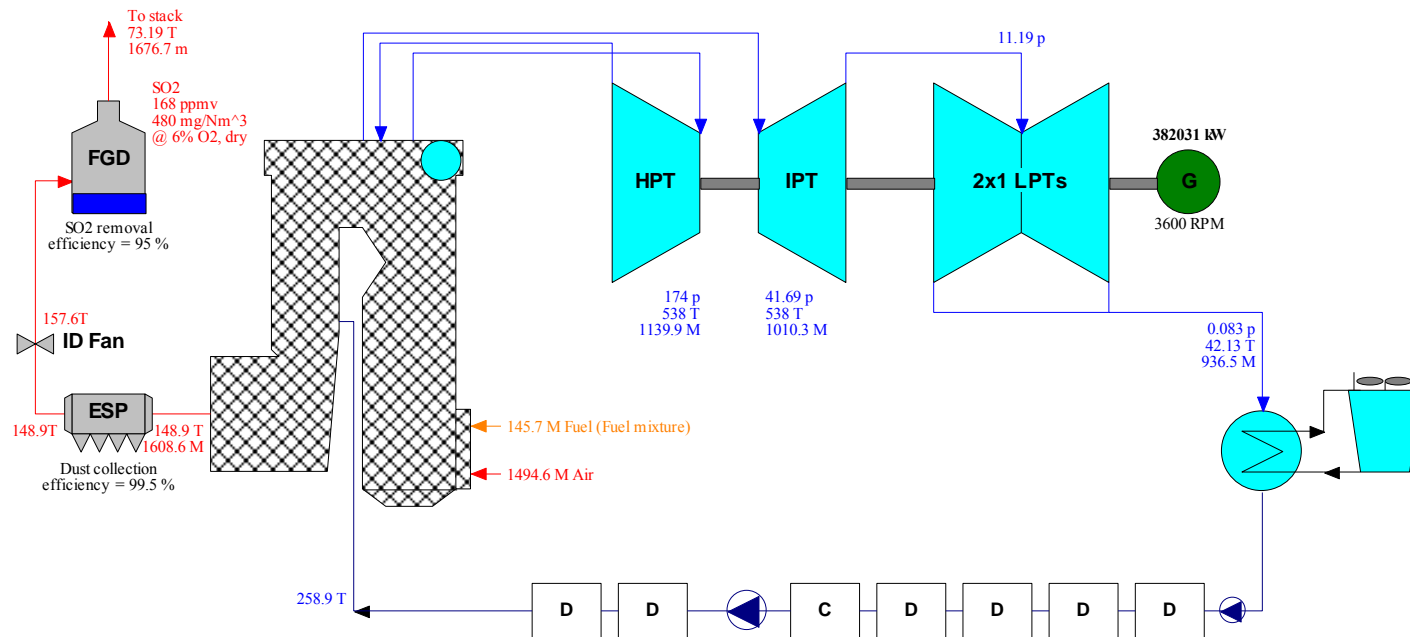
Combustible: Carbón de NAVA 70%, COQUE DE PETRÓLEO 30%

Las modificaciones al equipo existente en la planta bajo esta configuración implican el cambio de la caldera por una de carbón pulverizado, la inclusión de un precipitador electrostático para el manejo de la ceniza volante y el desulfurador (FGD) para evitar tirar dióxido de azufre a la atmósfera. El combustible es una mezcla que contiene 70% carbón de la región de la región de Nava y 30 % coque de petróleo. Esta configuración representa una buena opción por tener un bajo consumo de combustible (6992 ton/día) y arrojar un costo variable de generación muy bueno, 27.1 USD/MWh. Al igual que las demás opciones que mezclan carbón con coque, esta propuesta depende de la oferta del coque de petróleo, que en los últimos años no ha registrado aumentos. La eficiencia es muy similar a las arrojadas en las configuraciones anteriores, 35.82%.

RESULTADOS	
MW b	764.1
MW n	690.6
HHV kJ/s	964,036.0
t/h	291.3
t/día	6,992
RTU kJ/kWh	10,050
efi HHV n %	35.82
EPC MMUSD	1308.0
EPC USD/kW	1894
PRECIO COMB USD/GJ	2.7
BEEP	60.7
CVG USD/MWh	27.1

Plant net power	690649	kW
Number of units	2	
Plant net HR (HHV)	10050	kJ/kWh
Plant net HR (LHV)	9659	kJ/kWh
Plant net eff (HHV)	35.82	%
Plant net eff (LHV)	37.27	%
Aux. & losses	73413	kW
Fuel heat input (HHV)	6941	GJ/h
Fuel heat input (LHV)	6671	GJ/h
Fuel flow	6992	t/day

Ambient
0.803 p
23 T
51.86% RH



STEAM PRO 18.02 Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México - UNAM
1532 05-08-2009 10:46:32 C:\Documents and Settings\hbeltranm\Escritorio\FINALES VILLA DE REYES\VDR SAB 70 COQUE 30 PC\VDR VTA SABINAS 70 COQUE30 PC x 2.STP [bar] T [C] M [t/h] - Each of 2 units

Fig. 4.7 Villa de Reyes Carbón Pulverizado SABINAS 70 COQUE 3

4.2.6 ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN

Cualquiera de las opciones representa una disminución en la potencia neta del ciclo respecto a la planta actual, pues en cada una el autoconsumo es mayor. Se destaca la opción de lecho fluido con la mezcla de combustible 70% carbón de Nava y 30% coque de petróleo, como la que tiene mayor potencia neta con 694.6 MW.

CONFIGURACIÓN	MWnetos
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	711.1
NAVA 30 COQUE 70 FB	694.6
NAVA 70 COQUE 30 FB	692.7
CARBÓN NAVA FB	691.5
NAVA 70 COQUE 30 PC	690.6
CARBÓN NAVA CP CON TGC	689.7

Tabla 4.8 Potencia neta (orden decreciente)

En cuanto al consumo de combustible por día, existe un incremento en todas las opciones propuestas respecto a la actual debido a que el poder calorífico del carbón y de las mezclas sugeridas es menor al del combustóleo. La alternativa que tiene un menor consumo es la tecnología de lecho fluido utilizando la mezcla de 70% coque de petróleo y 30 % carbón de Nava, que como es evidente, contiene en su mayoría coque de petróleo mismo que otorga un mayor poder calorífico respecto al 100% de carbón; el consumo para esta configuración es de 5901.6 t/día.

CONFIGURACIÓN	t/día
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	3794.4
NAVA 30 COQUE 70 FB	5901.6
NAVA 70 COQUE 30 PC	6991.2
NAVA 70 COQUE 30 FB	6996
CARBÓN NAVA CP CON TGC	8076
CARBÓN NAVA FB	8136

Tabla 4.9 Consumo de combustible (orden creciente)

El ciclo más eficiente dentro de las configuraciones propuestas es la opción de lecho fluido con 30% carbón de Nava con un 36.2% de eficiencia con el poder calorífico superior; todas las opciones decrecen en eficiencia respecto a la actual.

CONFIGURACIÓN	efi HHV n
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	37.35
NAVA 30 COQUE 70 FB	36.20
NAVA 70 COQUE 30 FB	35.90
NAVA 70 COQUE 30 PC	35.82
CARBÓN NAVA CP CON TGC	35.77
CARBÓN NAVA FB	35.61

Tabla 4.10 Eficiencia neta de con poder calorífico superior (orden decreciente)

Técnicamente, la configuración con caldera de lecho fluido quemando una mezcla de 30% carbón de Nava y 70 % coque de petróleo, representa la mejor opción; tiene la mayor eficiencia neta, el menor consumo de combustible y la mayor potencia neta entregada.

TABLA 4.11 CRIBA DE RESULTADOS TÉCNICOS

CONFIGURACIÓN	MW b	MW n	HHV kJ/s	t/h	t/día	NHR (HHV)	efi HHV n %
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	758.1	711.1	951,976.00	158.1	3,794.4	9,638.4	37.35
CARBÓN NAVA PC	764.1	689.7	964,007	336.5	8,076.0	10,063.3	35.77
CARBÓN NAVA FB	764.2	691.5	970,969	339.0	8,136.0	10,109.2	35.61
NAVA 30 COQUE 70 FB	764.2	694.6	959,453	245.9	5,901.6	9,945.7	36.20
NAVA 70 COQUE 30 FB	764.2	692.7	964,644	291.5	6,996.0	10,026.5	35.90
PC 70 NAVA 30 COQUE	764.1	690.6	964,036	291.3	6,991.2	10,050.0	35.82

4.3 ANÁLISIS DE EMISIONES DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN

Uno de los principales requerimientos en proyectos de generación de electricidad es el control de emisiones, mismas que en este documento se pretenden tratar con especial atención; es por esto que para cada una de las tecnologías presentadas se han evaluado las emisiones contaminantes. Resulta por demás decir que en cuanto a dióxido de azufre, hay mucho por hacer, pues el combustóleo que se usa en Villa de Reyes contiene el elevado porcentaje en masa de 4.2%.

De acuerdo con la tabla 4.12 se puede concluir lo siguiente:

1.- Todas las alternativas propuestas representan una enorme disminución en las emisiones de SO₂ respecto a la original de combustóleo, pues considerando el 4.2% de azufre que contiene este combustible, se emiten actualmente 17.5 kg de SO₂/MWh. El caso 4 presenta la mayor producción de SO₂ por MWh, mientras que el caso 1 presenta la menor producción.

2. Las emisiones de CO₂ se incrementan en cada uno de los casos propuestos, pues el carbón contiene en su mayoría carbono como elemento dominante en su composición; lo mismo ocurre con el coque de petróleo y las mezclas con carbón. El caso 4 presenta la mayor producción de CO₂ por MWh, mientras que el caso 1 presenta la menor producción.

3.- Otro de los contaminantes más dañinos para el medio ambiente es el NO₂ del cual se producen actualmente en Villa de Reyes 0.7774 kg NO₂ / MWh, mientras que en todas las alternativas propuestas se muestra una producción nula de este contaminante.

4.- La producción de partículas suspendidas en los gases de escape en cada una de las propuestas realizadas disminuye respecto a la planta actual con combustóleo, que produce 1 kg Partículas / MWh. Las simulaciones muestran que el caso 2 presenta la mayor producción de partículas mientras que el caso 3 presenta la menor.

En síntesis, las tecnologías mejoran considerablemente las emisiones de azufre, partículas suspendidas y óxidos de nitrógeno en cada una de las propuestas, aunque existe un incremento de emisiones de CO₂ en todas ellas.

TABLA 4.12 EMISIONES CONTAMINANTES

(En verde el valor más bajo, en rojo el valor más alto)

CASO	Emisiones de la Planta				Emisiones en Chimenea				
					SO ₂		NO ₂		Partículas
	kgSO ₂ / MWh	kgCO ₂ / MWh	kgNO ₂ / MWh	kg Partículas / MWh	ppmv @ 6% O ₂ , dry	mg / Nm ³ @ 6% O ₂ , dry	ppmv @ 6% O ₂ , dry	mg / Nm ³ @ 6% O ₂ , dry	mg / Nm ⁴ @ 6% O ₂ , dry
COMBUSTÓLEO (CASO BASE)	17.5	634.4	0.7774	1.001	2109.3	6029	130.5	267.9	344.8
1. CARBON c/PE y c/TGC	0.9961	798	0	0.1263	114.6	327.7	0	0	41.55
2. CARBON LF c/PE	1.12	800.2	0	0.6114	130.3	372.4	0	0	199.7
3. NAVA 70% Y COQUE 30% PC, c/PE y c/TGC	1.503	824.2	0	0.0768	481.7	168.5	0	0	24.63
4. NAVA 30% Y COQUE 70% LF, c/PE	2.26	848.9	0	0.3577	248.5	710.3	0	0	112.4
5. NAVA 70% Y COQUE 30% LF, c/PE	1.708	824.9	0	0.4817	191.5	547.4	0	0	154.4

4.3.1 COMPARACIÓN DE EMISIONES CON LA NORMA OFICIAL MEXICANA

La configuración de la planta actual es el peor de los escenarios que se muestran con respecto a emisiones. Se observa que tiene una gran cantidad de emisiones de dióxido de azufre y carbono. Evidentemente la emisión más agresiva es la de dióxido de azufre ya que con la humedad del entorno (H_2O) se produce ácido sulfúrico (H_2SO_4) obteniendo consecuencias graves para el ambiente.

Actualmente la planta tiene emisiones de 2100 ppmV de dióxido de azufre, destacando que la máxima permitida en la norma NOM- ECOL-85-1994 es de 2200 ppmV dentro del territorio Mexicano. En la zona metropolitana de la Ciudad de México el máximo permitido es de 550 ppmV mientras que en las zonas críticas de país (Zona metropolitana de Monterrey y Guadalajara, Coahuila de Zaragoza-Minatitlán, Irapuato-Celaya-Salamanca, Tula-Vito-Apasco, Tampico-Madero-Altamira, Tijuana y Cd. Juárez) es de 1100 ppmV. Por la ubicación de la Central Termoeléctrica, Villa de Reyes SLP, el valor máximo permitido de emisiones de SO_2 es de 2200 ppmV; esto hace que la planta esté trabajando al límite de emisiones.

En las diferentes configuraciones que se formulan en este trabajo, se observa que hay una notoria disminución en emisiones de dióxido de azufre. Destacando que, la opción de carbón pulverizado sin tratamiento de gases de combustión (TGC), como opera actualmente las plantas termoeléctricas de CFE, es la que emite mayor concentración de azufre, 40 % menos que la configuración actual a combustóleo.

Las emisiones de dióxido de nitrógeno (NO_2) en la norma NOM-ECOL-85 se establecen en un valor máximo de 375 ppmV, la C.T. emite 130 ppmV, estableciéndose por debajo de la norma; sin embargo, analizando las propuestas de conversión, todas tienen un índice de 0 ppmV de dióxido de nitrógeno.

Sin dejar a un lado las emisiones de CO₂; es cierto que al quemar carbón, como combustible principal para la generación, se tiene emisiones de CO₂ mayores a la de la planta actual.

TABLA 4.13 NORMA NOM- ECOL-85-1994

CAPACIDAD DEL EQUIPO DE COMBUSTIÓN MJ/h	TIPO DE COMBUSTIBLE EMPLEADO	DENSIDAD DEL HUMO	PARTÍCULAS mg/m ³ (kg/10 ⁶ kcal)			BIÓXIDO DE AZUFRE ppmV (kg/10 ⁶ kcal)			ÓXIDOS DE NITRÓGENO ppmV (kg/10 ⁶ kcal)			EXCESO DE AIRE DE COMBUSTIÓN %volumen
		Número de mancha u opacidad	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	ZMCM	ZC	RP	
HASTA 5,250	Combustóleo o gasóleo	3	NA	NA	NA	550 (2.04)	1100 (2.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	50
	Otros líquidos	2	NA	NA	NA	500 (2.05)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	NA	NA	NA	
	Gaseosos	0	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	
de 5,250 a 43,000	Líquidos	NA	75 (0.106)	350 (0.426)	450 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	190 (0.507)	190 (0.507)	375 (1.0)	40
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	190 (0.486)	190 (0.486)	375 (0.959)	
de 43,000 a 110,000	Líquidos	NA	60 (0.805)	300 (0.426)	400 (0.568)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	30
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	
Mayor de 110,000	Sólidos	NA	60 (0.090)	250 (0.375)	350 (0.525)	550 (2.16)	1100 (4.31)	2200 (8.16)	110 (0.309)	110 (0.309)	375 (1.052)	25
	Líquidos	NA	60 (0.085)	250 (0.355)	350 (0.497)	550 (2.04)	1100 (4.08)	2200 (8.16)	110 (0.294)	110 (0.294)	375 (1.0)	
	Gaseosos	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	110 (0.281)	110 (0.281)	375 (0.959)	

4.4 ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS DE CONVERSIÓN

La **inversión más baja** dentro de lo propuesto es una caldera de lecho fluido con 70% coque de petróleo y 30% carbón de Nava, con 1,246.6 millones de dólares; le sigue la caldera de carbón pulverizado con la mezcla de combustible de 70% carbón de Nava y 30% coque de petróleo, con 1308 MMUSD. La mayor inversión de todas las alternativas propuestas ocurre cuando se utiliza la tecnología de caldera de lecho fluido con 100% de carbón de Nava con 1353 millones de dólares.

CONFIGURACIÓN	Inversión MMUS\$
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	608.4
NAVA 30 COQUE 70 FB	1246.6
NAVA 70 COQUE 30 PC	1308.0
NAVA 70 COQUE 30 FB	1309.6
CARBÓN NAVA CP CON TGC	1343.8
CARBÓN NAVA FB	1352.8

Tabla 4.14 Costo de inversión de la planta actual y las alternativas en orden creciente.

El precio del combustible en cada opción es menos de la mitad del que representa el combustóleo, por lo que cualquier alternativa en este ámbito representa una mejor opción que la planta existente. El más bajo es el de la mezcla de 70% coque de petróleo y 30% carbón de la región de Nava, con 2.3 USD/GJ.

CONFIGURACIÓN	PRECIO COMB US\$/GJ
NAVA 70 COQUE 30 PC	2.3
CARBÓN NAVA CP CON TGC	2.7
CARBÓN NAVA FB	2.7
NAVA 30 COQUE 70 FB	3
NAVA 70 COQUE 30 FB	3
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	6

Tabla 4.15 Precio de combustible de la planta actual y las alternativas en orden creciente.

Dentro de los indicadores fundamentales a considerar para tener la mejor opción se encuentra el costo variable de generación, mismo que en cada una de las opciones que se han propuesto, representa un valor considerablemente menor comparado con el que se tiene en la planta operando con combustóleo.

El mejor costo variable de generación se logra cuando se usa como combustible la mezcla de 70% coque de petróleo y 30% carbón en una caldera de lecho fluido, obteniendo 22.88 USD/MWh. Le siguen la caldera de lecho fluido con una mezcla de 70% carbón y 30% coque y la tecnología de carbón pulverizado con el mismo combustible. El valor más alto y por lo tanto menos conveniente, es para la caldera de lecho fluido con carbón de Nava.

CONFIGURACIÓN	CVG USD/MWh
NAVA 30 COQUE 70 FB	22.88
NAVA 70 COQUE 30 FB	27.07
NAVA 70 COQUE 30 PC	27.14
CARBÓN NAVA CP CON TGC	30.19
CARBÓN NAVA FB	30.33
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	57.83

Tabla 4.16 Costo variable de generación de la planta actual y las alternativas en orden creciente.

El precio de equilibrio de venta de la electricidad o *break even electricity price* (BEEP), se mejora en todas las alternativas con respecto a lo que es la planta con combustóleo. Se tiene el menor valor en la alternativa de la mezcla de 70% coque de petróleo y 30% carbón en una caldera de lecho fluido, 59.9 USD/MWh. El precio de equilibrio más elevado dentro de las propuestas hechas está en la alternativa de carbón de Nava con lecho fluido.

CONFIGURACIÓN	BEEP USD/MWh
NAVA 30 COQUE 70 FB	59.9
NAVA 70 COQUE 30 PC	60.7
NAVA 70 COQUE 30 FB	61
CARBON NAVA CP CON TGC	64.1
CARBON NAVA FB	64.6
PLANTA EXISTENTE COMBUSTOLEO	76.1

Tabla 4.17 Precio de equilibrio de venta de la electricidad en las alternativas y planta actual.

TABLA 4.18 CRIBA DE RESULTADOS ECONÓMICOS-FINANCIEROS

CONFIGURACIÓN	Inversión MMUSD	Inversión USD/kW	PRECIO COMB USD/GJ	BEEP USD/MWh	CVG USD/MWh	CVG ANUAL MMUS\$/año	AHORRO MMUSD/año	INVERSION/ AHORROS
PLANTA EXISTENTE COMBUSTÓLEO	608.4	802.5	6.0	76.1	57.8	323.8	0.0	
CARBON NAVA PC	1,343.8	1,948.4	3.0	64.1	30.2	169.1	154.8	8.7
CARBON NAVA FB	1,352.8	1,956.2	3.0	64.6	30.3	169.8	154.0	8.8
NAVA 30 COQUE 70 FB	1,246.6	1,794.7	2.3	59.9	22.9	128.1	195.7	6.4
NAVA 70 COQUE 30 FB	1,309.6	1,890.5	2.7	61.0	27.1	151.6	172.2	7.6
PC 70 NAVA 30 COQUE	1,308.0	1,893.9	2.7	60.7	27.1	152.0	171.9	7.6

CONCLUSIONES

La mejor alternativa de conversión dentro de las consideradas en este análisis, es la caldera de lecho fluido con la mezcla de 30 % carbón y 70% coque de petróleo; sin embargo, todas las alternativas planteadas en este trabajo, bajo los escenarios de precios de combustóleo, carbón y coque considerados, representan una opción de conversión viable económicamente, pues en todas se alcanzan niveles de costo variable de generación por debajo del actual con combustóleo; esto garantizaría la competitividad de la planta en el despacho al SPE.

La alternativa de caldera de lecho fluido, usando la mezcla de 70% coque de petróleo y 30% carbón tiene el mejor costo nivelado de generación y el mejor precio de venta de la electricidad. También resulta bastante atractiva en la parte financiera, pues la inversión que requiere para su construcción es la menor, los ahorros anuales son los mayores y tiene el menor período de recuperación. De igual forma, los mejores parámetros técnicos se obtienen en esta configuración. Sin embargo, para que esta alternativa pueda llevarse a cabo, es necesario establecer un plan de producción de coque en las refinerías nacionales, que garantice el suministro del combustible durante la vida del proyecto.

Por otra parte, la alternativa número 1, tecnología de carbón pulverizado con precipitador electrostático y desulfurador de gases de combustión, es la mejor opción en el aspecto ambiental; es la tecnología más limpia en SO_2 y CO_2 y no produce NO_2 , por lo que, si el parámetro ambiental fuera el definitorio, esta alternativa tendría que implementarse.

Finalmente, es posible aprovechar la infraestructura existente, propiedad de CFE, de las centrales termoeléctricas con combustóleo, modificando el tipo de

quemadores o la caldera completa para quemar carbón o una mezcla coque-carbón y así obtener costos de generación competitivos con el mejor ciclo combinado nuevo, tecnología con mayor crecimiento en capacidad instalada en los últimos años.

ANEXOS

- Cálculo del costo variable de generación, CVG:

$$CVG \left[\frac{US\$}{kWh} \right] = Precio\ Comb. \left[\frac{US\$}{GJ} \right] \times Regimen\ Térmico \left[\frac{kJ}{kWh} \right] \times \left[\frac{1GJ}{1 \times 10^6 kJ} \right]$$

- Cálculo del precio de combustible, mezcla carbón-coke de petróleo:

$$Precio\ Comb. \left[\frac{US\$}{GJ} \right] = \%Coke \times Precio\ coke \left[\frac{US\$}{GJ} \right] + \%Carbon \times Precio\ carbon \left[\frac{US\$}{GJ} \right]$$

- Cálculo de los ahorros anuales por concepto del CVG:

$$Ahorros\ anuales \left[\frac{MMUS\$}{año} \right] = CVG \left[\frac{US\$}{kWh} \right] \times PMO [kW] \times Horas\ operación\ año [h]$$

Donde:

-PMO, es la potencia media operativa anual

BIBLIOGRAFÍA

- Cengel, Y., Boiles, M., Termodinámica, Mc Graw-Hill, 2002
- William J. Kearton, D.
Steam Turbine Theory and Practice
University of Liverpool, Gran Bretaña, 1972
- Comisión Federal de Electricidad, Prontuario de la Central Termoeléctrica
Central Termoeléctrica Villa de Reyes
San Luis Potosí, SLP.
- Comisión Federal de Electricidad, Coordinación de Proyectos Especiales
El Carbón en la Generación de Energía Eléctrica en México
CFE, México, Abril 1992
- Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Estudios Económicos
Escenarios de Combustibles, abril de 2008
CFE, México, 2008.
- Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación
Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación en Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico.
CFE, México, 2008.
- Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de Programación,
Coordinación de Planificación
Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2008-2017
CFE, México, 2008.
- Secretaría de Energía, Dirección General de Planeación Energética
Prospectiva del Sector Eléctrico 2006-2015
SENER, México, 2006

De internet:

- Comisión Federal de Electricidad: <http://www.cfe.gob.mx/es/>
- Energy Information Administration: <http://www.eia.doe.gov/>
- World Coal Institute: <http://www.worldcoal.org/>
- Servicio Geológico Mexicano: <http://www.coremisgm.gob.mx/>
- Wikipedia: <http://es.wikipedia.org/wiki>