



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ENERGÍA – ECONOMÍA DE LA ENERGÍA

"ANÁLISIS DE VIABILIDAD DEL PROYECTO DE RECONFIGURACIÓN ENERGÉTICA DEL
COMPLEJO PROCESADOR DE GAS DE NUEVO PEMEX"

T E S I S
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
JORGE ARTURO CRUZ MERLOS

TUTOR:
JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO
INSTITUTO DE ENERGÍAS RENOVABLES

MÉXICO, D. F. 2013

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Vicente y Rodríguez William
Secretario: Dr. Islas Samperio Jorge Marcial
Vocal: Ing. Sánchez Cifuentes Augusto
1^{er.} Suplente: Dr. Manzini Poli Fabio
2^{d o.} Suplente: M.C. Téllez Bastida Alejandro

Lugar donde se realizó la tesis:

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO.

TUTOR DE TESIS:

DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO

FIRMA

DEDICATORIA

*EL ESFUERZO Y TRABAJO AQUÍ PLASMADOS LOS DEDICO
EN PRIMER LUGAR A MIS DOS GRANDES AMORES QUE SON
LA FUENTE DE ENERGÍA QUE ME IMPULSA A ANDAR EN
ESTA VIDA, A TI BE Y A TI DIANY*

*A MIS PADRES QUE ME HAN DADO LAS BASES Y EL AMOR
PARA LOGRAR TODOS LOS OBJETIVOS
QUE ME HE PROPUESTO*

*A MIS HERMANOS Y AMIGOS QUE SON
VERDADEROS COMPAÑEROS QUE HAN ESTADO
PRESENTES EN LOS DISTINTOS CAMINOS QUE
HE DECIDIDO TOMAR*

AGRADECIMIENTOS

A ti Be, que me has apoyado en todos los sentidos posibles para terminar mis estudios de Maestría.

A mis padres por darme las bases y el ejemplo.

A la CFE por permitir e incentivar la capacitación constante y expansión de estudios para sus trabajadores y aportar las herramientas que facilitaron el desarrollo de esta tesis.

A PEMEX por el interés y por el facilitar toda la información necesaria para la realización de este estudio.

A mi tutor el Dr. Jorge Marcial Islas Samperio que además de haber sido mi maestro y ser la guía para la realización de la tesis, siempre estuvo motivándome para su finalización.

A mi jefe que permitió y motivo la finalización de mis estudios de maestría, a pesar de la gran carga de trabajo que siempre existió.

A todas las personas que permitieron mediante la aportación de información e ideas la realización de esta tesis.

Gracias.

Índice

Introducción

Antecedentes

Problemática

Hipótesis

Objetivo Particular

1. Capítulo I. Marco Conceptual.

1.1. Situación Actual Mundial.

1.2. Situación en México.

1.3. Escenario para el Desarrollo de Cogeneración en México.

1.4. Marco Legislativo y Normativo.

1.5. Fundamentos de Cogeneración.

1.6. Tipos de Plantas de Cogeneración

2. Capítulo II. Desarrollo.

2.1. Configuraciones a Evaluar

2.2. Recopilación de Información Técnica

2.3. Características de la Reconfiguración

2.4. Factibilidad Técnica

2.4.1. Factibilidad Eléctrica

2.4.2. Tabla Resumen de Requerimientos de Capacidad

2.4.3. Balances de Vapor y Consumo de Combustible.

2.4.4. Balances Térmicos

2.4.5. Factibilidad de Sistemas de Control

2.4.6. Factibilidad en el Arreglo Espacial de Equipos

2.4.7. Factibilidad de la Obra Civil

2.4.8. Factibilidad del Sistema de abastecimiento y tratamiento de agua

2.5. Determinación de Costos de Infraestructura

2.6. Determinación de los Costos de Generación de KWH y TON/H de Vapor del los Servicios de Auxiliares del CPG Nuevo PEMEX.

3. Capítulo III. Calculo de los Precios de Venta, Porteo de los Excedentes de Generación del CPG de a los diferentes Centros de Consumo PEMEX y de Compra de Energía Eléctrica.

3.1. Inversión Financiada Directa

3.2. Financiamiento

3.3. Supuestos Técnicos y Económicos del Proyecto

3.4. Flujo de Efectivo del Proyecto

3.5. Caso 1

3.6. Caso 2

3.7. Caso 3

3.8. Caso 4

3.9. Caso 5

3.10. Resultados

3.11. Análisis de Sensibilidad

4. Capítulo IV. Conclusiones.

Glosario

Bibliografía

Lista de Tablas

- Tabla 1. Capacidad Instalada de Cogeneración en MW de cada País.*
- Tabla 2. Potencial Nacional de Cogeneración.*
- Tabla 3. Escenarios para el Desarrollo de la Cogeneración en México*
- Tabla 4. Capacidad instalada de las plantas de proceso del CPGNP*
- Tabla 5. Consumo de Vapor en Condición Actual (TON/H)*
- Tabla 6. Consumo de Combustible en Condición Actual*
- Tabla 7. Resumen de Consumos del CPG en Condición Actual*
- Tabla 8. Balance de Agua en Condición Actual*
- Tabla 9. Balance de Agua Caso 1 y 2*
- Tabla 10. Balance de Agua Caso 3*
- Tabla 11. Balance de Agua Caso 4*
- Tabla 12. Balance de Agua Caso 5*
- Tabla 13. Consumo y costos de agua desmineralizada*
- Tabla 14. Consumo y costos de agua cruda*
- Tabla 15. Consumo y costos de reactivos.*
- Tabla 16. Ahorro anual para cada alternativa de reconfiguración*
- Tabla 17. Costo de los Trabajos a Realizar en la Reconfiguración*
- Tabla 18. Costo de los Equipos Principales*
- Tabla 19. Resumen del costo del kWh y ton/h de vapor del CPG Nuevo Pemex (actual)*
- Tabla 20. Resumen del costo del kWh y ton/h de vapor del CPG Nuevo Pemex (reconfiguración)*
- Tabla 21. Resumen de condiciones de financiamiento del proyecto.*
- Tabla 22. Resumen de resultados.*
- Tabla 23. Comparativa de resultados.*
- Tabla 24. CO₂ diario que se deja de emitir.*
- Tabla 25. Sensibilidad al incremento en el monto de inversión.*
- Tabla 26. Sensibilidad al decremento en el costo del gas natural*
- Tabla 27. Sensibilidad al retraso en la construcción del proyecto*
- Tabla 28. Sensibilidad a la disminución en el Factor de Planta*

Lista de Figuras

- Fig. 1. Dibujo de una Smokejack
Fig. 2. Diagrama actual de proceso de los Servicios Auxiliares del CPGNP
Fig. 3. Contribución Porcentual de Cogeneración en la Producción Total Nacional de cada País.
Fig. 4. Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional en MW a 2009.
Fig. 5. Previsión del crecimiento de Cogeneración de acuerdo al tipo de sector
Fig. 6. Cogeneración con Motor de Gas [6]
Fig. 7. Cogeneración con Turbina de Gas [6]
Fig. 8. Cogeneración con Turbina de Vapor [6]
Fig. 9. Cogeneración en CC Turbina de Vapor y de Gas [6]
Fig. 10. Cogeneración en CC Motor de Gas y Turbina de Vapor [6]
Fig. 11. Principales Procesos en un CPG
Fig. 12. Proceso de Endulzamiento de Gas
Fig. 13. Proceso de Endulzamiento de líquidos
Fig. 14. Proceso de recuperación de azufre
Fig. 15. Proceso criogénico
Fig. 16. Proceso de absorción
Fig. 17. Proceso de fraccionamiento
Fig. 18. Diagrama de proceso de los Servicios Auxiliares que se pretende implementar en el CPGNP
Fig. 19. Balances de Energía Eléctrica – Caso 1
Fig. 20. Balances de Energía Eléctrica – Caso 2
Fig. 21. Balances de Energía Eléctrica – Caso 3
Fig. 22. Balances de Energía Eléctrica – Caso 4
Fig. 23. Balances de Energía Eléctrica – Caso 5
Fig. 24. Diagrama Actual de la Planta de Tratamientos de Agua

Abreviaturas

<i>psig</i>	<i>pound square inch gage</i>
<i>bar</i>	<i>bares</i>
<i>EE.UU.</i>	<i>Estados Unidos</i>
<i>PURPA</i>	<i>Public Utilities Regulatory Policy Act</i>
<i>PEMEX</i>	<i>Petróleos Mexicanos</i>
<i>CPG</i>	<i>Complejo Procesador de Gas</i>
<i>DOF</i>	<i>Diario Oficial de la Federación</i>
<i>CFE</i>	<i>Comisión Federal de Electricidad</i>
<i>SEN</i>	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
<i>ONU</i>	<i>Organización de las Naciones Unidas</i>
<i>MW</i>	<i>Megawatt</i>
<i>CPG NP</i>	<i>Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex</i>
<i>AIE</i>	<i>Agencia Internacional de Energía</i>
<i>CONUEE</i>	<i>Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía</i>
<i>CRE</i>	<i>Comisión Reguladora de Energía</i>
<i>LSPEE</i>	<i>Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica</i>
<i>PIE</i>	<i>Productor Independiente de Energía</i>
<i>PND</i>	<i>Plan Nacional de Desarrollo</i>
<i>LASE</i>	<i>Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía</i>
<i>GEI</i>	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>

<i>MWe</i>	<i>Megawatt Eléctrico</i>
<i>DES</i>	<i>District Energy System</i>
<i>ton</i>	<i>Tonelada</i>
<i>h</i>	<i>Hora</i>
<i>H₂S</i>	<i>Ácido sulfhídrico</i>
<i>CO₂</i>	<i>bióxido de carbono</i>
<i>BPD</i>	<i>Barriles por día</i>
<i>MMPCD</i>	<i>Miles de Millares de Pies Cúbicos Diarios</i>
<i>Kcal</i>	<i>Kilocaloría</i>
<i>m³</i>	<i>metro cubico</i>
<i>BTU</i>	<i>British Thermal Units</i>
<i>lb</i>	<i>libra</i>
<i>ft³</i>	<i>Pie cubico</i>
<i>kV</i>	<i>Kilovolt</i>
<i>TDP</i>	<i>Tablero de Protecciones</i>
<i>SCADA</i>	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
<i>HRSG</i>	<i>Heat Recovery Steam Generator</i>
<i>TGV</i>	<i>Turbogenerador de Vapor</i>
<i>mm</i>	<i>Milímetros</i>
<i>kWh</i>	<i>Kilowatt hora</i>
<i>FVP</i>	<i>Factor de Valor Presente</i>
<i>USD</i>	<i>United States Dollar</i>
<i>VPN</i>	<i>Valor Presente Neto</i>
<i>TIR</i>	<i>Tasa Interna de Retorno</i>
<i>B/C</i>	<i>Relación Beneficio-Costo</i>

Resumen

La Cogeneración es un término que representa el tener mayor eficiencia energética de un determinado proceso, por lo que hoy en día, derivado del paulatino agotamiento de los combustibles fósiles y de las presiones en materia ambiental, se ha convertido en un tema en el que tanto el sector industrial como el normativo tienen gran interés, incentivando su aplicación tanto en los sistemas de producción ya existentes, como en los nuevos proyectos.

En el estudio se puede apreciar los conceptos básicos de la cogeneración, sus orígenes y los distintos tipos en los que actualmente se implementa en la industria, para posteriormente realizar un análisis de las leyes, reglamentos y programas que en años recientes se han expedido en México con la finalidad de incentivar su aplicación.

Posteriormente se profundiza en el análisis detallado de la viabilidad técnica y económica de reconfigurar la producción de energía eléctrica y térmica (vapor) del Complejo Procesador de Gas de Nuevo Pemex (CPGNP), determinando 5 casos posibles de operación de los equipos que integrarán la reconfiguración. En cuanto a la parte técnica el análisis contempla a los equipos de generación, al equipamiento eléctrico, de instrumentación y control, de espacios, de suministro de consumibles y las obras civiles asociadas. En cuanto al análisis económico se presenta el enfoque comparativo a través de la determinación del costo de generación del kWh de energía eléctrica y de la Ton/h de vapor para el estado actual del CPGNP, como para el caso de implementar la reconfiguración, para después y derivado de la complejidad de factores tales como el porteo de la energía eléctrica excedente a otros centros de consumo de Pemex a través del uso de las líneas de transmisión de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se realiza el análisis a detalle de cada uno de los 5 casos operativos de la manera tradicional de evaluación de proyectos, determinando para cada uno de estos casos, los indicadores de rentabilidad de Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Relación Beneficio-Costo y año de recuperación de la inversión.

Finalmente el estudio permite la comprobación de que el proyecto es factible desde el punto de vista económico, normativo y técnico, mostrando a su vez que el modo operativo en el que se produce la mayor cantidad de energía eléctrica, evitando por tanto la compra de energía eléctrica a la CFE y satisfaciendo a su vez la demanda de vapor del CPGNP es la mejor alternativa, ya que presenta los mejores indicadores económicos, es decir, en esta opción se utiliza de la forma más eficiente, toda la energía que puede ser producida, comprobando así la hipótesis planteada.

INTRODUCCION

ANTECEDENTES

Aunque la palabra “cogeneración” fue inventada hasta finales de la década de 1970, la producción combinada de calor y potencia se remonta varios siglos atrás. Originalmente era utilizado como un dispositivo para economizar esfuerzos; esto, debido a la inherente eficiencia vanguardista del siglo XIX que significaba la reducción del consumo de combustible. Más recientemente los beneficios ambientales derivados de la reducción del consumo de combustibles, han hecho de la cogeneración un factor representativo en las estrategias globales ambientales, mientras que tendencias en boga para la desregulación de las centrales generadoras y la generación distribuida continúan creando un sólido mercado para esta tecnología (o tecnologías) [1].

La más vieja forma de combinación de producción de calor y potencia es la Smokejack (también conocida como la chimenea de Jack o la chimenea voladora), la cual fue originalmente desarrollada en el Tíbet para mover las ruedas de oraciones durante las ceremonias religiosas. Este dispositivo se introdujo a Europa con la captura de esclavos Tártaros a inicios del siglo XIV, y Leonardo de Vinci dibujó un bosquejo de uno alrededor de 1480. Los comentarios al respecto son variados, como Montaigne (1580), John Evelyn (1675) y Benjamín Franklin (1758), refiriéndose a las Smokejacks básicamente como pequeños molinos de viento instalados dentro de una chimenea y movidos por la ascendencia de los gases calientes del fuego. El movimiento rotatorio de las aspas era usado para mover un asador o un torno. La cantidad de movimiento dependía de la velocidad y masa del flujo de aire caliente y el diseño de las aspas; en general, el uso de la Smokejack entregaba aproximadamente 1 dog-power (¡si! un perro de potencia). Los perros fue una raza comúnmente usada para mover asadores y otros aparatos que requerían movimiento rotatorio, además de niños, esclavos y sirvientes que fueron también utilizados para esta tarea, que básicamente era una versión gigante de una rueda de hámster. Anterior a la propagación de la electrificación de las granjas a finales de la primera mitad del siglo XX, algunas granjas americanas todavía tenían dispositivos similares que empleaban a todos los miembros de la granja para contribuir con la carga de trabajo doméstico, lo que nos hace pensar que la vida comúnmente despreocupada de nuestros caninos amigos, es un fenómeno relativamente reciente [1].

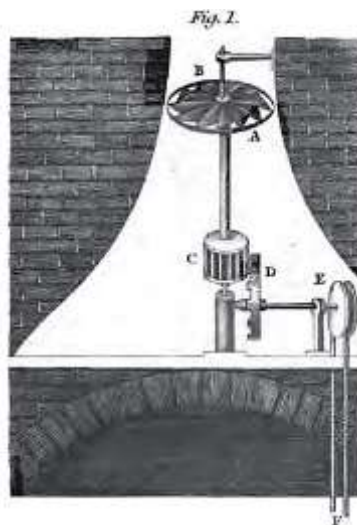


Fig. 1. Dibujo de una Smokejack

Franklin comentó que la Smokejack podría también ser movida por el tiro natural de los gases de la chimenea, bajo ciertas circunstancias, una idea recientemente promovida en la generación de potencia, usando un gran tiro de chimenea natural para los gases de la turbina. En 1832, Charles Busby usó la Smokejack para mover una bomba para circular agua a través de tuberías para calentar y enfriar el aire en el interior de edificios. Lo que no se sabe, es si la patente del circulador de Busbys hubiera sido un éxito, si el flujo de gases calientes a través de la chimenea hubiera sido directamente relacionado con la cantidad de circulación necesaria. Hacia finales de siglo XIX, la Smokejack se desarrolló en su forma moderna de turbinas de aire caliente. Aún hoy en día, las turbinas de gas son tecnológicamente descendientes de las turbinas de aire caliente; y el turbocompresor es un ejemplo de la aplicación moderna de la turbina de aire caliente [2].

Otra aplicación o variación interesante de la cogeneración involucra el uso de aire comprimido para distribuir potencia hacia las áreas urbanas. También era empleada como una fuente de potencia, ya que varias ciudades al final de la primera mitad del siglo XIX tenían sistemas de compañías suministradoras de aire comprimido, como en el caso de la de París, que es tal vez el caso más representativo. Por ejemplo, simples motores a base de aire podían ser instalados para accionar una gran variedad de equipo. Se tiene conocimiento de que al menos una compañía textil utilizaba la salida de aire de sus motores de la máquina de hilar para dar ventilación a los operadores, ya que la expansión del aire que pasaba a través del motor suministraba algunos grados de frío [2].

A pesar de la proliferación del uso de las Smokejacks, la revolución industrial no hubiera sido posible con una medida en unidades de perros-potencia. Aunque el agua y el viento habían sido unas fuentes muy útiles de energía por muchos siglos y pese a que fueran geográficamente de oferta limitada, usualmente por estación y oportunidad, la solución fue el aprovechamiento de la generación de potencia con vapor [1].

Uno de los primeros ejemplos es el motor de vapor rotatorio de Heron, en la antigua Grecia, un dispositivo relacionado con la estacionalidad de la eolípida, que tenía un gran potencial cuando se calentaba, ya que producía un gran chorro de vapor, al cual se le encontró un gran número de aplicaciones; al colocar abajo una Smokejack, la fuerza adicionada del vapor incrementaba su capacidad de generación de potencia, y en 1629 Branca mostró que el chorro de vapor podía mover engranajes. Estos dispositivos, fueron llamados Steamjacks y fueron vendidos al terminar el siglo XVIII como un sustituto de las Smokejacks. La potencia con vapor creció de estas aplicaciones de pequeña escala a grandes usos, a finales del siglo 1700, cuando Savery y Newcomen introdujeron grandes motores de vapor para bombear agua fuera de las minas. El motor de Savery operaba con vapor de baja presión (<2 psig o 0.14 bar) y tenía una eficiencia térmica de aproximadamente un 1% [2].

Los grandes motores de vapor grandes, requerían también de grandes calderas para generar el vapor, por lo cual Desaugliers en 1720 adaptó un uso para la industria.

James Watt duplicó la eficiencia del motor de vapor con la introducción de un condensador por separación en la década de 1760, pero evitó el uso de vapor a alta presión debido a la inherente peligrosidad. Uno de los vendedores de Watt en 1776 descubrió el mercado potencial del azúcar, ya que mediante un simple fuego hervía el azúcar y suministraba la potencia para el molino. Con

lo cual tomó la ventaja en las fábricas que él construyó, ya que usaba una caldera simple para generar vapor para mover sus motores y, su vez, calentar las construcciones, aunque aún no usaba la cogeneración como actualmente la entendemos [3].

En 1784, un cervecero de Oxford, Sutton Thomas Wood, obtuvo una patente para el uso del desperdicio de vapor de un proceso industrial para accionar un motor de vapor y también para usar el vapor expulsado o agua caliente de un motor de vapor, para el calentamiento o manufactura, haciendo con esto la primera patente conocida de cogeneración [3].

No obstante la contribución de Watt en el desarrollo del motor de vapor, su preferencia por la seguridad en el uso de vapor de baja presión, resultó en grandes e ineficientes motores. Sólo después de que sus patentes expiraron, fue que otros inventores, como Richard Trevithick en Inglaterra y Oliver Evans de Filadelfia, fueron capaces de diseñar y construir un motor de vapor a alta presión, el cual fue mucho más eficiente (y, por lo mismo, más peligroso) y más pequeño que sus predecesores de baja presión. Más aún, la alta eficiencia hizo posible operar los motores económicamente sin un condensador, ya que al vapor expulsado se le daba un uso rápidamente [2].

En 1812, en una fábrica de hilados en Connecticut, propiedad de Evans, él mismo describe que el vapor generado estaba siendo empleado para mantener los cuartos cálidos en invierno, pero que, si esto hubiera sido un año antes, el elevado costo lo hubiera quebrado. Posteriormente, en una carta escrita a su hijo, describe que en una fábrica de hilados en Baltimore, estaban usando el sistema de calefacción de la fábrica como un condensador para el motor de vapor, agregando que era sorprendente, pues nunca antes se había visto, advirtiéndole que lo mantuviera en secreto, ya que tenía pensado patentar la idea; pero tiempo después murió y nunca hizo público su descubrimiento. Sin embargo sí publicó un diseño para enfriar las fábricas, usando un sistema de absorción con chillers, mediante el vapor expulsado de los motores de vapor [2].

Afortunadamente la idea de la cogeneración no murió con él, y a la mitad de los años de 1820, en una comunidad religiosa utópica construida y dirigida por George Rapp, en las afueras del Río Ohio en Pittsburg, el motor de vapor de Evans que daba potencia a su bote de vapor, fue reinstalado en una fábrica de hilados, y la salida de vapor del motor fue distribuida a través de las tuberías para calentar las instalaciones de la comunidad [3].

Durante cerca de dos décadas, el vapor de salida fue extensamente usado en escenarios industriales en Bretaña, América y en los sanitarios públicos en Inglaterra. Edwin Chadwick propuso que mediante el empleo del calor de desperdicio de los motores de la fábrica, que era usualmente utilizado en los sanitarios públicos y para calentar las casas más próximas de trabajadores. Empresas privadas construyeron varios baños parecidos, cobrando un penique por la entrada y con descuentos para usuarios frecuentes [3].

Una empresa francesa de alimentos usaba la salida de vapor para secar piñas en la década de 1840, y los contratistas Americanos Walworth y Nason usaban el calor de desperdicio de los motores para mover las aspas de ventilación en varios edificios, incluyendo el Capitolio de los Estados Unidos de Norteamérica [3].

Sorprendentemente, en uno de los más grandes trabajos de termodinámica que fue el de Sadi Carnot en 1824 (Reflexiones sobre la potencia motriz del fuego) ha sido uno de los más notables impedimentos en la práctica de la cogeneración. Carnot declaraba concretamente que la eficiencia en los motores que funcionaban con calor era estrictamente una función de la diferencia de temperaturas a lo largo del motor, lo cual estaba totalmente en lo correcto, en lo que respecta al motor mismo, pero no consideraba el caso cuando el motor no actuaba en un proceso aislado. Por ejemplo, dos motores con ciclo de Carnot, cada uno con las mismas condiciones de temperatura de trabajo, uno de ellos tiene un sumidero a baja temperatura, como el producido por un cuerpo grande de agua. El sumidero en el otro motor es de alta temperatura, pero en éste es usado para un propósito útil como el calentamiento de un espacio. Cuando el primer motor tiene la más alta eficiencia, como postuló Carnot, el segundo motor presenta una eficiencia cuatro o cinco veces más grande que el primer motor. Aún hoy en día muchos estudiantes de termodinámica, continúan siendo enseñados, con las útiles, pero limitadas teorías de Carnot [3].

Como las fabricas crecían en tamaño y complejidad, los empresarios comenzaban a estar cada vez más interesados en el análisis de los diversos elementos que intervenían en los costos de sus negocios. Muchas empresas requerían de grandes cantidades de potencia, como las fábricas de hilados de algodón, localizadas donde la generación de potencia hidráulica era posible. En una animada discusión pública sobre el costo relativo del vapor y la potencia generada hidráulicamente, tuvo lugar en Boston a principios de los años 1840, algunas fábricas de hilados, expresaron su sorpresa al descubrir que la potencia generada con vapor no era más cara que la generada hidráulicamente, y algunas veces resultaba incluso más barata, particularmente, cuando la salida del motor de vapor era aprovechada en los procesos industriales o para mantener espacios calientes. El vapor también era mucho más confiable y realmente no presentaba variaciones debido al clima o a la excesiva demanda de potencia o fuentes de agua. Este debate continuó hasta finales de siglo (y recientemente); pero a pesar de todo, la generación de potencia con vapor aboga por un entendimiento más claro de la termodinámica y la economía relacionada con los procesos productivos [4].

Charles E. Emery, entrenado como ingeniero naval durante la Guerra Civil, escribió un detallado análisis sobre las ventajas económicas de la generación combinada de potencia y calor, en 1870. Después, trabajó como ingeniero para la compañía de vapor de Nueva York, la cual empleaba extensamente la generación combinada de potencia y calor [4].

La década de 1870 marca el arribo de las nuevas tecnologías al mercado de la energía en Europa y América. La propagación del uso del vapor en la Guerra Civil Americana capacitó a toda una generación de ingenieros, quienes propiciaron un enorme crecimiento en la generación de potencia con vapor en las últimas décadas del siglo XIX, incluyendo el nacimiento de la industria eléctrica y la invención de la turbina de vapor en Inglaterra, los cuales propiciaron la expansión del mercado de la generación combinada de potencia y calor. Esta también fue una era en la cual se veía la desregulación de la cogeneración, ya que era una situación injusta para las otras empresas eléctricas públicas[4].

A finales del siglo veinte en los Estados Unidos, los sistemas de cogeneración de electricidad empezaron a tener relevancia, por motivos de costo y confiabilidad. En la década de 1970, después de que el precio de la energía sufrió un aumento considerable entre 1973 y 1979, se desarrollo un renovado interés en la cogeneración. Las industrias de EE.UU. descubrieron que

podían reducir la demanda de energía si se construyeran más plantas de cogeneración, lo que llevaría a un factor económico optimizado para la producción de energía térmica y eléctrica. Sin embargo, en este momento, los servicios públicos ejercían mucha protección de sus mercados y muchas compañías se negaron a comprar el exceso de energía de las instalaciones de cogeneración, y esto aunado al problema de la limitación de la utilización de la energía térmica sólo utilizable en el sitio, no permitió hasta ese entonces un avance en la cogeneración [4].

Esta situación motivó la promulgación de la “Public Utilities Regulatory Policy Act” de 1978 (PURPA). Este acto tuvo un papel fundamental en la expansión de la cogeneración en el mercado, por abordar numerosos obstáculos que estaban presentes en la década de 1980 [4].

PURPA permitió calificar como cogeneradores a aquellos que podían utilizar algunos de sus residuos de energía térmica de sus procesos para generar energía eléctrica y estos fueron llamados cogeneradores “no tradicionales” [4].

PROBLEMATICA

PEMEX Gas y Petroquímica Básica a través del CPG Nuevo PEMEX han realizado un análisis de la situación actual y considerando diferentes alternativas que garanticen la confiabilidad en el suministro de los servicios auxiliares, incluyendo la rehabilitación de los sistemas existentes, tendiendo como resultado llevar a cabo la reconfiguración energética, considerando la instalación de equipos nuevos en lugar de la rehabilitación de los existentes.

La planta de servicios auxiliares (detallada en la figura 17) del Complejo Procesador de Gas (CPG) Nuevo PEMEX es la responsable de suministrar la energía eléctrica y el vapor que satisfacen las necesidades energéticas del Complejo, a través de turbogeneradores de vapor y de calderas convencionales respectivamente, ha incrementado su tendencia a las fallas debido a su tiempo de operación (más de 30 años) y al deterioro natural de los equipos que la conforman. Se requiere de una alta inversión para rehabilitarlos y retornarlos a su condición original de diseño. Si no se toman las acciones pertinentes en el futuro cercano puede esperarse un incremento en las fallas de los servicios auxiliares a las plantas de proceso afectando la producción de gas del CPG.

Debido a lo anterior y a la posibilidad que la tecnología actual ofrece con los distintos esquemas de cogeneración, se considera en esta tesis que es el momento adecuado para que con una reconfiguración y renovación de los equipos que conforman la planta de servicios auxiliares se resuelva por una parte el incremento de las fallas de los equipos y por otra se mejore la eficiencia energética del CPG, reduciendo a su vez el consumo de combustible y la emisión de gases contaminantes.

Desde el punto de vista institucional, a raíz de la publicación del DECRETO por el que se adicionan dos párrafos al artículo 6o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo y se reforma el tercer párrafo y adiciona un último párrafo al artículo 3o. de la Ley Orgánica de PEMEX y Organismos Subsidiarios. en el DOF de fecha 12 de enero de 2006, en el que se establece que “...Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas podrán cogenerar energía eléctrica y vender sus excedentes a Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, mediante convenios con las entidades mencionadas. En el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación, se someterán a discusión, análisis, aprobación y modificación de la Cámara de Diputados los recursos destinados a los proyectos de cogeneración de electricidad que Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas propongan ejecutar, los recursos y esquemas de inversión pública con los que se pretendan llevar a cabo

dichas obras, así como la adquisición de los excedentes por parte de las entidades...”, así como “... Petróleos Mexicanos y los organismos descritos estarán facultados para realizar las operaciones relacionadas directa o indirectamente con su objeto. Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas podrán cogenerar energía eléctrica y vender sus excedentes a Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro, mediante convenios con las entidades mencionadas. En el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación, se someterán a discusión, análisis, aprobación y modificación de la Cámara de Diputados los recursos destinados a los proyectos de cogeneración de electricidad que Petróleos Mexicanos, los organismos subsidiarios y sus empresas propongan ejecutar, los recursos y esquemas de inversión pública con los que se pretendan llevar a cabo dichas obras, así como la adquisición de los excedentes por parte de las entidades.” [13]

Lo anterior representa nuevas oportunidades para PEMEX de desarrollar proyectos de cogeneración en colaboración con la CFE. Dicho Decreto es un grande impulsor de lo plasmado en el Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 , en donde Petróleos Mexicanos estableció una estrategia para optimizar el uso de la energía eléctrica, orientada a lograr el autoabastecimiento, disminuir la emisión de contaminantes, aumentar la eficiencia y confiabilidad del suministro, así como a disminuir sus costos.

En cuanto al aspecto económico, el principal interés que tendría el CPG es reducir en gran medida o incluso suprimir el pago de suministro de energía eléctrica (hipotéticamente sólo necesitaría la energía del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en condiciones de emergencia) que actualmente realiza a CFE, el cual, vale mucho la pena recordar que la llamada tarifa GF, establece un sobrecargo de 2.5 veces a la electricidad comprada a la CFE, destinada a la “la producción y provisión de bienes y servicios públicos federales”.

Sin embargo esto no sería el único beneficio económico a evaluar, ya que el excedente de energía eléctrica generado bajo el esquema de cogeneración, podrá ser porteado (transportado a través de la red eléctrica de CFE) a otros centros de consumo de PEMEX, obteniendo en cada uno de ellos los mismos resultados que en el CPG Nuevo PEMEX y solamente adicionando un costo de dicho porteo, el cual es considerablemente menor al que si se comprase la energía a CFE.

Asimismo dicho Decreto permite que en caso de que se den las condiciones necesarias, CFE pueda comprar la energía no utilizada por PEMEX, ya que como todos sabemos la energía eléctrica no puede ser almacenada, sino que es generada al mismo ritmo que el de consumo, lo cual proporcionaría certidumbre técnica al proyecto y posibles beneficios a CFE, al comprarle energía barata a PEMEX, cuando éste no la requiera, pero no pueda dejar de generarla por la necesidad de vapor del CPG Nuevo PEMEX.

También este proyecto podría ser registrado como un proyecto del Mecanismo de Desarrollo Limpio de acuerdo al Protocolo de Kioto de la ONU, derivado de la reducción de emisiones a la atmosfera, con lo cual se podrían obtener ingresos por la venta de los denominados “Bonos de Carbono”.

Existen sin embargo ciertos aspectos que deberán resolverse para la correcta integración del proyecto.

Por la parte técnica se deberá analizar a detalle aspectos como el de que se cuente con el espacio necesario dentro del CPG para albergar la planta de cogeneración y que su localización cumpla con la normatividad de seguridad que cualquier CPG guarda debido al manejo de combustibles.

Otro reto técnico será el determinar con base en los requerimientos de vapor y energía eléctrica, si existen en el mercado equipos que se adecuen a cumplir ambos requerimientos a la vez (reto de todos los proyectos de cogeneración), ya que a diferencia de los proyectos de generación de sólo energía o de sólo vapor no es necesario su empate.

También se tiene que tomar en cuenta que el gas con el que se generará la energía eléctrica y el vapor, es el gas de proceso que utiliza el CPG, y que por tanto varía su composición con respecto al ya comercializable, teniéndose que analizar si los equipos pueden manejarlo y las adaptaciones necesarias en su caso.

También se tendrá que analizar todas las demás áreas técnicas que conforman el proyecto, además de la mecánica, para dictaminar su factibilidad, tales como la civil, la ambiental, instrumentación y control y en especial la eléctrica, ya que se deberá realizar el análisis de todas las adecuaciones necesarias para el fortalecimiento de la red de interconexión con el CPG a fin de que esta pueda soportar la entrega de la energía excedente al SEN.

Dentro del aspecto institucional y normativo, ya se ha mencionado que dicho proyecto no se pudiera llevar a cabo sin el Decreto que permite la entrega de energía al SEN, sin embargo aun se cuentan con ciertas barreras que deberán tenerse en cuenta, como el que existe un límite máximo de 20 MW a entregar al SEN, también de que las condiciones del contrato de interconexión son las mismas, tanto para los grandes generadores como para los cogeneradores y que los excedentes que se entregan al SEN, se pagan al costo marginal de corto plazo, en el nodo correspondiente.

También se deberá abordar la dificultad que tiene tanto PEMEX como la CFE de la asignación de recursos por parte del Gobierno Federal a obras de infraestructura, por lo que se tendrán que analizar los posibles esquemas que den solución a esta problemática.

Por la parte económica se hace indispensable el análisis detallado en la metodología que se describirá a continuación, debido a factores como la incertidumbre sobre los costos futuros de los combustibles y de la energía eléctrica, la falta de correlación adecuada de tarifas eléctricas con los costos de los combustibles, la dificultad de realizar una estimación de costos en equipos tan especializados como los de generación de energía eléctrica y de vapor, las condiciones para el acceso a créditos y financiamientos, el círculo tan reducido de firmas de ingeniería capaz de la realización del proyecto, lo que lo hace susceptible a alzas considerables en los costos y a los impactos del mercado global, entre otros.

El arreglo de la condición actual de la Planta de sistemas auxiliares del CPG NP, es el siguiente:

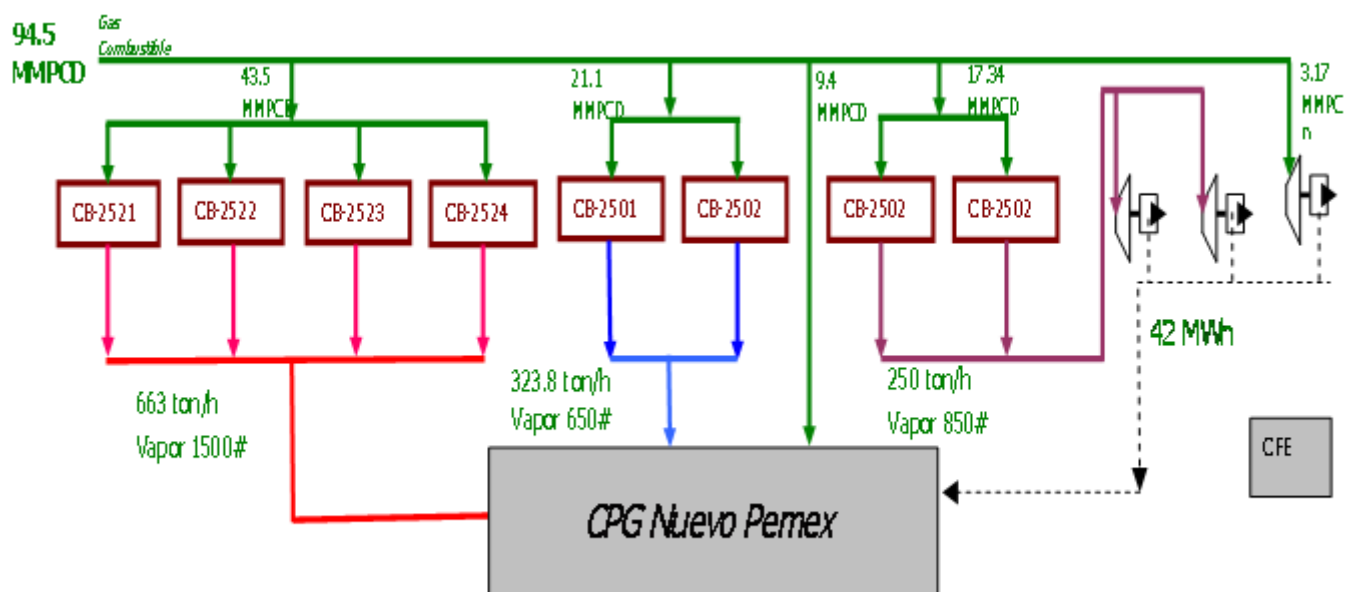


Fig. 2. Diagrama actual de proceso de los Servicios Auxiliares del CPGNP

HIPOTESIS

El proyecto permitirá disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y óxidos de nitrógeno, permitirá suministrar energía eléctrica y vapor al CPG Nuevo PEMEX y portear la energía eléctrica excedente a otros centros de trabajo para desincorporar equipos ineficientes y que están en el término de su vida útil, dando con ello cumplimiento al Plan Nacional de Desarrollo y el Programa Sectorial de Energía 2007-2012 de PEMEX, proporcionando adicionalmente parte de los requerimientos de vapor del propio centro (cogeneración).

Así mismo, permitirá cubrir el incremento de la demanda de energía eléctrica de PEMEX, consolidándose la factibilidad normativa de proyectos de cogeneración en conjunto con la CFE, asentando así las bases para proyectos similares y dejando ver gracias al análisis de los esquemas de realización del proyecto, el que presenta mayores ventajas y certidumbre normativa al mismo.

La parte económica mostrará la conveniencia de proyectos de cogeneración, al reducir los costos de compra de energía en comparación con el autoabasto, la disminución de los costos de combustibles al hacer más eficiente los procesos de suministro de electricidad y de vapor y el análisis de sensibilidad dará certidumbre económica al proyecto.

OBJETIVO PARTICULAR

La presente tesis tiene como objetivo efectuar los análisis técnico-económicos e institucionales para determinar la viabilidad del Proyecto de “Reconfiguración Energética del Complejo Procesador de Gas Nuevo PEMEX” dentro de la configuración operativa óptima de los servicios auxiliares del arreglo determinado por el complejo procesado de gas (CPG) Nuevo PEMEX, determinando las opciones que sean factibles técnicamente e institucionalmente, y que en particular cumplan con toda la normatividad aplicable tanto externa como interna del Complejo y determinar finalmente desde el punto de vista económico la mejor opción, y que ésta garantice el auto abasto, y en su caso, la exportación del excedente de energía.

1 CAPITULO I.

En este Capítulo se tratará el panorama general que a nivel mundial se encuentra la cogeneración, para después establecer los parámetros que se manejan en México respecto a su explotación y el marco legislativo que a los distintos niveles de gobierno se maneja el tema de la cogeneración. Posteriormente el Capítulo habla de los fundamentos técnicos de la cogeneración, indicando los distintos tipos de plantas de cogeneración que existen, para finalmente detallar los procesos principales que se realizan en un Complejo procesador de Gas, para con ello entender la importancia y los puntos clave en donde es requerido el vapor que será cogenerado en la Planta de Servicios Auxiliares del CPG Nuevo PEMEX.

MARCO CONCEPTUAL

1.1 SITUACIÓN ACTUAL MUNDIAL

A pesar de lo expuesto y de las políticas de promoción implementadas en distintos países, como lo es el caso de Estados Unidos, según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), en 2009 la participación de la cogeneración, a nivel mundial, respecto de la generación global de energía eléctrica, ha permanecido estancada durante los últimos años en valores cercanos al 9%. Según reportes de esta Agencia, sólo 5 países han logrado una expansión exitosa de la cogeneración hasta alcanzar una participación de entre un 30% a un 50% de la generación total de energía eléctrica la mayor parte correspondiente a sistemas de cogeneración con calefacción urbana, que no se aplican en México (Dinamarca, Finlandia, Rusia, Letonia y Holanda). En un segundo grupo de países, esta participación se encuentra en el rango del 10% al 20% (Hungría, Polonia, República Checa, Austria, China y Alemania). [16]

Por otro lado, si nos destacamos a explorar los modelos exitosos de desarrollo de la cogeneración, se puede afirmar que si bien cada uno de los casos mencionados presenta sus propias particularidades, el elemento común que rige a todos, es la existencia de políticas gubernamentales claras sobre el tema. Entre las políticas de promoción que han tenido mayor éxito, sobresalen aquellas que establecen objetivos de largo plazo, diseñadas y ejecutadas en forma coordinada por diversos departamentos gubernamentales, y con una clara definición de los elementos que deben ser atendidos para hacer atractiva las inversiones requeridas en este sector, lo que suele traducirse en diferentes incentivos actuando en forma conjunta.

Ante los claros beneficios que ofrece la cogeneración, las políticas de incentivos son sólo necesarias cuando existen barreras que frenan su desarrollo (de mercado, regulatorias, institucionales, etc.), y deben ser entendidas más que como una ayuda como un justo reconocimiento por los beneficios adicionales que estas aplicaciones conllevan.

Comparando lo anterior con indicadores internacionales, de acuerdo con datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), aún con el incremento de 2007, México sigue entre los países con una proporción más baja según puede observarse en la figura siguiente:

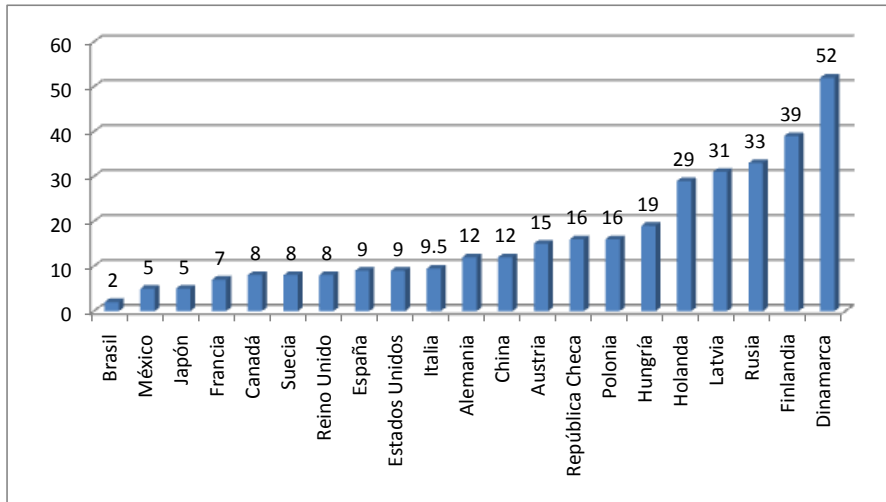


Fig. 3. Contribución Porcentual de Cogeneración en la Producción Total Nacional de cada País.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE). [16]

Australia	1864	Grecia	240	Portugal	1080
Austria	3250	Hungría	2050	Rumania	5250
Bélgica	1890	India	10012	Rusia	65100
Brasil	1316	Indonesia	1203	Singapur	1602
Bulgaria	1190	Irlanda	110	Eslovaquia	5410
Canadá	6765	Italia	5890	España	6045
China	28153	Japón	8723	Suecia	3490
República Checa	5200	Corea	4522	Taiwan	7378
Dinamarca	5690	Latvia	590	Turquia	790
Estonia	1600	Lituania	1040	Reino Unido	5440
Finlandia	5830	México	2838	Estados Unidos	84707
Francia	6600	Holanda	7160		
Alemania	20840	Polonia	8310		

Tabla 1. Capacidad Instalada de Cogeneración en MW de cada País.
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE). [16]

1.2 SITUACIÓN EN MÉXICO

La cogeneración se ha desarrollado muy poco en México. La pequeña y mediana industria, con excepción del sector papelerero, solamente instalaron, entre 1992 y 2007, 166 MW en nueve sistemas, con un promedio de 8.7 MW por sistema. Las condiciones del entorno no han sido lo suficientemente favorables, o bien, no se ha logrado informar/motivar a los industriales para realizar este tipo de proyecto.

El estimado potencial de cogeneración en México ha sido realizado por CONUEE en varias ocasiones, siendo el último el estudio del año de 2009, elaborado en colaboración con la CRE.

En el estimado del “Potencial de cogeneración en México”, se consideran los sectores industriales con demandas mayores a 1,000 kW y factores de carga mayores a un 50%, así como el caso particular de todos los ingenios azucareros operando y de PEMEX.

Se estimó que el potencial nacional máximo de cogeneración, económicamente factible con excedentes al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), es de 10,164 MW, como se muestra en la tabla siguiente:

Sector	Máximo Teórico (MW)	Técnicamente factible (MW)	Económicamente factible (MW)	Potencial máximo con excedentes en la industria (MW)
Industrial	2,630	2,286	1,989	6,085
Azucarero	979	979	979	979
PEMEX	3,100	3,100	3,100	3,100
Total	6,710	6,635	6,069	10,164

Tabla 2. Potencial Nacional de Cogeneración

Fuente: Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (CONUEE).

(El Potencial máximo con excedentes en la industria, se refiere a aquel potencial que después de satisfacer la máxima demanda del su proceso, puede suministrar los excedentes a la red eléctrica) [16]

La CRE, es la instancia en México, que se encarga de autorizar los permisos para los proyectos de cogeneración. La capacidad instalada a Diciembre de 2009, correspondiente a cogeneración es de 2782 MW, que es el equivalente al 4.6% de la Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional a 2009. Como puede observarse en la Figura 3.

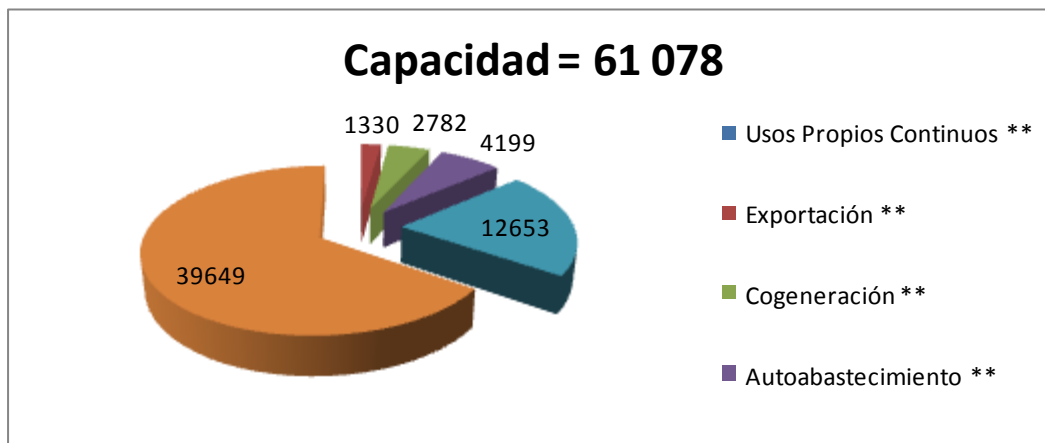


Fig. 4. Capacidad Instalada en el Sistema Eléctrico Nacional en MW a 2009.

* Se considera la capacidad a 31/12/2008.

** Se considera la capacidad a diciembre de 2009.

1.3 ESCENARIOS PARA EL DESARROLLO DE COGENERACIÓN EN MÉXICO

El estudio del potencial establece también que no es posible desarrollar todo el potencial de cogeneración identificado, en el corto y mediano plazo. De esta manera, para estimar los beneficios derivados del desarrollo de la cogeneración, plantea cuatro escenarios, como se indica en la tabla siguiente:

Sector		Escenario 1 (Mínimo)	Escenario 2 (Bajo)	Escenario 3 (Medio)	Escenario 4 (Máximo)
Industrial Azucarero	MW	2,630	2,286	1,989	6,085
		<i>Capacidad desarrollada MW2</i>			
Industrial	MW	199	497	3,651	4,868
PEMEX	MW	650	650	3,100	3,100
Azucarero	MW	-	-	294	490
Total	MW	849	1,147	7,045	8,547

1 Factor estimado de desarrollo respecto del potencial "económicamente factible"

2 Capacidad estimada de desarrollo en MW.

Tabla 3. Escenarios para el Desarrollo de la Cogeneración en México

Fuente: *Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México (CONUEE).*

De este modo, se estimó que el potencial nacional de cogeneración que podría desarrollarse en México varía desde un mínimo de 849 MW a un máximo de 8,457 MW para los sectores estudiados.

1.4 MARCO LEGISLATIVO Y NORMATIVO.

Las disposiciones aplicables al sector eléctrico tienen su fundamento en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual establece en su Artículo 27 que la generación, transmisión, distribución y oferta de energía, destinada al servicio público, es una atribución exclusiva del Gobierno Federal, excluyendo la participación de los inversionistas privados en estas actividades.

Las principales Leyes, Reglamentos y Programas que regulan las actividades relacionadas a la cogeneración son las siguientes:

- *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), publicada en 1992 y con modificaciones posteriores y su reglamento.*

Esta Ley permite seis modalidades de inversión para los particulares: autoabastecimiento, cogeneración, productor independiente de energía (PIE), exportaciones, importaciones para autoconsumo, producción en pequeña escala. También existen ventajas fiscales como arancel cero para equipos que prevengan la contaminación y para la investigación y desarrollo tecnológico y la depreciación acelerada para los proyectos de infraestructura que utilicen fuentes renovables de energía.

Los principales Artículos de la LSPEE que nos hablan a cerca de la cogeneración son los siguientes:

“Capítulo I Disposiciones Generales

ARTICULO 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 naturales que se requieran para dichos fines.” [9]

“ARTICULO 3o.- No se considera servicio público:

I.- La generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción...

...

III.- La generación de energía eléctrica para su exportación, derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción...” [9]

*“Capítulo V
Del Suministro de Energía Eléctrica*

ARTÍCULO 36.- La Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, considerando los criterios y lineamientos de la política energética nacional y oyendo la opinión de la Comisión Federal de Electricidad, otorgará permisos de autoabastecimiento, de cogeneración, de producción independiente, de pequeña producción o de importación o exportación de energía eléctrica, según se trate, en las condiciones señaladas para cada caso:

...

II.- De Cogeneración, para generar energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:

a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.

b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad, en los términos del artículo 36-Bis.

...” [9]

“ARTÍCULO 36 BIS.- Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público, a cuyo efecto se observará lo siguiente:

I.- Con base en la planeación del Sistema Eléctrico Nacional elaborada por la Comisión Federal de Electricidad, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal determinará las necesidades de crecimiento o de sustitución de la capacidad de generación del sistema;

II.- Cuando dicha planeación requiera la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica, la Comisión Federal de Electricidad informará de las características de los proyectos a la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal. Con base en criterios comparativos de costos, dicha Dependencia determinará si la instalación será ejecutada por la Comisión Federal de Electricidad o si se debe convocar a particulares para suministrar la energía eléctrica necesaria;

III.- Para la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público, deberá considerarse la que generen los particulares bajo cualesquiera de las modalidades reconocidas en el artículo 36 de esta Ley;

IV.- Los términos y condiciones de los convenios por los que, en su caso, la Comisión Federal de Electricidad adquiera la energía eléctrica de los particulares, se ajustarán a lo que disponga el Reglamento, considerando la firmeza de las entregas; y

V.- Las obras, instalaciones y demás componentes serán objeto de Normas Oficiales Mexicanas o autorizadas previamente por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.” [9]

- *Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (2008) y su Reglamento (2009).*

Esta Ley tiene por objeto el regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la presentación del servicio público de energía eléctrica, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética.

Dentro de lo más relevante esta Ley nos habla de que la generación procedente de excedentes de autoabastecimiento, pequeños productores y productores independientes con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente, la prioridad de compra la tiene la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Con el fin de fortalecer las instituciones de regulación del sector, siendo esta una de las estrategias consideradas dentro del Plan Nacional de Desarrollo (PND), la Ley amplía y complementa las atribuciones otorgadas a la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía.

A continuación indico algunos de los artículos más relevantes de la Ley:

“Capítulo II.- De la Autoridad

ARTÍCULO 7o.- Sin perjuicio de las que su propia ley le otorga, la Comisión Reguladora de Energía tendrá las atribuciones siguientes:

...

VII. Expedir los procedimientos de intercambio de energía y los sistemas correspondientes de compensaciones, para todos los proyectos y sistemas de autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción por energías renovables, que estén conectados con las redes del Sistema Eléctrico Nacional.” [11]

...

“Capítulo III.- De la Planeación y la Regulación

ARTÍCULO 17.- En el caso de venta de la energía que sobra racionalmente después del autoconsumo de la producción, de conformidad con lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica de proyectos de autoabastecimiento con energías renovables o de cogeneración de electricidad, las contraprestaciones se fijarán de acuerdo con la metodología que a tal efecto apruebe la Comisión.” [11]

“ARTÍCULO 18.- El Sistema Eléctrico Nacional recibirá la electricidad producida con energías renovables excedentes de proyectos de autoabastecimiento o por proyectos de cogeneración de electricidad, de conformidad con lo establecido en el artículo 36 bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y conforme a lo señalado en el presente ordenamiento.

Los Generadores se sujetarán a las condiciones que establezca la Comisión para los servicios de conducción, transformación y entrega de energía eléctrica, de conformidad con lo dispuesto por la Ley de la Comisión Reguladora de Energía.” [11]

“ARTÍCULO 20.- Las atribuciones de la Comisión, referidas en el artículo 7o. de la presente Ley, se aplicarán a los sistemas de cogeneración de electricidad aunque no utilicen energías renovables, de acuerdo con las definiciones establecidas en el artículo 36, fracción II, de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, siempre y cuando dichos sistemas cumplan con el criterio de eficiencia que establezca la propia Comisión.” [11]

“Capítulo IV.- De la Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía

ARTÍCULO 22.- Se establece la estrategia como el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sustentabilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía.” [11]

En cuanto a los artículos más relevantes de su Reglamento se encuentran los siguientes:

“TÍTULO PRIMERO

Disposiciones generales.

Capítulo I.- Disposiciones preliminares.

ARTÍCULO 4.- La Secretaría promoverá que la utilización de las distintas fuentes de energía para la Generación Renovable se lleve a cabo de conformidad con los siguientes criterios:

...

VIII. Reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, en la generación de electricidad, mediante el uso de Energías renovables y Cogeneración Eficiente, y ...” [12]

“TÍTULO SEGUNDO

Del Inventario Nacional de las Energías Renovables y de la Planeación.

Capítulo II.- Del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables.

ARTÍCULO 19.- La Secretaría incluirá en el Programa lo previsto en el artículo 11 de la Ley, especificando lo siguiente:

...

II. Metas para proyectos de Cogeneración Eficiente como parte de la expansión de la capacidad de generación del Sistema Eléctrico Nacional; ...” [12]

“TÍTULO CUARTO

De la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.

Capítulo I.- De las disposiciones administrativas de la Comisión.

ARTÍCULO 29.- La Comisión establecerá las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios que se presten entre sí el Suministrador y los generadores renovables o cogeneradores eficientes, para lo cual deberá tomar en consideración los costos eficientes asociados a la prestación de dichos servicios.” [12]

“ARTÍCULO 31.- La Comisión, para la regulación de la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente, expedirá e inscribirá en su registro público lo siguiente:

*...
II. Criterios, metodologías y directrices a que se sujetarán los modelos de contrato, procedimientos de intercambio de energía y sus correspondientes sistemas de compensaciones, para proyectos de autoabastecimiento con Energías renovables y para proyectos de Cogeneración Eficiente;*

III. Metodologías para determinar la aportación al Sistema Eléctrico Nacional de capacidad de generación de las distintas tecnologías;

*...
V. Lineamientos y mecanismos para promover el desarrollo de las actividades de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente, y
...” [12]*

“ARTÍCULO 32.- Las metodologías mencionadas en la fracción III del artículo anterior preverán la probabilidad de disponibilidad de capacidad en las horas de máxima demanda de acuerdo con las características de las tecnologías para la Generación Renovable y la Cogeneración Eficiente.” [12]

“ARTÍCULO 33.- La Comisión requerirá a la Comisión Federal de Electricidad, la revisión y, en su caso, la adecuación de las reglas de despacho aplicables a la Generación Renovable y a la Cogeneración Eficiente, justificando los ajustes que estime necesarios.” [12]

“ARTÍCULO 34.- Cuando la infraestructura de transmisión sea insuficiente, la Comisión emitirá disposiciones de carácter general para regular el acceso de nuevos proyectos de generación a dicha infraestructura, así como para programar su ampliación de manera concertada con los posibles interesados en el desarrollo de proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.” [12]

“Capítulo II.-De las licitaciones para proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente.

*ARTÍCULO 36.- El Suministrador llevará a cabo licitaciones separadas para proyectos de Generación Renovable y para proyectos de Cogeneración Eficiente, de acuerdo con las metas que establezca el Programa, referidas en las fracciones I y II del artículo 19 de este reglamento.
...” [12]*

“Capítulo III.- De los proyectos de Generación Renovable y de Cogeneración Eficiente fuera de convocatoria.

ARTÍCULO 41.- La Comisión publicará en el Diario Oficial de la Federación las directrices a que se sujetarán los modelos de contrato y las reglas de procedencia que regirán la adquisición por parte del Suministrador de energía eléctrica producida por los generadores renovables y por los cogeneradores eficientes fuera de convocatoria.” [12]

“ARTÍCULO 42.- La entrega de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Nacional por generadores renovables y por cogeneradores eficientes fuera de convocatoria se podrá llevar a cabo con los permisos correspondientes otorgados por la Comisión, conforme a lo establecido en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su reglamento, en lo que resulten procedentes.” [12]

“ARTÍCULO 45.- En el caso específico de los convenios que se celebren entre el Suministrador y Petróleos Mexicanos o sus organismos subsidiarios, para proyectos de Cogeneración Eficiente, éstos deberán contener acuerdos para lograr un manejo integral de la energía térmica y eléctrica en los procesos industriales y cumplir con los criterios de eficiencia mínima que establezca la Comisión.” [12]

➤ *Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE):*

Los aspectos más relevantes de la Ley son los siguientes:

- La elaboración del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).*
- La creación la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE).*
- La creación del Consejo Consultivo para el Aprovechamiento sustentable de la Energía el cual tiene por objeto evaluar el cumplimiento de los objetivos, estrategias, acciones y metas establecidos en el PRONASE*
- Implementación y actualización del Subsistema Nacional de Información para el Aprovechamiento de la Energía cuyo objeto, entre otros, es registrar, organizar, actualizar y difundir la información sobre consumo de energía, los usos finales y los factores que impulsan esos usos finales, así como los indicadores de eficiencia energética en los diferentes sectores y subsectores.*
- Desarrollo de un Programa para la certificación de procesos, productos y servicios respecto al grado de incorporación de la eficiencia energética, del cumplimiento de la normatividad aplicable y de los parámetros y estándares internacionales.*
- Registro de los Fondos y Fideicomisos que tengan por objeto apoyar el aprovechamiento sostenible de la energía y que hayan sido constituidos por el Gobierno Federal, reciban recursos federales o en los cuales el Gobierno Federal constituya garantías.*
- Definición de los criterios para determinar a los usuarios con un patrón de alto consumo de energía.*
- Elaboración y publicación de un catálogo de los equipos y aparatos que requieran energía para su funcionamiento con la información técnica sobre sus consumos.*
- Desarrollo de las metodologías para cuantificar emisiones de GEI por la explotación, producción, transformación, distribución y consumo de energía; así como para cuantificar el uso de energéticos, determinar el valor económico del consumo y el de los procesos evitados derivados del aprovechamiento sostenible de la energía.*
- Inclusión de leyendas que promuevan el uso eficiente de la energía en los recibos y facturas de las empresas y organismos del Sector Energía. [10]*

- *Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.*

Dentro de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento se establece la “Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía” como el mecanismo mediante el cual el Estado Mexicano impulsará las políticas, programas, acciones y proyectos encaminados a conseguir una mayor utilización y aprovechamiento de las fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias, promover la eficiencia y sostenibilidad energética, así como la reducción de la dependencia de México de los hidrocarburos como fuente primaria de energía. De esta forma, la Estrategia permitirá seguir dando un enfoque integral a las políticas públicas que se desarrollan en materia de transición energética.

El objetivo primordial de la Estrategia es promover la utilización, el desarrollo y la inversión en las energías renovables y la eficiencia energética.

Cada año, la Secretaría de Energía debe de actualiza la Estrategia y además presentar una prospectiva sobre los avances logrados en la transición energética y el aprovechamiento sostenible de las energías renovables. [11]

- *Política de Gobierno.*

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) presenta dos ejes centrales de las políticas públicas de México, que son la sustentabilidad ambiental y la economía competitiva y generadora de empleos. En este sentido, el uso eficiente de la energía, concilia las necesidades de la sociedad con el cuidado de los recursos naturales. [17]

En el Programa Sectorial de Energía 2007 – 2012, se muestra en las estrategias III.1.5 y III.1.6 del objetivo III, las líneas de acción específicas para fomentar la generación de energía eléctrica eficiente, a través de las figuras de autoabastecimiento y cogeneración, así como integrar propuestas de política pública que impulsen el aprovechamiento del potencial de cogeneración eficiente. [17]

El Programa Especial de Cambio Climático 2009 – 2012, marca como objetivo 2.2.15, el promover la eficiencia energética en el sector industrial para reducir emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). También en la sección 2.5, referente a las actividades del Sector Privado, se mencionan en materia de cogeneración, los potenciales económicos factibles y máximo factible y algunas acciones que faciliten el cumplimiento de las metas de incremento de la capacidad de cogeneración instalada, como son:

- *Creación de instrumentos que incentiven inversiones*
- *Desarrollar Mecanismos de Financiamiento accesibles*
- *Simplificación de trámites*
- *Posibles estímulos económicos*

Se considera necesario adecuar los contratos de interconexión, reglas de porteo y servicios conexos.

➤ *La Secretaría de Energía*

La SENER funge como eje rector de la política energética del país y, cabeza del sector energético al cual pertenece la CONUEE y la CRE, a través de los cuales se aplican los objetivos, las metas y las acciones en la materia.

Tiene como misión: Conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional. [19]

➤ *El Congreso de la Unión*

El Congreso de la Unión expidió la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en octubre de 1995. A partir de esa fecha, la CRE se constituyó como autoridad reguladora en la materia e inició un proceso de definición, organización y desarrollo institucional acorde a las funciones, atribuciones y responsabilidades otorgadas por el Congreso.

Los principales instrumentos de regulación que la Ley brinda a la CFE son: otorgar permisos, autorizar precios y tarifas, aprobar términos y condiciones para la prestación de los servicios, expedir disposiciones administrativas de carácter general (directivas), dirimir controversias, requerir información y aplicar sanciones, entre otros.

En los Arts. 7 y 20 de la ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, se establecen las nuevas atribuciones a la CRE, con relación a la regulación de la cogeneración y de las energías renovables. [19]

➤ *La Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE)*

Es un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, que cuenta con autonomía técnica y operativa. Tiene por objeto promover la eficiencia energética y constituirse como órgano de carácter técnico, en materia de aprovechamiento sustentable de la energía.

Entre sus funciones la CONUEE cuenta con un área dedicada a promover la Cogeneración, que busca identificar la posibilidad de introducir ahorros de energía en las industrias con potencial de cogeneración, por lo que ha realizado una intensa labor de información y promoción en múltiples foros y seminarios regionales, nacionales e internacionales. [19]

1.5 FUNDAMENTOS DE COGENERACIÓN

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío). [5]

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente.

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía.

Debido a la diversidad del mercado de la cogeneración, se ha optado por dividirlo en tres categorías: plantas industriales, sistemas de energía de distrito, y sistemas de construcción en pequeña escala comercial y residencial.

El sector industrial representa el mayor porcentaje de la capacidad actualmente instalada en los Estados Unidos y es el segmento con el mayor potencial de crecimiento a corto plazo. Los más grandes sistemas industriales de cogeneración se encuentran típicamente en la refinación de petróleo, petroquímicos o de pulpa y papel. Estos sistemas tienen una capacidad eléctrica instalada de más de 50 megavatios eléctricos (MWe) (a menudo cientos de MWe) y las tasas de generación de vapor se miden en cientos de miles de libras de vapor por hora. Algunas instalaciones de este tipo son las centrales de ciclo combinado. Por lo general son de propiedad de un productor independiente de energía que busca un cliente industrial de vapor y la electricidad se vende en el mercado mayorista. Algunas veces el cliente de la parte térmica también puede contratar una parte de la energía eléctrica. [18]

Sistemas de Energía de Distrito (DES) es un mercado creciente para la cogeneración, estos distribuyen vapor, agua caliente, y / o agua fría de una planta central de los edificios individuales a través de una red de tuberías. Pueden proporcionar calefacción, aire acondicionado, agua caliente sanitaria, y / o de energía de proceso industrial, además de la generación de energía eléctrica la cual puede ser exportada más allá del complejo de edificios. [5]

Los DES pueden ser instalados en grandes edificios de varios recintos institucionales como en universidades, hospitales, o edificios de gobierno o como oferente de sistemas de calefacción (y con frecuencia de refrigeración) a múltiples edificios en zonas urbanas.

Con la llegada de bajo costo y alta eficiencia de los pequeños motores alternativos, y de las micro-turbinas de combustión, la cogeneración se está convirtiendo potencialmente viable para los edificios comerciales más pequeños. Esta autoalimentación de los edificios, implica la instalación de un sistema que genera parte de la demanda de electricidad para el edificio, mientras que proporciona calefacción y / o refrigeración. [18]

Aunque las tecnologías utilizadas en sistemas de cogeneración han mejorado en los últimos años, existen importantes obstáculos que limitan la utilización generalizada de la cogeneración. Es importante destacar que estos obstáculos tienen el efecto de que tienden a prolongar el uso de combustibles que generan contaminantes.

Los principales obstáculos a la cogeneración son las siguientes:

- Permisos ambientales complejos, costosos, lentos e inciertos.
- La normativa actual no reconoce la eficiencia energética global de la cogeneración, la cual desplaza a las emisiones que se producen con la generación eléctrica tradicional.
- Los planes de amortización para las inversiones de cogeneración varían en función de las características de cada sistema y pueden no reflejar la verdadera vida útil de la instalación.
- La dificultad de que varias empresas coincidan en espacio y necesidades de las diferentes energías obtenidas con la cogeneración.

Se prevé que gran parte de la capacidad adicional por la cogeneración siga teniendo lugar en las instalaciones industriales más grandes y complejas que ya cuentan con sistemas principales (calderas, turbinas, etc) Posteriormente instalaciones industriales más pequeñas empezarán a formar la mayor parte de la nueva capacidad. Para los DES les tomará más tiempo para convertirse en un factor importante en la cogeneración, debido al tiempo necesario para desarrollar y hacer crecer la red de tuberías. [5] La Figura 5 presenta gráficamente lo dicho con anterioridad.

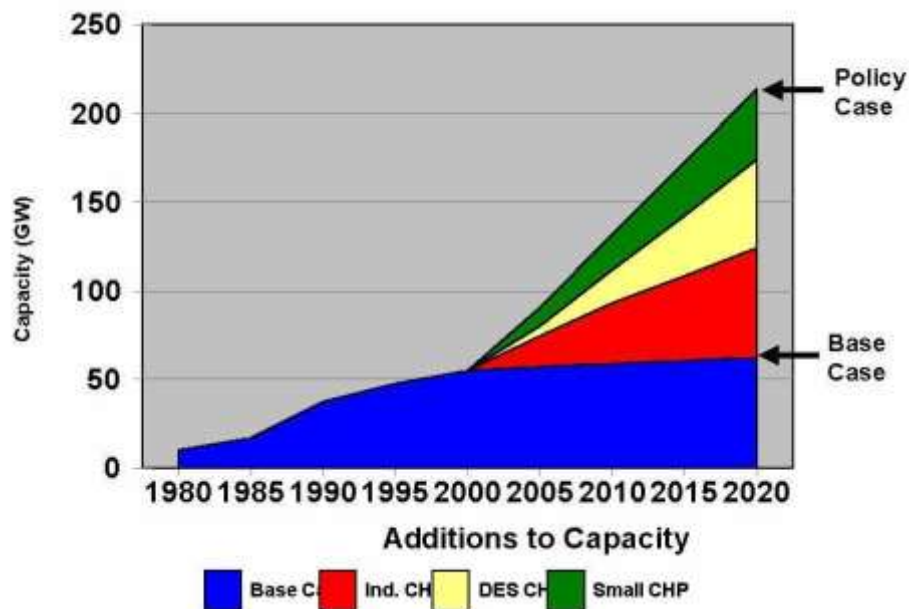


Fig. 5. Previsión del crecimiento de Cogeneración de acuerdo al tipo de sector
Fuente: Agencia Internacional de la Energía (AIE)

Principales características de la cogeneración

Analizando lo que antecede podemos señalar las principales características diferenciales de la cogeneración, a saber:

- a) Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.*
- b) Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas. [5]*

El elemento primario

Cuando se escribe o se habla de cogeneración y sus aplicaciones, ya sea en una instalación concreta o en general, siempre se suele comenzar por el elemento primario; esto es, el motor, la turbina de gas o de vapor. Por el contrario cuando se estudia, cuando se gesta el proyecto, cuando se analizan las diferentes posibilidades, ha de hacerse al revés: debe comenzarse por las necesidades de calor del proceso, tanto en cantidades como en el tipo (nivel de temperatura, fluido caloportador, etc.) para a partir de ahí determinar el tipo de máquinas y su tamaño, que pueden proporcionarnos esta energía térmica. Como resultado tendremos una o varias instalaciones que para esa energía térmica, producen diferentes cantidades de electricidad y con diferente rendimiento y que por tanto tendrán diferente rentabilidad económica.

Es interesante destacar que el análisis de las necesidades de proceso no se debe restringir a la situación actual sino que hay que investigar si hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y por ende más rentable. Es importante resaltar nuevamente que la base de la cogeneración es el aprovechamiento del calor. [5]

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible fósil en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, diésel, combustóleo, gas natural) para producir una energía térmica, energía térmica que es convertida en energía mecánica, que mediante un alternador se transforma en energía eléctrica, de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas ((plantas llamadas de punta o de picos, por su facilidad para suministrar energía con rapidez en los momentos de mayor demanda). En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se tira a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser el calor desechado de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica (baja exergía).

En época reciente se ha dado un paso muy importante en el aumento del rendimiento de las centrales eléctricas con la introducción del ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles, con dos ciclos uno de gas (con turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). El resultado es que el rendimiento eléctrico conjunto llega al 60%. Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor que de otra forma se desearía: de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de

aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes:

- 1. Fuente de energía primaria. Suele ser gas natural, carbón o combustóleo.*
- 2. El elemento motor. Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica.
Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.*
- 3. El sistema de aprovechamiento de energía mecánica. En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc, donde la energía mecánica se aprovecha directamente.*
- 4. El sistema de aprovechamiento de calor. Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de bajo rango.*
- 5. Sistemas de refrigeración. Al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.*
- 6. Sistema de tratamiento de agua. Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.*
- 7. Sistema de control, que se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.*
- 8. Sistema eléctrico, que permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio.*
- 9. Otros sistemas auxiliares, como aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, etc. propio de los procesos industriales. [5]*

1.6 TIPOS DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

A) Cogeneración con Motor de Gas [6]

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW) en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento tiene, pues es capaz de convertir actualmente hasta el 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente.

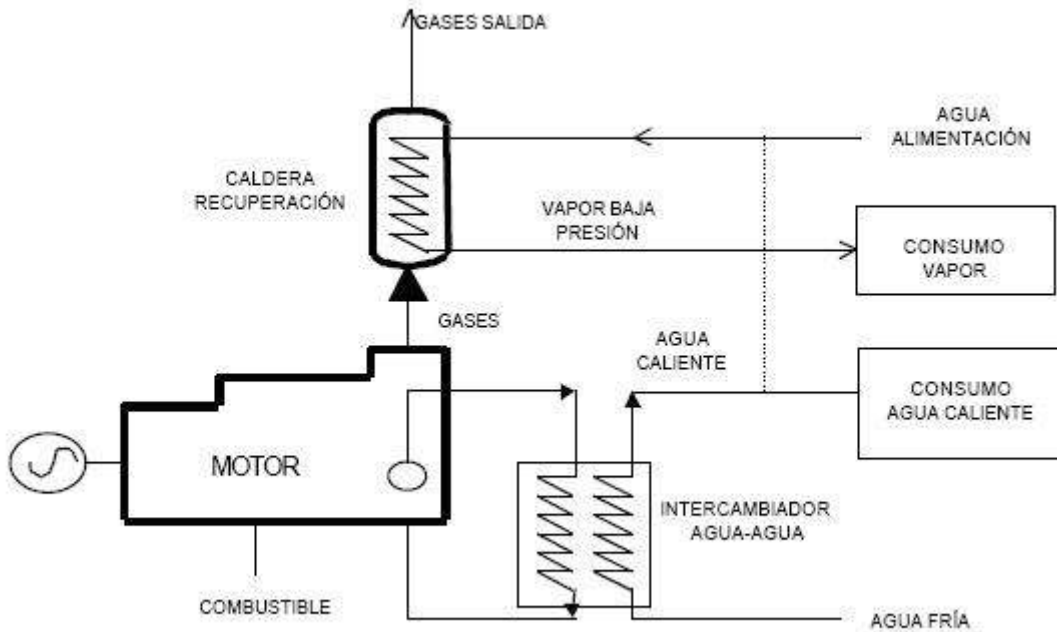


Fig. 6. Cogeneración con Motor de Gas [6]

B) Cogeneración con Turbina de Gas [6]

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldea de recuperación

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que a diferencia de las plantas con motores alternativos el precio del calor recuperado es esencial en un ciclo simple de turbina de gas.

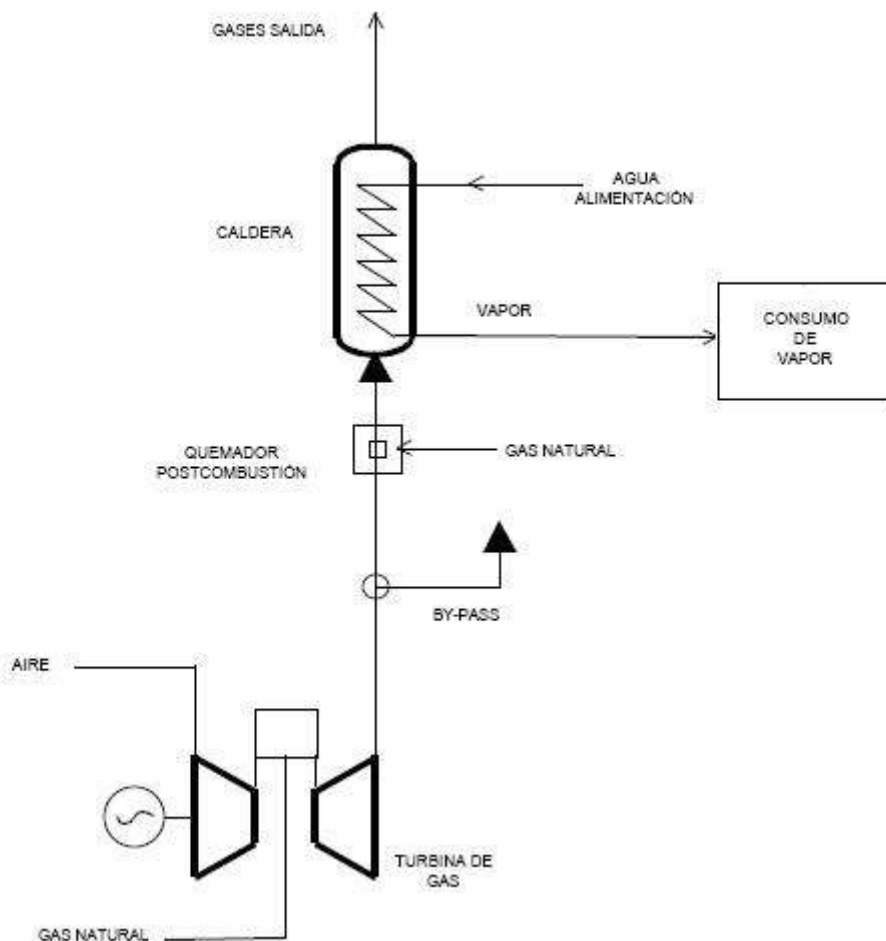


Fig. 7. Cogeneración con Turbina de Gas [6]

C) Cogeneración con Turbina de Vapor [6]

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos casos se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

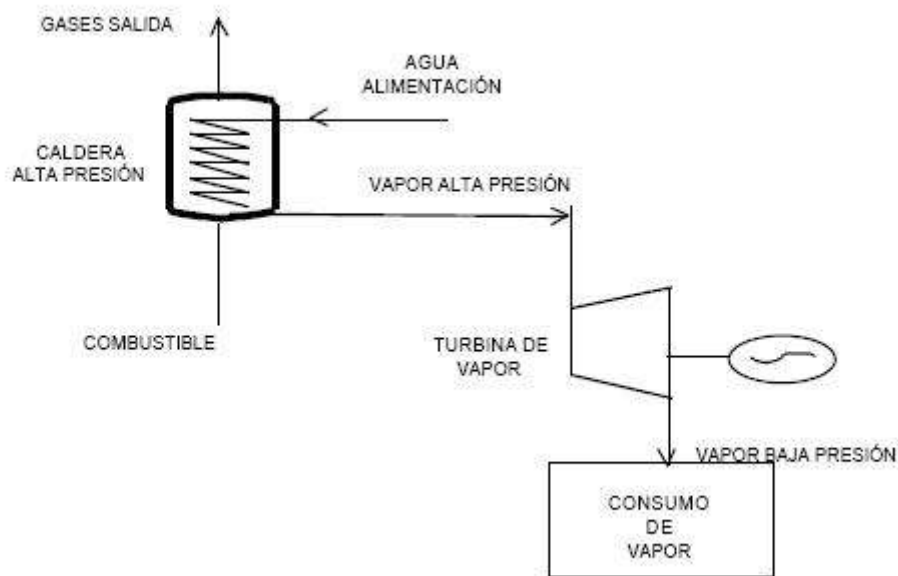


Fig. 8. Cogeneración con Turbina de Vapor [6]

D) Cogeneración en Ciclo Combinado con Turbina de Gas y Vapor [6]

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina " Ciclo Combinado".

En el gráfico adjunto puede verse que los gases de escape de la turbina pueden tirarse a la atmósfera si no se requiere aprovechamiento térmico, a través del bypass, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria asociada. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo una cantidad adicional de combustible (gas natural) directamente a un quemador especial con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno (en un ciclo combinado con motor alternativo no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno)

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere una ingeniería apropiada capaz de crear procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, descomprime el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

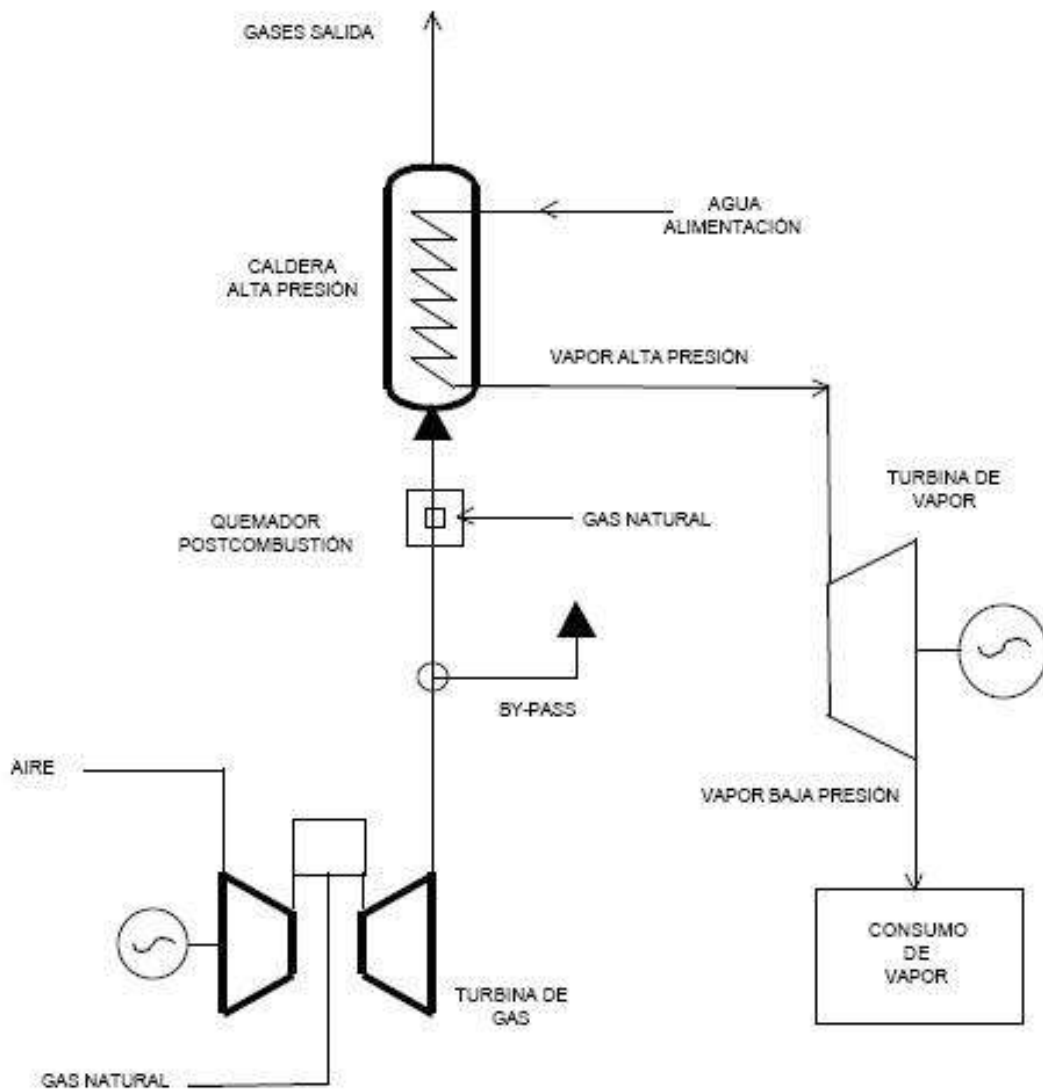


Fig. 9. Cogeneración en CC Turbina de Vapor y de Gas [6]

E) Cogeneración con Motor de Gas y Turbina de Vapor [6]

En este tipo de plantas, el calor contenido en los humos de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas que rentabilizan la inversión por la venta de energía eléctrica, fundamentalmente.

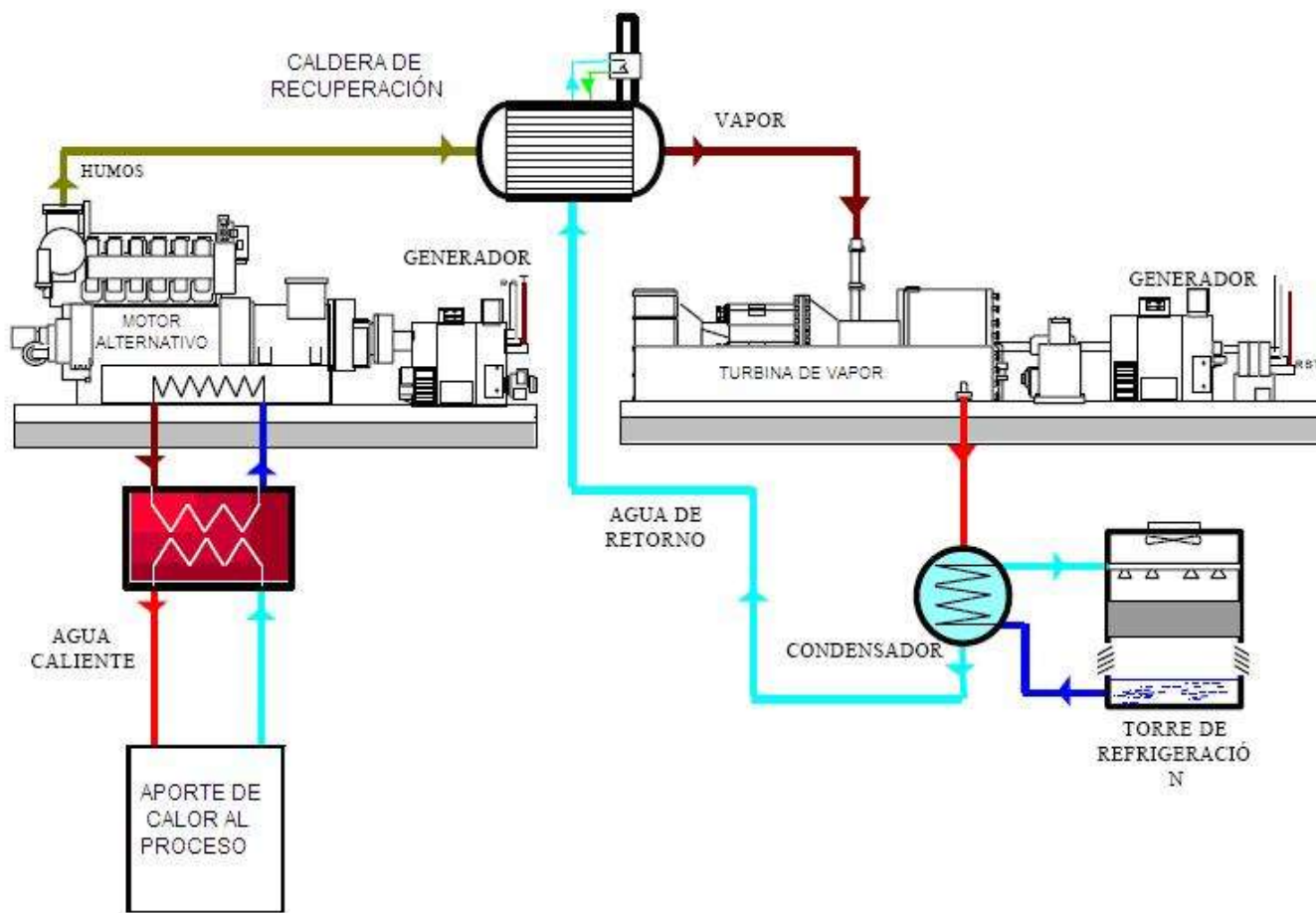


Fig. 10. Cogeneración en CC Motor de Gas y Turbina de Vapor [6]

1.7 El Complejo Procesador de Gas de Nuevo Pemex

Para el mejor aprovechamiento de los yacimientos petrolíferos en los campos marinos de la Sonda de Campeche, así como de los campos terrestres del Mesozoico Chiapas-Tabasco, a finales de 1976, Petróleos Mexicanos autorizó como proyecto prioritario, la construcción del Complejo Procesador de Gas (CPG) Nuevo Pemex, el cual ocupa una superficie de 464 hectáreas y se localiza en el estado de Tabasco a 35 km. de la ciudad de Villahermosa. El complejo abastece y distribuye oportunamente los hidrocarburos que el país demanda, consolidándose de esta manera la industria para el aprovechamiento del gas. [8]

Las actividades principales de este complejo son las de tratar el gas natural para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante cinco procesos industriales (Tabla 4). El complejo cuenta con los servicios auxiliares necesarios para los procesos señalados, así como también con sistemas de seguridad e infraestructura necesaria.

Una vez procesado el gas húmedo y los condensados, se entregan en las fronteras establecidas, productos como gas licuado, gas dulce, gas natural seco, etano, naftas y azufre líquido (Fig. 11).

Proceso	Cantidad	Capacidad total
Endulzamiento de gas	2	880 MMpcd
Recuperación de azufre	2	800 td
Criogénico	3	1550 MMpcd
Fraccionamiento	2	208 Mbd
Endulzamiento de líquidos	4	96 Mbd

Tabla 4. Capacidad instalada de las plantas de proceso del CPGNP

Fuente: Complejo Procesador de Gas Nuevo PEMEX [8]

Procesos industriales en los complejos procesadores de gas

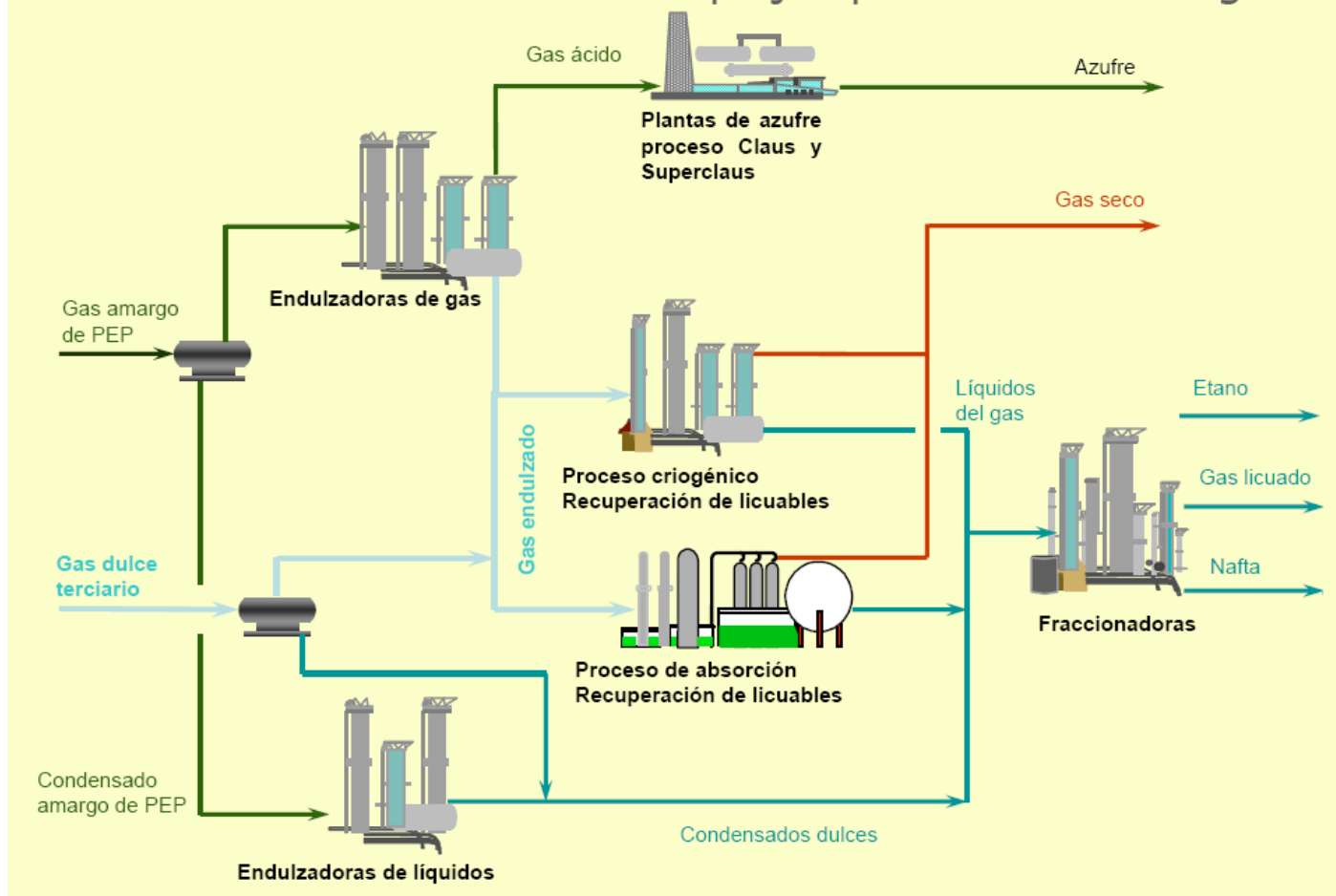


Fig. 11. Principales Procesos en un CPG

Fuente: Gas Processors Supplier Association (GPSA) Engineering Data Book [7]

Endulzamiento de gas

El proceso de endulzamiento de gas consiste en remover los contaminantes, H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono), del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. Este proceso consiste en la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa, a base de una formulación de amina, la cual circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. [7]

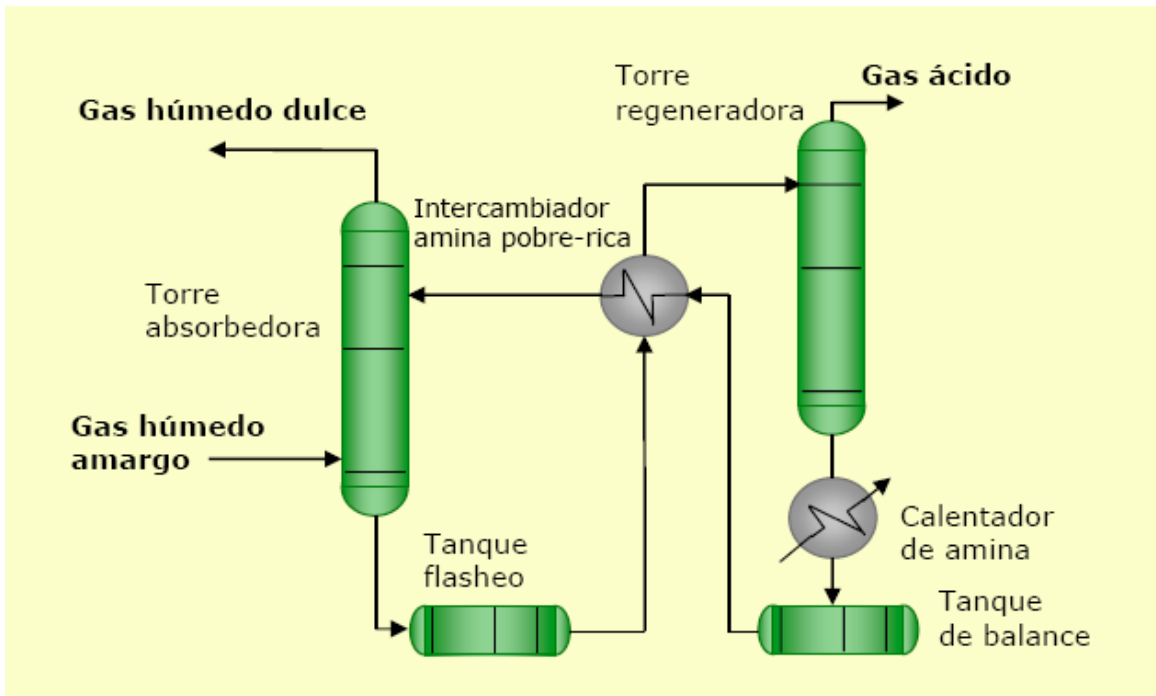


Fig. 12. Proceso de Endulzamiento de Gas

Fuente: GPSA Engineering Data Book [7]

Endulzamiento de líquidos

El proceso de endulzamiento de condensado amargo consiste al igual que en el proceso anterior en remover los contaminantes, H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono), de una corriente líquida de condensado amargo recibido de los pozos productores a través de la absorción selectiva de los contaminantes, mediante una solución acuosa a base de una formulación de amina que circula en un circuito cerrado donde es regenerada para su continua utilización. Sin embargo a la diferencia del proceso anterior el condensado sin contaminantes es un condensado dulce, el cual es el producto principal que sirve para la carga de las fraccionadoras. Adicionalmente se obtiene una corriente compuesta por el H_2S (ácido sulfhídrico) y CO_2 (bióxido de carbono), la cual se llama gas ácido, subproducto que sirve para la carga en el proceso para la recuperación de azufre. [7]

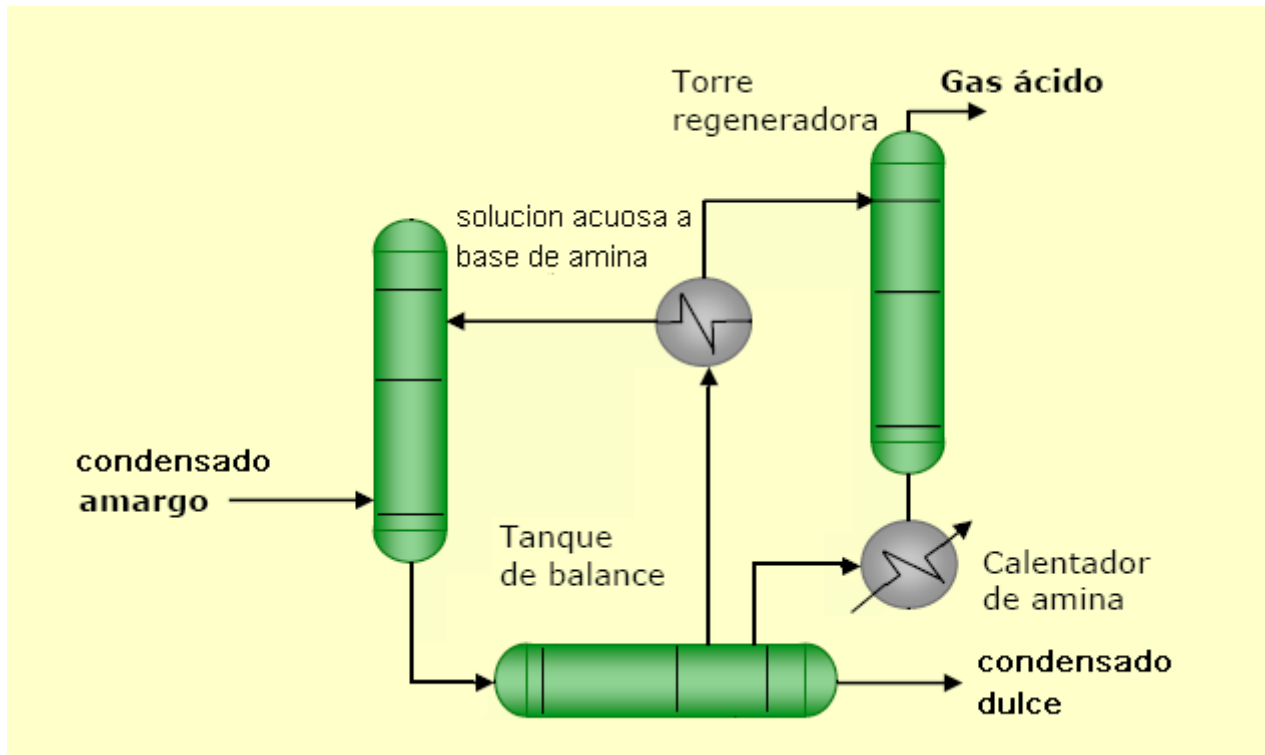


Fig. 13. Proceso de Endulzamiento de líquidos

Fuente: GPSA Engineering Data Book [7]

Recuperación de azufre

El gas ácido (H_2S ácido sulfhídrico + CO_2 bióxido de carbono), proveniente del proceso de endulzamiento, pasa por un reactor térmico (cámara de combustión) y posteriormente pasa a dos reactores catalíticos, donde finalmente se logra la conversión del H_2S (ácido sulfhídrico) en azufre elemental. El azufre elemental se almacena, transporta y entrega en estado líquido. [7]

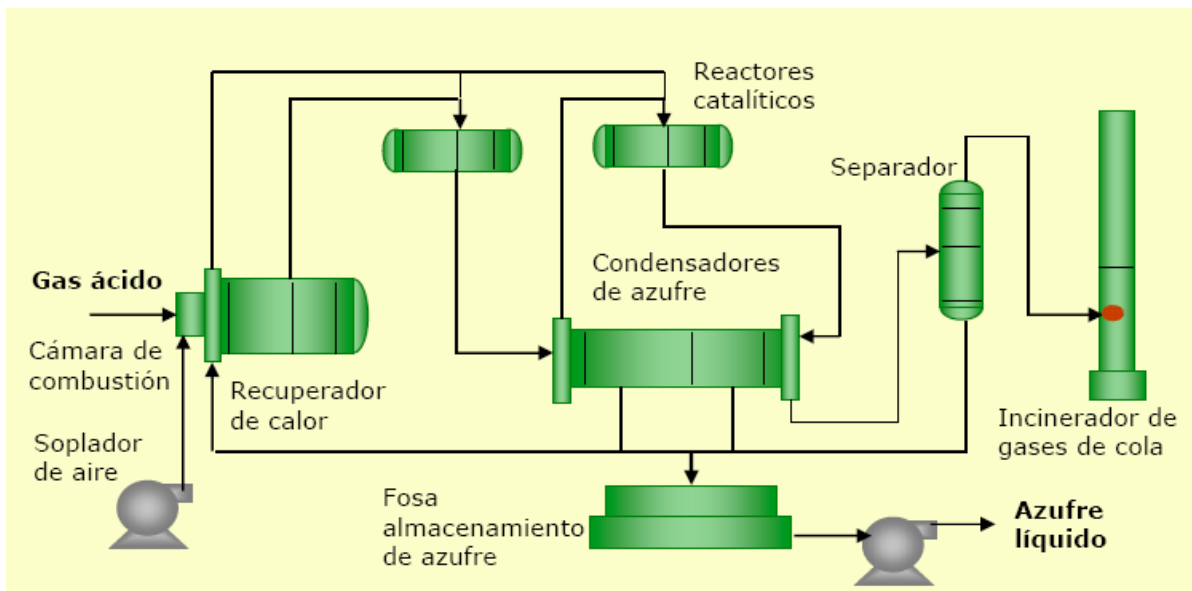


Fig. 14. Proceso de recuperación de azufre

Fuente: GPSA Engineering Data Book[7]

Criogénico

El proceso criogénico recibe gas dulce húmedo de las plantas endulzadoras de gas y en algunos casos directamente de los campos productores, el cual entra a una sección de deshidratado, donde se remueve el agua casi en su totalidad, posteriormente es enfriado por corrientes frías del proceso y por un sistema de refrigeración mecánica externo. Mediante el enfriamiento y la alta presión del gas es posible la condensación de los hidrocarburos pesados (etano, propano, butano, etc.), los cuales son separados y enviados a rectificación en la torre desmetanizadora. El gas obtenido en la separación pasa a un turboexpansor, donde se provoca una diferencial de presión (expansión) súbita, enfriando aún más esta corriente, la cual se alimenta en la parte superior de la torre desmetanizadora.

El producto principal de esta planta es el gas residual (gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización), el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución y, en algunos lugares, se usa como bombeo neumático. No menos importante es el producto denominado líquidos del gas natural, el cual es una corriente en estado líquido constituida por hidrocarburos licuables, esta corriente constituye la carga de las plantas fraccionadoras. [7]

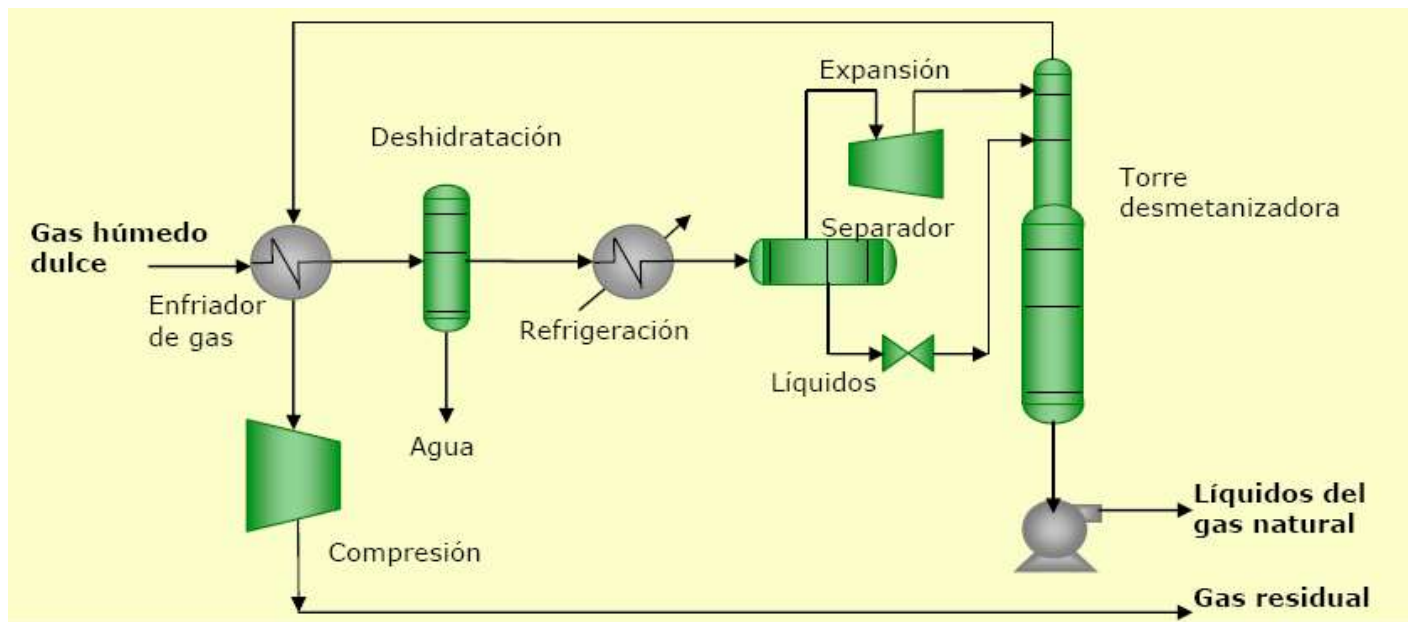


Fig. 15. Proceso criogénico

Fuente: GPSA Engineering Data Book[7]

Absorción

La absorción de licuables se realiza en trenes absorbedores, utilizando un aceite absorbente de elevado peso molecular, el cual después de la sección de absorción donde se obtiene el gas natural, pasa a un reabsorbedor donde se produce gas combustible por la parte superior y el aceite con los líquidos absorbidos por la parte inferior, posteriormente pasan a una sección de vaporización y finalmente a la sección de destilación donde se separan los hidrocarburos ligeros obteniéndose al final una corriente líquida de etano más pesados, similar a las de las plantas criogénicas, la cual pasa a la sección de fraccionamiento. Por el fondo de la torre de destilación se

obtiene el aceite absorbente pobre, que pasa a un proceso de deshidratación para retornar nuevamente a la torre absorbedora y reabsorbedora para continuar con el proceso de absorción. Uno de los productos principales de esta planta es Gas natural seco (Gas natural, básicamente metano, listo para su comercialización) el cual es inyectado al Sistema Nacional de Ductos para su distribución. Se obtiene asimismo Líquidos del gas, etano más pesados a fraccionamiento esta corriente constituye la carga a las plantas fraccionadoras[7]

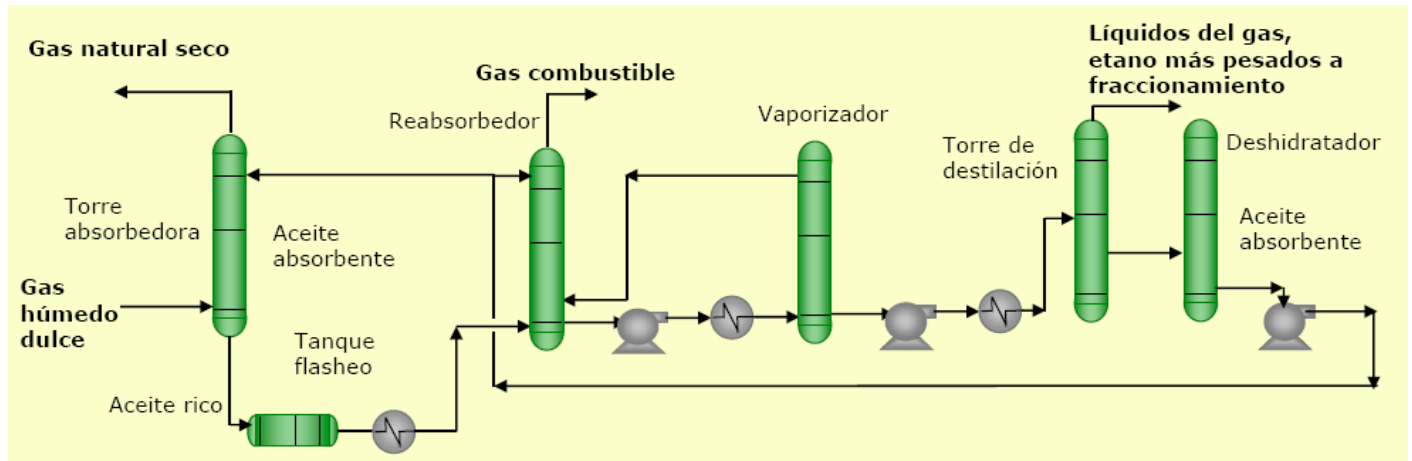


Fig. 16. Proceso de absorción

Fuente: GPSA Engineering Data Book[7]

Fraccionamiento

El proceso de fraccionamiento recibe líquidos del gas del proceso criogénico y condensados dulces, que pueden provenir de las plantas endulzadoras de líquidos o directamente de los campos productores. Consiste en varias etapas de separación que se logran a través de la destilación. Con lo anterior se logra la separación de cada uno de los productos, como se muestra en la figura. En la primera columna se separa el etano, en la segunda el gas licuado (propano y butano), y en caso necesario, en la columna despropanizadora se puede separar también el propano y butano y finalmente la nafta (pentanos, hexanos más pesados). El etano se comercializa con Pemex Petroquímica como carga de las plantas de etileno, el gas licuado se almacena y distribuye para su consumo nacional y la nafta se comercializa con Pemex Refinación, además de su exportación. [7]

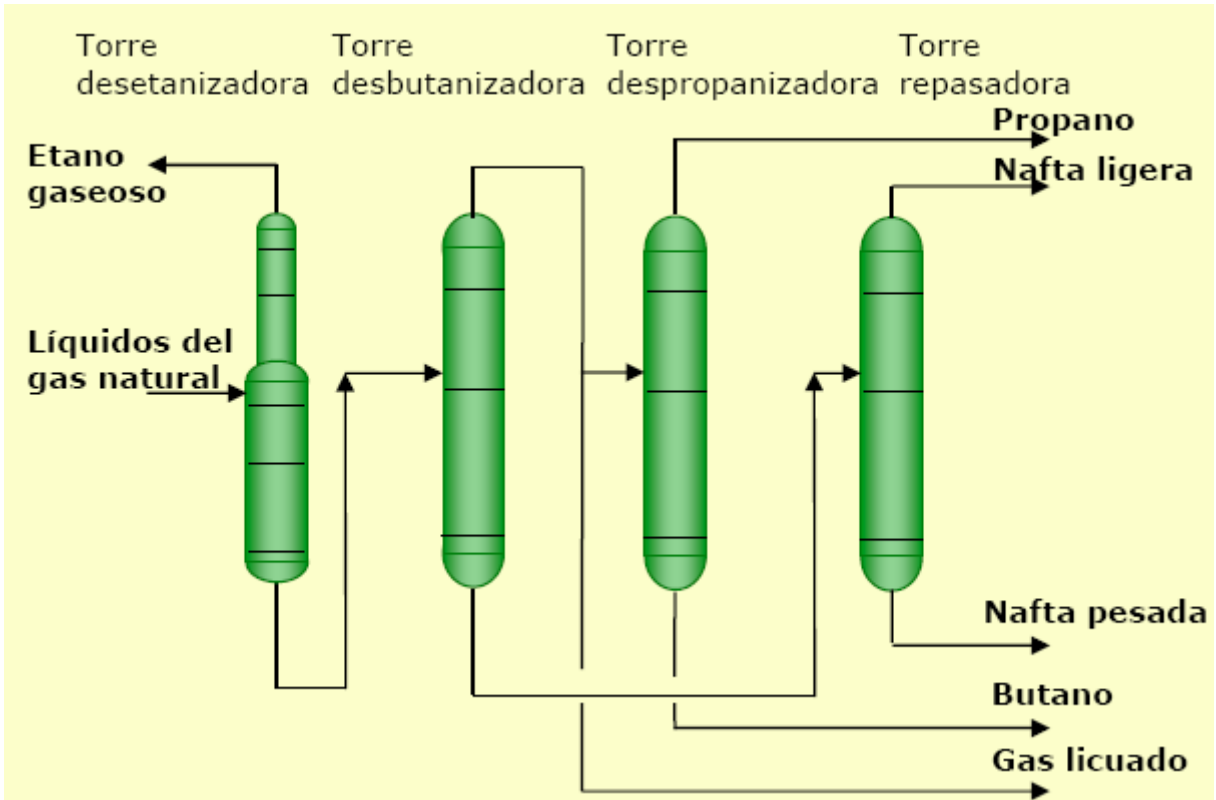


Fig. 17. Proceso de fraccionamiento

Fuente: GPSA Engineering Data Book [7]

2 CAPÍTULO II

Este Capítulo contiene el desarrollo de todos los elementos técnicos y económicos que son necesarios para implementar el proyecto de cogeneración en el CPG Nuevo Pemex, determinando para ello un arreglo de equipos de la Planta de servicios auxiliares, para que a partir de ahí, establecer 5 casos operativos en los que se satisfacen los requerimientos de electricidad y de vapor del CPG Nuevo Pemex.

Para desarrollar este Capítulo fue necesario el recopilar información del estado actual del CPG Nuevo Pemex y establecer tablas comparativas de los parámetros principales entre dichos valores actuales y los que se tendrán con la implementación del proyecto de cogeneración.

Posteriormente el Capítulo muestra a detalle la Factibilidad Técnica en los aspectos eléctricos, mecánicos, de sistemas de control, de arreglo de equipos, civiles y de abastecimiento de agua, desarrollando elementos de análisis como lo son los balances térmicos que nos ofrecen un análisis detallado y rápido de los equipos que conformaran la planta de servicios auxiliares del CPG.

En las partes finales del Capítulo se muestra una tabla en la que se indican todos los costos de la infraestructura necesaria para la construcción de la Planta de servicios generales del CPG, determinada mediante bases de datos que la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos ha desarrollado para estimación de costos de sus nuevos proyectos. Con base en dichos costos se determinan los Costos de kW, kWh y Ton/h de vapor que son los primeros indicadores de la factibilidad económica del proyecto.

DESARROLLO

2.1 CONFIGURACIONES A EVALUAR

El arreglo general determinado por el CPG Nuevo Pemex para la reconfiguración de los servicios auxiliares es el siguiente:

- *Tres turbogeneradores con cogeneración, capacidad de generación eléctrica y generación de vapor de 650#.*
- *Dos calderas de vapor (rehabilitadas de 650# con una producción de 220 ton/h c/u).*
- *Criogénica I: 2 motores eléctricos y una turbina de gas con producción de vapor de 650#.*
- *Criogénica II: 2 motores eléctricos y una turbina de gas con producción de vapor de 650#.*
- *Criogénica III: 2 motores eléctricos y una turbina de gas con producción de vapor de 650#.*
- *Fraccionadora I: Para el sistema de refrigeración se sustituye una turbina de vapor por un motor eléctrico.*
- *Fraccionadora II: Para el sistema de refrigeración se sustituye una turbina de vapor por un motor eléctrico.*

Servicios Auxiliares

Proyecto de Reingeniería en Servicios Auxiliares

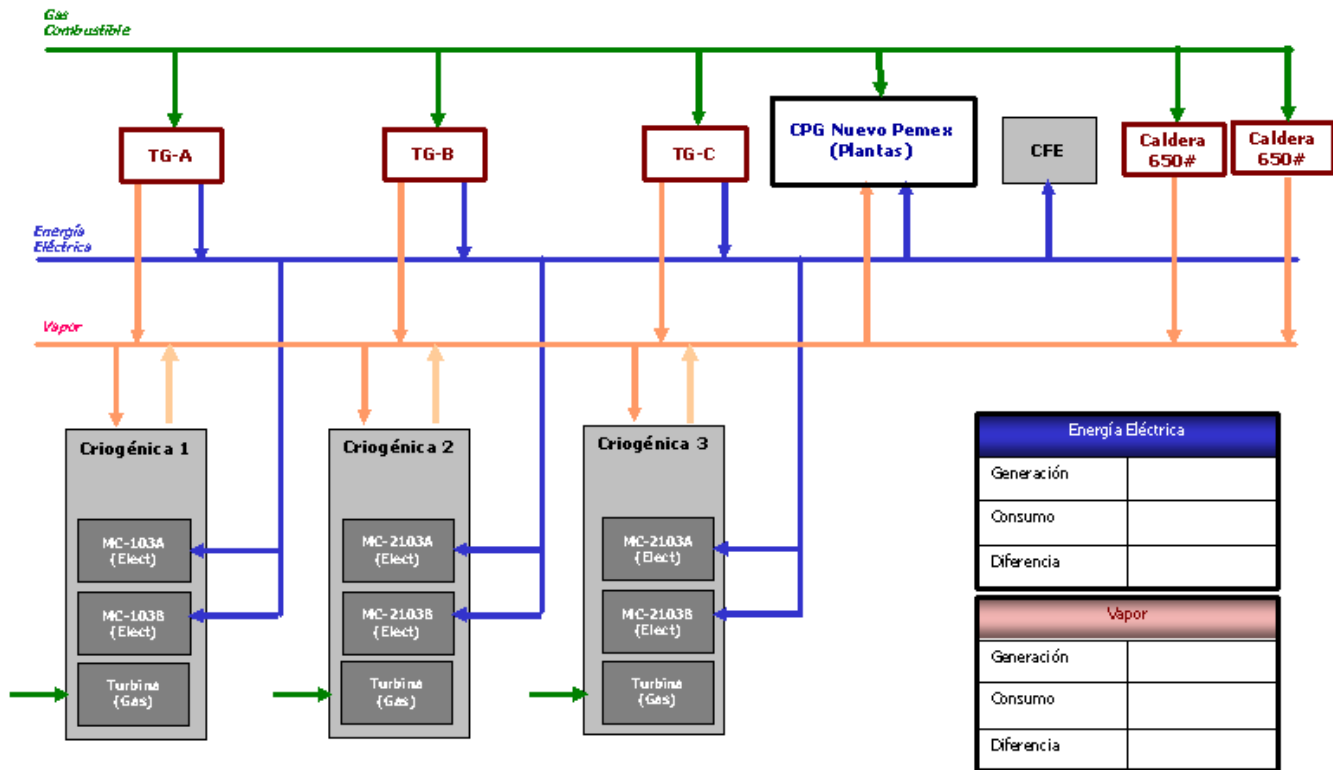


Fig. 18. Diagrama de proceso de los Servicios Auxiliares que se pretende implementar en el CPGNP

Las capacidades de los equipos indicados será tal que se obtenga el auto abasto deseado en electricidad y vapor.

El estudio evalúa la configuración óptima operativa de cada uno de los casos determinados por el CPG Nuevo PEMEX sobre la base de satisfacer las necesidades de auto abasto eléctrico y de vapor, considerando en la evaluación de cada caso los ahorros por conceptos de combustible, agua desmineralizada, agua cruda, reactivos así como la ganancia por venta de excedentes de energía eléctrica.

CASO 1.

- . 3 turbogeneradores de 41.4 MW operando.
 - . 2 calderas de 650# operando.
 - . Criogénicas I, II y III operando con dos motores eléctricos en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce cada una.
(Los compresores de refrigeración continúan con turbina de vapor).
 - . Fraccionadora I y II operando con motor eléctrico y turbina de vapor en los compresores de refrigeración y una carga de 104,000 BPD cada una.
(Los compresores de etano continúan con turbina de vapor).
- Todas las instalaciones restantes se consideran operando a su capacidad de diseño.

CASO 2.

- . 2 turbogeneradores de 41.4 MW operando.
- . 3 turbogeneradores de 11.0 MW operando.
- . 2 calderas de 650# operando.
- . Criogénicas I, II y III operando con un motor eléctrico en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce cada una.
(Los compresores de refrigeración continúan con turbina de vapor).
- . Fraccionadora I y II operando con motor eléctrico y turbina de vapor en los compresores de refrigeración y una carga de 104,000 BPD cada una.
(Los compresores de etano continúan con turbina de vapor).
Todas las instalaciones restantes se consideran operando a su capacidad de diseño.

CASO 3.

- . 3 turbogeneradores de 41.4 MW operando.
- . 3 turbogeneradores de 11.0 MW operando.
- . 1 calderas de 650# operando.
- . Criogénica I, operando con un motor eléctrico en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce.
- . Criogénica II y III, operando con dos motores eléctricos en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce cada una.
(Los compresores de refrigeración continúan con turbina de vapor).
- . Fraccionadora I y II operando con motor eléctrico y turbina de vapor en los compresores de refrigeración y una carga de 104,000 BPD cada una.
(Los compresores de etano continúan con turbina de vapor).
Todas las instalaciones restantes se consideran operando a su capacidad de diseño.

CASO 4.

- . 1 turbogenerador de 41.4 MW operando.
- . 3 turbogeneradores de 11.0 MW operando.
- . 2 calderas de 650# operando.
- . Criogénicas I, II y III operando con un motor eléctrico en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce cada una.
(Los compresores de refrigeración continúan con turbina de vapor).
- . Fraccionadora I y II operando con motor eléctrico y turbina de vapor en los compresores de refrigeración y una carga de 104,000 BPD cada una.
(Los compresores de etano continúan con turbina de vapor).
Todas las instalaciones restantes se consideran operando a su capacidad de diseño.

CASO 5.

- . 3 turbogeneradores de 41.4 MW operando.
- . 3 turbogeneradores de 11.0 MW operando.
- . Criogénicas I, II y III operando con un motor eléctrico y una turbina de gas en los compresores de gas residual de alta presión y una carga de 500 MMPCD de gas dulce cada una.
(Los compresores de refrigeración continúan con turbina de vapor).
- . Fraccionadora I y II operando con motor eléctrico y turbina de vapor en los compresores de refrigeración y una carga de 104,000 BPD cada una.
(Los compresores de etano continúan con turbina de vapor).
Todas las instalaciones restantes se consideran operando a su capacidad de diseño.

2.2 RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN TECNICA.

Personal del CPG Nuevo PEMEX proporcionó diversa información relacionada con las condiciones actuales con las que opera el complejo, siendo las principales las siguientes:

- Para la simulación del comportamiento de los turbogeneradores en el sitio, se consideraron las condiciones climatológicas indicadas en los balances térmicos: [8]

- Temperatura de bulbo seco 35 °C
- Presión barométrica 1.01 bar
- Humedad relativa 70 %

- La determinación del flujo de vapor utilizado en el Complejo Procesador de Gas en la condición actual de operación se obtiene de la siguiente tabla:

Tabla 5. CONSUMO DE VAPOR DEL CPG EN LA CONDICIÓN ACTUAL (ton/h) [8]

No.DE EQUIPO	EQUIPO	PRODUCCIÓN DE VAPOR				
		1500	850	850	TOTAL	
CB-2521	CALDERAS DE 1500 #	663				663
CB-2522						
CB-2523						
CB-2524						
CB-2411	CALDERAS DE 850 #		250			250
CB-2412						
CB-2501	CALDERAS DE 650 #	457	120	324		901
CB-2502						
NOTA: LO SUBRAYADO CON APORTACIONES DE CABEZALES SUPERIORES						
TRATAMIENTO DE AGUA Y EFLUENT.		1500 PSI	850 PSI	650 PSI	275 PSI	65 PSI
BA-2355	Alimentación agua caldera 650 #			4		
BA-2356	Alimentación agua caldera 850 #					
BA-2357	Alimentación agua caldera 1500 #					
	Torre de Oxidación				0.4	
ENDULZADORA DE CONDENSADOS						
GA-4401	Bombas de amina pobre a filtración			60.88		
GA-4402 T/R	Bombas de amina pobre a absorción					
EA-4404 A/B	Rehervidor torre regeneradora					120
EA-4502 R	Rehervidor torre estabilizadora					
ENDULZADORA DE GAS						
102-F1/F2	Filtros de carbón			2.4		
104-EX 1/ 2	Rehervidor torre regeneradora					174
	Otros					5.2
RECUPERADORA DE AZUFRE 1 y 2						
205/206-EX	Recalentadores de gas			14.6		

201 K/KA	Turbinas del soplador de aire			22		
201/202/203/204-EX	Condensador de azufre					3.2
	Otros					
CRIOGENICAS 1, 2 y 3						
GB-103 A/B/R	Compresor de gas residual de alta presión	663				
GB-201 A/B/R	Compresor de refrigeración			236.7		
GB-104	Compresor de gas residual de baja presión			60		
	Lubricación			61		
EA-114	Rehervidor de balance					15.3
FRACCINADORA 1 y 2						
GB-1201	Compresor de etano			122.4		
GB-1401	Compresor de refrigeración			43.4		
GA-1104 A/B/R	Bomba de fondos de torre desbutanizadora				31.6	
GA-1111 N/R	Bomba de fondos de la 2a. torre repasadora					
EA-1113 A/B	Rehervidor de torre desetanizadora					
EA-1114 A/B	Rehervidor de torre despropanizadora					179.8
EA-204						
	Filtro Eyector					0.84
	Bombas Lubricación Condens.					17.8
TORRES DE ENFRIAMIENTO						
CT's-2601-2702-2804-2403-3006-3007-2905-2602	Torres de enfriamiento plantas de proceso			69		
TURBO-GENERADORES DE VAPOR						
TGV-3/4	Turbo-generador de vapor		115			
MV-100/200					5.9	
	Eyectores				0.3	
CALDERA DE 650 #						
CB-2501/2502	Caldera de 650 #					
BA-2577 A	Bomba de alimentación de agua			20		
MV-7000	Tiro forzado			42		
ED-2501	Desareador de 650 #					60
	Comp. Aire SSAA			6.7		
	Aire Primario				6	
	Precalentador aire					3
CALDERA DE 850 #						
CB-2411/2412	Caldera de 850 #					
BA-24100	Bomba de alimentación de agua			7.2		
BA-7000	Tiro forzado		15			
	Aire Primario				3.5	
	Deareador					24
	Precalentador aire					1.5
CALDERA DE 1500 #						
CB-2521/2522/2523/2524	Caldera de 1500 #					
BA-2575 A/E	Bomba de alimentación de agua			48		
MV-7000	Tiro forzado			54		
	Deareador					96
	Precalentador aire					4.5
CONSUMO TOTAL POR NIVEL DE PRESIÓN		663	130	874.28	66.34	686.5

- El valor del Poder Calorífico Inferior del Combustible a considerar es (3705.45 kcal/m³ =978.235 BTU/ft³), indicado en el reporte del Gas combustible correspondiente al mes de octubre de la Superintendencia de Laboratorio del CPG. Los consumos de combustible se ven reflejados en la tabla siguiente:

CONSUMO DE COMBUSTIBLE

Tabla 6. CONSUMO DE COMBUSTIBLE DEL CPG EN CONDICIÓN ACTUAL [8]

CONFIGURACIÓN ACTUAL		
CONCEPTO	VALOR	UNIDADES
Poder Calorífico del Combustible Gas.	978.235	BTU/PIE ³
Consumo Actual Calderas de 1500# ¹⁾	43.51	MMPCD
Consumo Actual Calderas de 650# ¹⁾	21.1	MMPCD
Consumo Actual Calderas de 850# ¹⁾	17.34	MMPCD
Plantas de Proceso	9.4	MMPCD
Consumo TG	3.17	MMPCD
Consumo Total	94.52	MMPCD

NOTA: El consumo de combustible para la caldera de 850 # corresponde para la generación de energía eléctrica

y Vapor para procesos. Considerando en forma proporcional 9 MMPCD para GV y 8.3 MMPCD para vapor.

Con base en la información se determinaron las cantidades de electricidad y vapor para el auto abasto del CPG, determinando bajo la condición actual los siguientes consumos:

Condición Actual: Consumos

Tabla 7. RESUMEN DE CONSUMOS DEL CPG A CONDICION ACTUAL [8]

CONCEPTO	UNIDADES	VALOR
Vapor de 1500#	ton/h	663
Vapor de 850#	ton/h	249.6
Vapor de 650#	ton/h	324
Electricidad	MW	42.0
Gas combustible	MMPCD	94.52
Agua cruda	ton/h	1973.24
Agua desmineralizada	ton/h	82.3

2.3 CARACTERÍSTICAS DE LA RECONFIGURACIÓN

La reconfiguración de los servicios auxiliares, se caracteriza principalmente por lo siguiente:

1. Eliminación de las calderas de 1500# y 850#.
2. Eliminación de los turbogeneradores de vapor de 24 MW c/uno y de gas restante.
3. Sustituir las turbinas de vapor de 1500# que accionan los compresores de gas residual de alta presión de las plantas criogénicas por 6 motores eléctricos y 3 turbinas de gas de 11 MW cada una, con sus recuperadores de calor asociados con combustión suplementaria con producción de vapor de 48 ton/h a 650#.
4. Sustitución de turbina de vapor de 650# que acciona un compresor de refrigeración en las plantas fraccionadoras por un motor eléctrico.
5. Se instalarán interconexiones con el vapor de 650# y reducción a 275# y 65# por eliminación de las calderas de 1500# y 850#.
6. Instalaciones de 3 turbinas de gas de 41.4 MW cada una con su recuperador de calor con combustión suplementaria y con capacidad de 172 ton/h a 650#.
7. Rehabilitación de las dos calderas de 650#.
8. Se considera una subestación encapsulada en gas SF6 con arreglo de barra sencilla y tres alimentadores, para una tensión de 115 kV, tipo anterior, incluyendo edificio y grúa viajera.
9. Se considera nuevo transformador (TR-1), con una capacidad de 50/66.66/85.3 MVA para enlazar el sistema de 13.8 kV del CPG Nuevo PEMEX con el de 115 kV de CFE, así como transformadores de pequeña capacidad para alimentación de bombas de pozos, servicios propios y sistema contra incendio.
10. Se consideran cables de potencia para 115 kV a instalar en ducto eléctrico entre el transformador principal (TR-1) y la subestación encapsulada en gas SF6.
11. Subestación de todo el cableado de fuerza en el sistema de 13.8 kV, así como la implementación de las alimentaciones eléctricas a los 6 (seis) nuevos motores de las plantas criogénicas (11 MW c/u).
12. Se considera la implementación de las alimentaciones eléctricas a los 2 (dos) nuevos motores de las Fraccionadoras I y II (2.4 MW c/u).
13. Substitución y adición de tableros eléctricos de 13.8 kV con interruptores de vacío o gas SF6 y con una nueva disposición de anillo la cual da mayor flexibilidad y confiabilidad a este sistema.
14. Se consideran interruptores de generador para cada unidad generadora conectada al sistema de 13.8Kv.
15. Se consideran nuevos tableros de protección para unidad generadora y subestación de 115 kV, incluyendo protecciones de tipo multifunción, estáticas y microprocesador.
16. Se considera equipo de medición multifunción para balance de energía del CPG Nuevo PEMEX.
17. Se considera substitución de tablero y resistencia de puesta a tierra para el sistema de neutro de las unidades generadoras.
18. Se considera incluir reactores limitadores de corriente a la salida de cada nuevo generador, esto dependerá de los resultados obtenidos de las corridas de programas para el análisis del nuevo diagrama de reconfiguración del CPG Nuevo PEMEX.
19. Se consideran las diversas obras civiles asociadas a cada caso estudiado de la Reconfiguración Energética.

2.4 FACTIBILIDAD TECNICA

2.4.1 Factibilidad Eléctrica

El Centro Procesador de Gas Nuevo PEMEX, cuenta actualmente con su propio sistema de generación formado por dos generadores de 48.2 MW (TG3 y TG4) y uno de 33 MW (TG2), con un voltaje de generación de 13.8 kV. [8]

El complejo también cuenta con una acometida de CFE, formada por un alimentador de 115 kV. Este alimentador actualmente no cuenta con transformador de potencia de enlace. En el Sistema de Enlace en 115 kV con CFE del proyecto de modernización del sistema eléctrico del Complejo, se contempla la instalación de una subestación encapsulada en gas SF6, CFE-NUEVO PEMEX-CACTUS. El enlace con CFE se mantendrá conectado permanentemente a través del nuevo transformador de potencia (TR-1). [8]

En condiciones normales, la carga actual en operación en el Centro es del orden de 42.0 MW con un crecimiento futuro de 70.8 MW, dando un total de 114.3 MW. La capacidad de generación instalada actual es de 129.4 MVA, siendo la potencia real de 96 MW. Con la demanda actual, los dos generadores de 48.2 MVA operan prácticamente al 50% de su capacidad, mientras que el generador de 33 MVA se opera casi sin carga. [8]

El sistema fue diseñado para operar con tres bancos de reactores limitadores de corriente de 0.4 ohms, trifásicos, conectados a un bus de sincronización, con la finalidad de tener una capacidad de corto circuito de 750 MVA. Con la acometida de CFE la capacidad de corto circuito se incrementa, por lo que se rebasa la capacidad de diseño de los tableros actualmente instalados (TDP-1, TDP-2, TDP-3 y TDP-4) en el nivel de 13.8 kV.

Con el propósito de solucionar los problemas que se presentan por el aumento de carga, obsolescencia de equipo eléctrico y falta de refaccionamiento se pretende la modernización del sistema de generación, distribución y enlace con CFE del sistema de potencia del CPG, el cual contempla llevarse a cabo cambiando la configuración del sistema de generación y distribución a un sistema en anillo en lugar del sistema radial actual, sustituyendo los generadores actuales por nuevos generadores, cambiando todo el sistema actual de 13.8 kV incluyendo tableros, incluyendo redundancia en la alimentación eléctrica del sistema contra incendio e instalación de una nueva subestación de 115 kV tipo encapsulada aislada en gas SF6, para incrementar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica.

Nueva topología del sistema

Para la reconfiguración del sistema se considera un arreglo en anillo para el sistema de distribución en 13.8 kV en lugar del sistema radial actual, con lo que se logrará una mayor flexibilidad y confiabilidad en el sistema de distribución en 13.8 kV y mayor confiabilidad y continuidad en la alimentación de cargas en los niveles de 4.16 kV, 480 V y 220/127 V.

Nuevo sistema de generación

Para poder cubrir los incrementos en carga del CPG Nuevo PEMEX y evitar el problema de obsolescencia de equipo y refaccionamiento, se cambiarán las tres unidades actuales de generación por unidades nuevas y de mayor capacidad, considerando unidades turbo gas de 41.4

MW con reactores en serie para limitar las corrientes de corto circuito, estos reactores tendrán by-pass con limitadores de corriente, para que estos operen en condiciones normales y los reactores operen en caso de falla. Con el nuevo sistema de generación se podrán inyectar MW al sistema de CFE o portear energía eléctrica a otras instalaciones de PEMEX.

Nuevo Sistema de Distribución de 13.8 kV

Para operar en límites confiables de capacidades nominales y capacidades interruptivas en el sistema de distribución de 13.8 kV se harán las siguientes modificaciones:

Los tableros principales actuales de distribución de 13.8 kV serán sustituidos. Se instalarán nuevos tableros de 13.8 kV para formar el anillo, con una capacidad de corto circuito de 1000 MVA e interruptores en SF6 ó vacío.

Se instalarán nuevos cables de energía de 13.8 kV.

Se cambiará el esquema de protecciones a una modalidad con relevadores microprocesados. Esto mejorará la confiabilidad del sistema, para aislar fallas con una mayor rapidez y confiabilidad.

Sistema de Enlace en 115 kV con CFE

Para aumentar la confiabilidad de suministro de energía eléctrica al CPG Nuevo PEMEX se interconectará el sistema eléctrico del complejo con la red de 115 kV de la CFE, con el fin de que en caso de ser necesario se puedan alimentar los servicios del complejo a través de la red de CFE y/o también exportar o portear los excedentes de generación del complejo, debiéndose cumplir lo siguiente:

Enlace con CFE para que pueda alimentar el 100% de la carga en caso de que los generadores queden fuera de servicio. Se instalará una subestación eléctrica en SF6 de 115 kV denominada NODO CFE-NP-CA (SE-1), con un transformador de potencia de 50/66/83 MVA con tres devanados y conexión estrella – delta – estrella.

La subestación de enlace será acondicionada con un esquema de protecciones que permita una conexión permanente con la CFE, para asegurar un suministro continuo y la transferencia de energía excedente, por lo que en esta subestación será instalado el equipo multifunción de medición de energía.

Bases Técnicas Para el Análisis del Nuevo Sistema

Los requisitos técnicos que debe cumplir la reconfiguración del CPG Nuevo PEMEX desde el punto de vista de factibilidad, confiabilidad y seguridad son:

En el CPG NP, por política de operación, solamente uno de los generadores opera con el neutro de sus devanados conectado a tierra, a través de un banco de resistencias.

Se consideró que los interruptores del anillo de 13.8 kV tienen una capacidad máxima interruptiva de 40 kA/1000 MVA. Adicionalmente, se consideró un factor de seguridad de 0.85. Por lo tanto, durante la operación en cualquier escenario, la corriente máxima de corto circuito, en cualquier bus de los TDP's de 13.8 kV, no debe exceder de 34 kA/850 MVA's.

La aportación de corto circuito trifásico de CFE, en el punto de acometida, es de 1625 MVA.

El factor de potencia del CPG NP, durante el enlace, debe variar de 0.90 a 0.95. Si el valor es menor de 0.9, CFE penalizaría al CPG NP, por operar con un bajo factor de potencia.

La variación de la tensión máxima, en todos los buses de las subestaciones en cualquiera de los niveles de tensión debe ser de $\pm 3\%$ para la condición normal de operación.

La tensión mínima, en cualquiera de los buses de las subestaciones debe ser de 80 % durante el arranque de cualquier motor en cualquiera de los niveles de tensión.

En el caso crítico, donde los tres generadores del complejo se encuentren fuera de servicio, CFE debe alimentar el 100 % de la carga.

Los estudios se realizaron considerando los niveles de tensión de 115 kV, 13.8 kV y 4.16 kV.

En todos los escenarios, donde se tiene al menos un generador sincronizado con la CFE, el neutro del lado de alta del transformador de potencia deberá estar sólidamente aterrizado y el neutro del lado de baja sin conexión a tierra y el neutro de uno de los generadores conectado a tierra a través del banco de resistencias. Para la condición de operación en la cual no se tenga generación en el complejo y CFE alimente el 100 % de la carga, los dos neutros del transformador de potencia deberán estar conectados a tierra.

Equipamiento Eléctrico Para La Reconfiguración del Sistema.

El nuevo equipamiento eléctrico necesario para la reconfiguración y modernización del sistema eléctrico del CPG Nuevo PEMEX es:

Tres generadores eléctricos síncronos de 41.4 MW cada uno, de 13.8 Kv.

Una subestación encapsulada en SF6 de 115 kV

Seis motores de inducción de 11 MW cada uno, de 13.8 kV.

Dos motores de inducción de 2.4 MW cada uno, de 4.16 kV, con las características técnicas que se indican en la base de datos.

Seis tableros de 13.8 kV, con las características técnicas que se indican en la base de datos.

Un transformador de potencia de 115/13.8 kV.

Un transformador de potencia de 34.5/13.8 kV.

Un transformador de potencia de 13,800/480 V.

Cuatro tableros de protección para subestación y generadores

Un sistema SCADA

Un medidor multifunción.

Tres reactores limitadores de corriente para 13.8 kV.

Tres limitadores de corriente para 13.8 kV.

Cuatro bancos de capacitores.

Cables de energía de 115 kV, 13.8 kV y 4.16 kV.

Cables de cobre desnudos de 4/0 y 2/0 AWG.

Balances de Energía Eléctrica

De las simulaciones de flujos de potencia para los 5 casos estudiados, se presentan a continuación los balances de energía eléctrica.

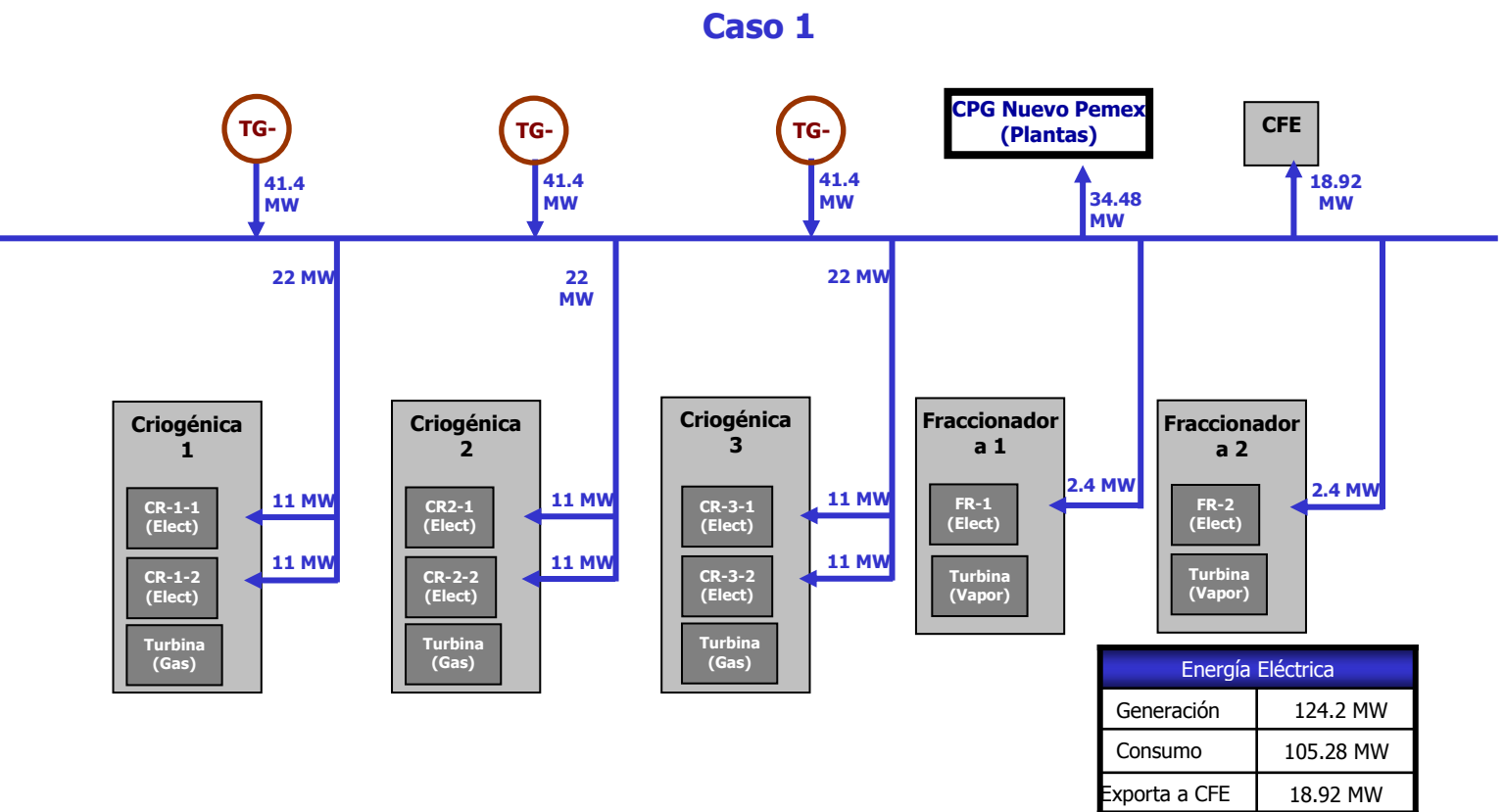


Fig. 19. BALANCE DE ENRGIA ELECTRICA, CASO 1

Caso 2

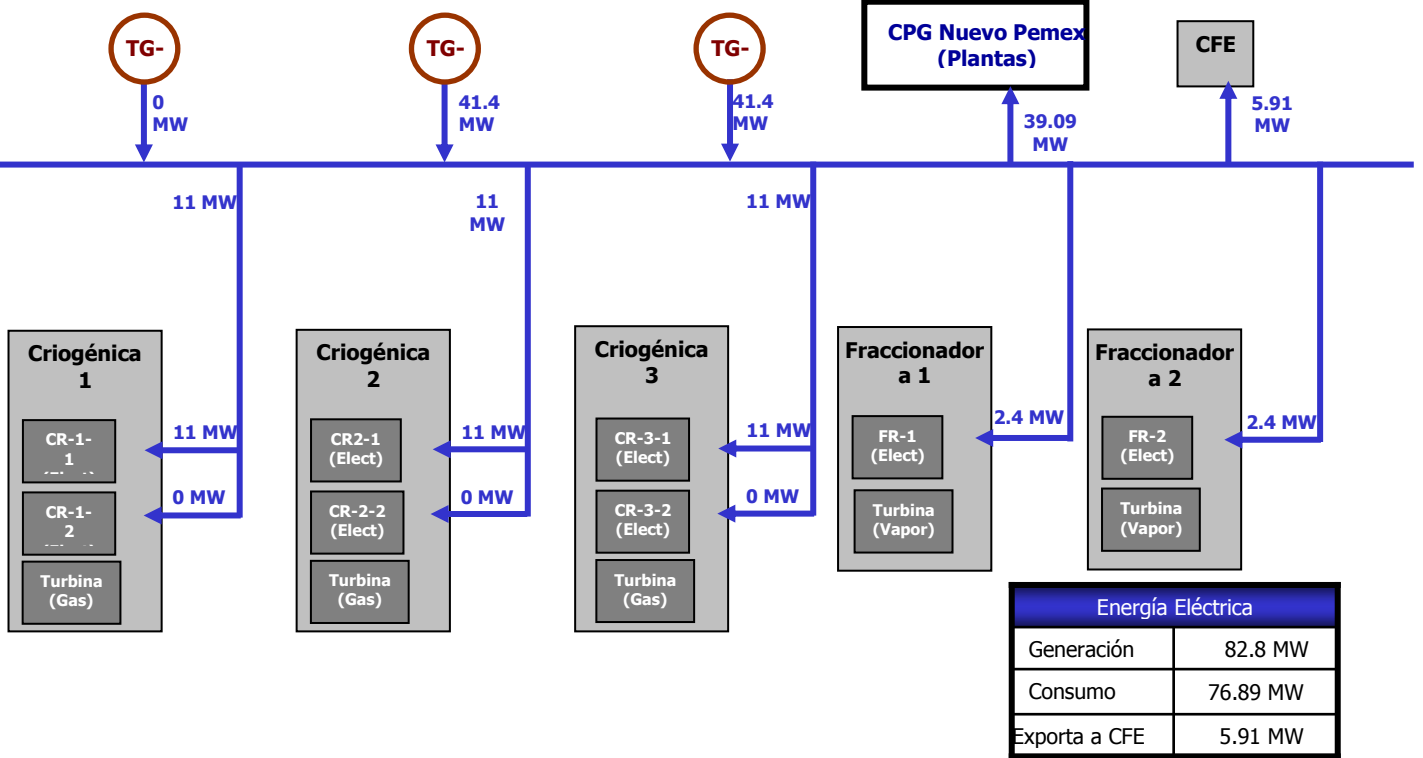


Fig. 20. BALANCE DE ENRGIA ELECTRICA, CASO 2

Caso 3

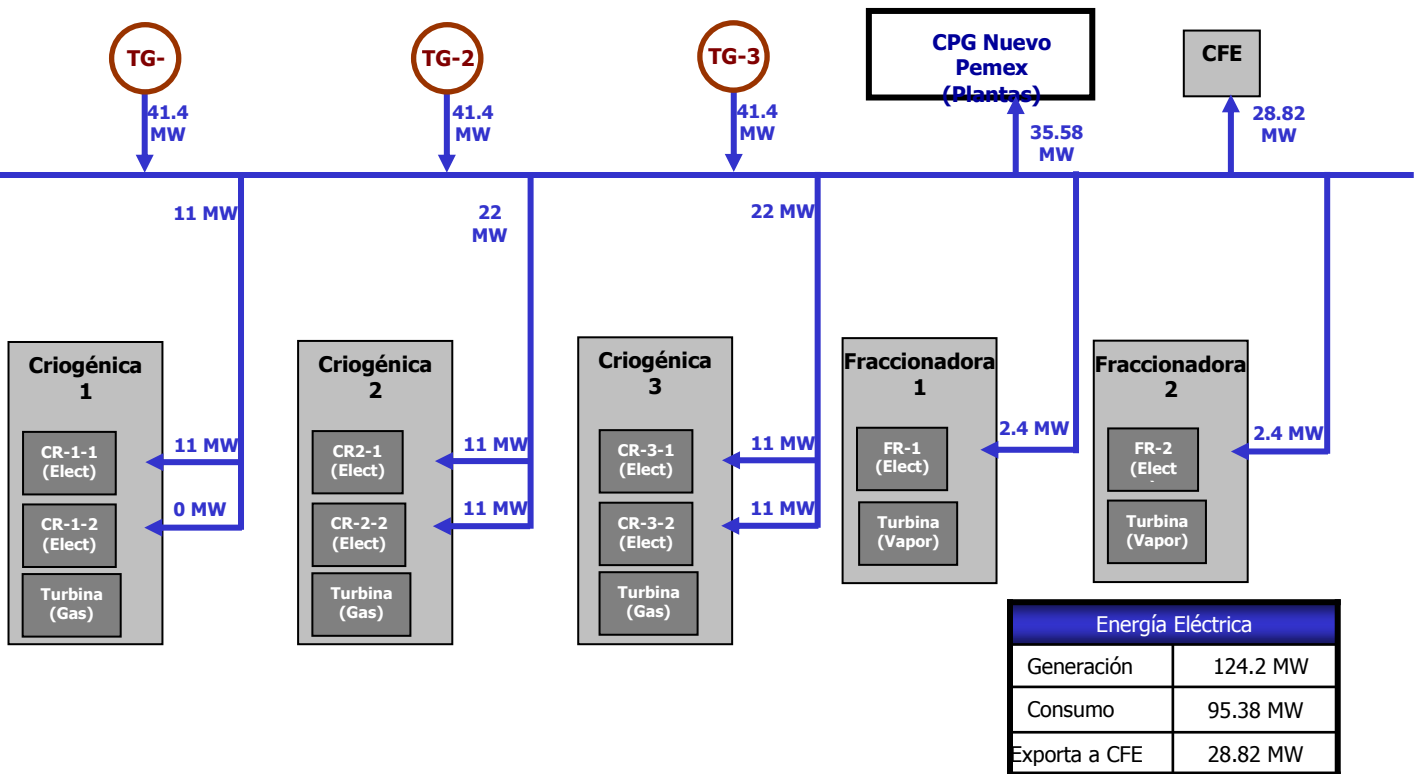


Fig. 21. BALANCE DE ENRGIA ELECTRICA, CASO 3

Caso 4

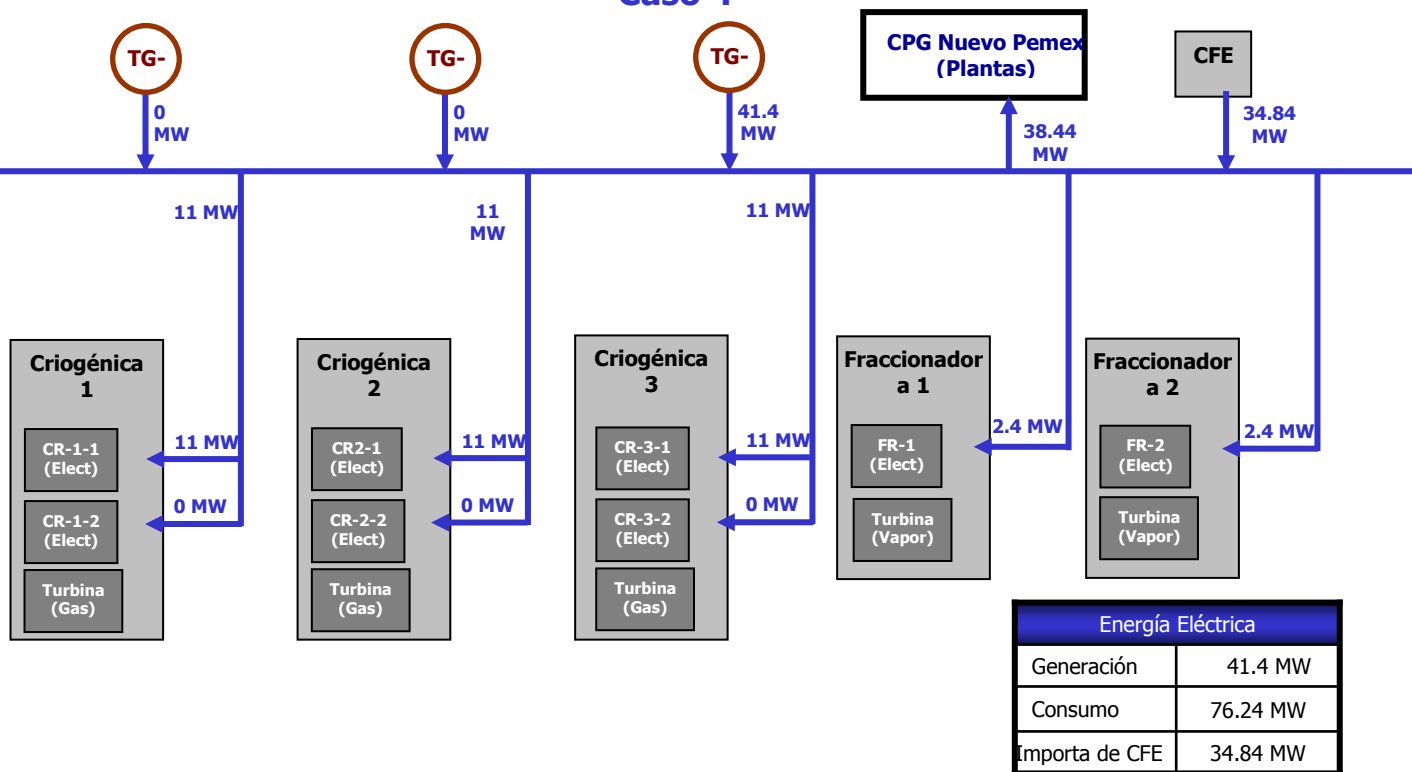


Fig. 22. BALANCE DE ENRGIA ELECTRICA, CASO 4

Caso 5

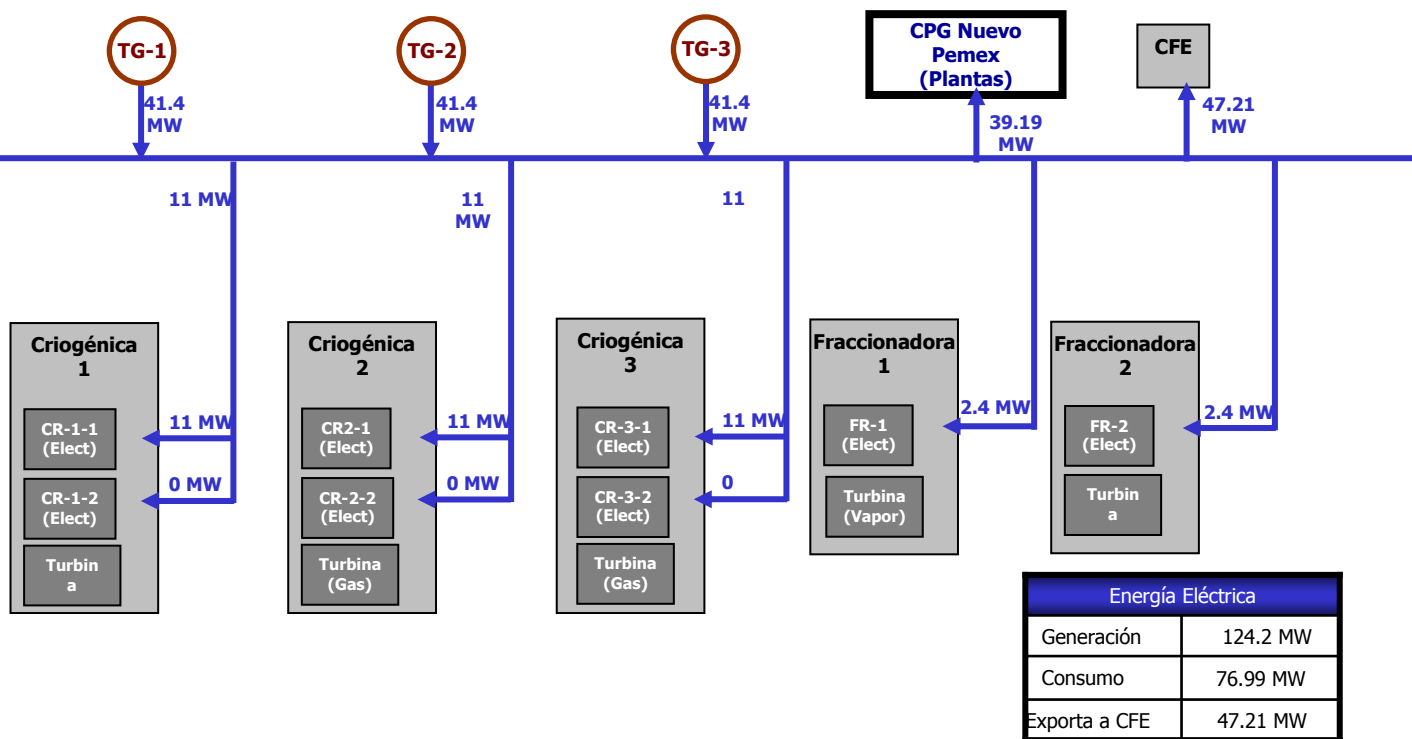


Fig. 23. BALANCE DE ENRGIA ELECTRICA, CASO 5

2.4.2 Tabla Resumen de requerimientos de Capacidad

CASOS	MW GENERADOS	MW CONSUMO DE SERVICIOS	MW EXPORTADOS	MW IMPORTADOS
CASO 1	124.2	105.28	18.92	-----
CASO 2	82.8	76.89	5.91	-----
CASO 3	124.2	95.38	28.82	-----
CASO 4	41.4	76.24	-----	34.84
CASO 5	124.2	76.99	47.21	-----

2.4.3 Balances de Vapor y Consumo de Combustible.

PRODUCCIÓN DE VAPOR PROYECTO DE RECONFIGURACIÓN (ton/h)

No.DE EQUIPO	EQUIPO	PRODUCCIÓN DE VAPOR				
		CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
HRSG	TG's 41.4 MW	172.4		172.4		172.4
HRSG		172.4	172.4	172.4		172.4
HRSG		172.4	172.4	172.4	172.4	172.4
CB-2501	CALDERAS DE 650 #	141.4	154.9		220.0	
CB-2502		141.4	154.9	103.3	220.0	
HRSG	TG's 11.0 MW		48.5	48.5	48.5	48.5
HRSG			48.5	48.5	48.5	48.5
HRSG			48.5	48.5	48.5	48.5
PRODUCCIÓN TOTAL		800.0	800.0	766.0	757.9	662.7

CONSUMO DE VAPOR PROYECTO DERECONFIGURACIÓN

EQUIPOS	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
CONSUMO TOTAL	800.0	800.0	766.0	800.0	725.3
DEFICIT DE VAPOR PARA CADA CASO	0.0	0.0	0.0	42.1	62.6

CONSUMO DE COMBUSTIBLE EN LA RECONFIGURACIÓN ENERGÉTICA

CONCEPTO	UNIDADES	CONFIGURACIÓN				
		CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
TG-1 ²⁾	MMPCD	11.33		11.33		11.33
HRSG		5.47		5.47		5.47
TG-2	MMPCD	11.33	11.33	11.33		11.33
HRSG		5.47	5.47	5.47		5.47
TG-3	MMPCD	11.33	11.33	11.33	11.33	11.33
HRSG		5.47	5.47	5.47	5.47	5.47
Plantas Procesos	MMPCD	9.4	9.4	9.4	9.4	9.4
Caldera No. 1 de 650#	MMPCD	8.93	9.78	6.53	13.90	
Caldera No. 2 de 650#		8.93	9.78		13.90	
TG de compresores Criogenica I ³⁾	MMPCD		3.22	3.22	3.22	3.22
HRSG			1.40	1.40	1.40	1.40
TG de compresores Criogenica II			3.22	3.22	3.22	3.22
HRSG			1.40	1.40	1.40	1.40
TG de compresores Criogenica III			3.22	3.22	3.22	3.22
HRSG			1.40	1.40	1.40	1.40
CONSUMO TOTAL	MMPCD	77.65	76.41	80.16	67.85	73.63

2.4.5 Factibilidad de Sistemas de Control

Para garantizar la plena seguridad y la confiabilidad de los sistemas de control, se recomienda establecer los criterios de diseño que como mínimo contengan las definiciones relativas a los siguientes temas:

- Equipo para control y ejecución de la secuencia de arranque y paro que asegure la continuidad del control maestro, dedicando un controlador independiente y redundante a esta tarea.
- Nivel de automatización en la operación de cada turbogas-recuperador, estableciendo el grado de operación automática y los diversos niveles de la operación manual.
- Interfase para el control, supervisión y protección mediante estaciones de operación con pantalla, teclado, "ratón" e impresora laser.
- Para las unidades de cogeneración dos estaciones de operación por cada turbogas, una local y otra remota y dos estaciones redundantes para la supervisión común y control maestro. Una estación de programación y mantenimiento común a cogeneración.
- Cuarto de control local para cada estación de operación y cuarto de control central con una consola común para las tres unidades de cogeneración, las comunes del control maestro y la estación de programación y mantenimiento.
- Para las unidades criogénicas, dos estaciones de operación por cada turbogas y una estación de programación y mantenimiento común del tipo portátil.
- Cuarto de control local para cada estación de operación y cuarto de control remoto para cada estación de operación de las unidades criogénicas.
- Buses de planta redundantes que interconecten los sistemas de control y supervisión de los tres turbogases-recuperadores de generación a un servidor redundante (recolector de datos e interfase), y de los servidores a las estaciones de operación y de programación mediante un protocolo de comunicación tipo TCP/IP de 100Mb/s.
- Buses de campo que permitan el uso de transmisores y actuadores digitales que puedan supervisarse y ajustarse desde la estación de programación.
- Fuente de alimentación con un sistema suministro de energía ininterrumpible.

2.4.6 Factibilidad en el Arreglo Espacial de Equipos

Arreglo General de Equipo en Área de Generación Eléctrica

Se realizó el Arreglo General de equipo en el área propuesta por Pemex Gas, como primera alternativa, esta área mide 151 m en la dirección norte-sur y 65 metros en la dirección este-oeste, y se encuentra localizada al oeste del área de generación eléctrica, de servicios auxiliares.

En esta área se ubicarán tres unidades turbogas de 40 MW nominales, integradas con generador eléctrico y generador de vapor por recuperación de calor (HRSG) cada una.

La dimensión aproximada del conjunto turbogas -generador eléctrico y HSRG incluyendo su chimenea, es de 51 m de largo 4.1 de ancho aproximadamente.

La separación entre cada unidad es de 23 m, dentro de esta separación está considerado el equipo asociado al HRSG y una vialidad de 6 m de ancho, la cual se requiere para acceder hasta

los equipos para su mantenimiento y maniobras, para instalar las tres unidades se necesita una superficie aproximada de 2550 m² (51 x 50 m).

Los claros aproximados entre las unidades y las instalaciones existentes son las siguientes, entre la chimenea del HRSG y la casa de maquinas es de 10 m, y del transformador a la vialidad (calle 12) es de 5 metros, este arreglo libra la trinchera de tuberías que atraviesa el área por el lado oeste de la misma, así como el tanque de almacenamiento de diesel que se encuentra en el lado norte y la caseta de compresores de aire de servicios que se encuentra del lado sur.

Arreglo General de Equipo en Área de Criogénicas 1, 2 Y 3.

Se sustituyen las tres turbinas de vapor en cada criogénica, por dos motores eléctricos y una turbina de gas de 11 MW nominales con un HRSG, aprovechando los espacios de la turbinas de vapor que se desmantelarán.

Unidades Turbogas:

El arreglo de esta unidad consta de la turbina de gas y HRSG, y acoplada al compresor existente, las dimensiones de esta unidad incluyendo la pieza de transición es de 32.6 m aproximadamente con un ancho de 3.6 m.

Se selecciono la posición de esta unidad, considerando que no existan interferencias con las instalaciones auxiliares adyacentes a los turbocompresores, y los espacios para su operación y mantenimiento.

La pieza de transición y el HRSG se instalará fuera de la caseta de las criogénicas y ocupará un área de 29.6 m de longitud x 3.6 m de ancho, con estas dimensiones no se tiene interferencia con la torre de enfriamiento, postes de alumbrado y registros eléctricos que se encuentran en el área.

Motores:

El área que estará disponible para instalar los motores eléctricos, será la misma que ocupa actualmente la turbinas de vapor, cuya superficie incluyendo el compresor es de aproximadamente 6.6 x 3 m cada una.

Arreglo General de Equipo en Área de Fraccionadoras 1 Y 2.

En el área de las Fraccionadoras, específicamente en la caseta de compresores, se sustituye una turbina de vapor por un motor eléctrico, este se acoplara al compresor por medio de un variador de velocidad.

El área que estará disponible para instalar el motor eléctrico, será la misma que ocupa actualmente la turbinas de vapor, cuya superficie incluyendo el compresor es de aproximadamente 14 x 5 m cada una.

Conclusión del arreglo y dimensiones

Con base en la información obtenida y a las áreas físicas suministradas por la C. P. G. Nuevo Pemex, es factible la instalación de los nuevos equipos arriba descritos.

En la etapa del desarrollo de la ingeniería básica y de detalle, se establecerán específicamente las instalaciones que se afecten, su reubicación y la logística de la instalación de los nuevos equipos.

2.4.7 Factibilidad de la Obra Civil

En materia de obra civil, se contempla, en forma enunciativa, las siguientes actividades: a).- Preparación del sitio para el desplante de las cimentaciones, estructuras y soportes que los equipos e instalaciones que la Reconfiguración Energética demande; b).- Construcción de las cimentaciones, estructuras y soportes de los equipos y sistemas; c).- Urbanización de las áreas en las que se ejecutan las obras; d) En el área de las Plantas Criogénicas y Fraccionadoras, será necesario demoler losas de entrepiso, pisos y estructuras metálicas y de concreto existentes en las zonas en las cuales se instalarán los nuevos motores eléctricos y las turbinas de gas.

2.4.8 Factibilidad del Sistema de abastecimiento y tratamiento de agua

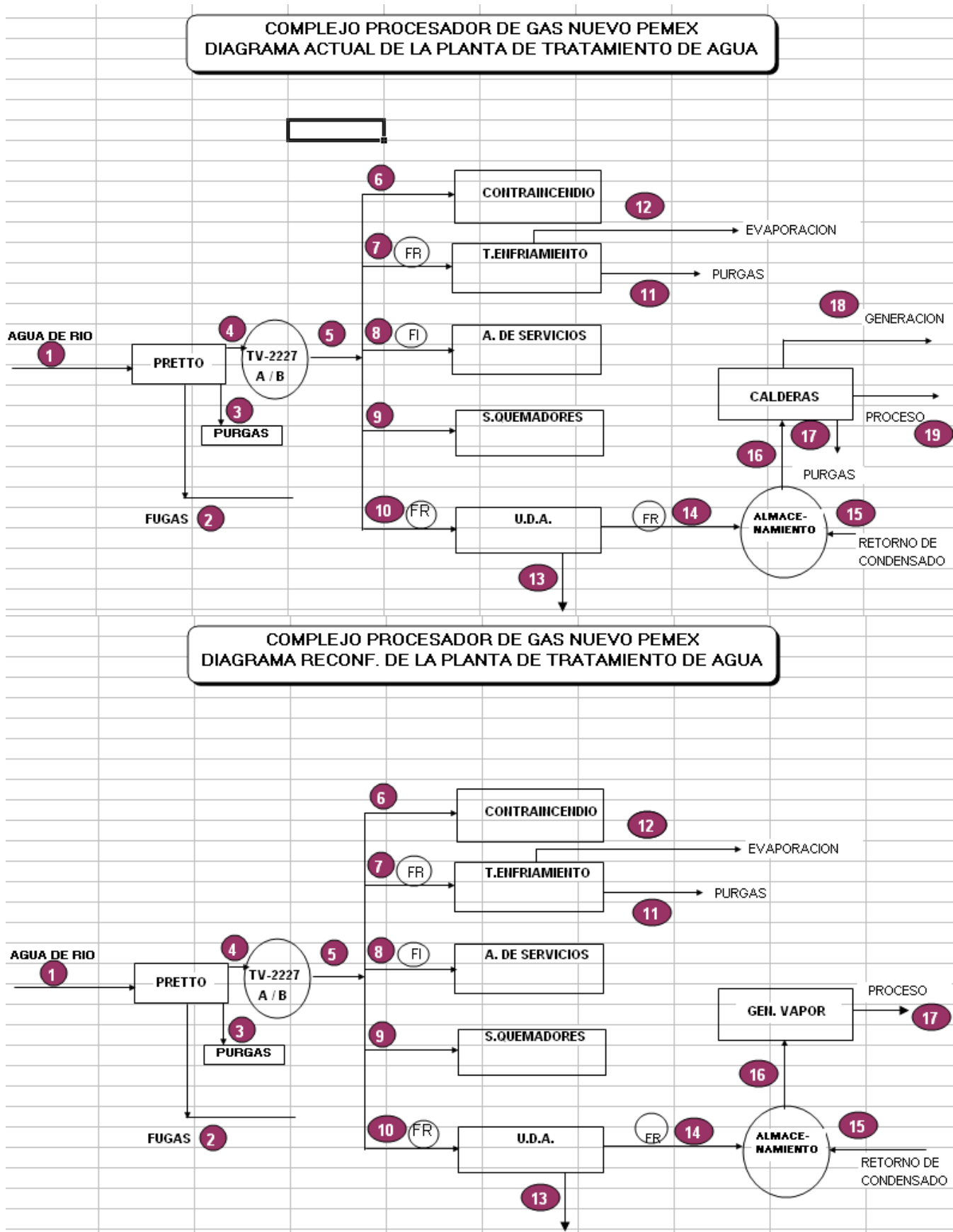
Actualmente el sistema de suministro de agua en el complejo procesador de gas Nuevo PEMEX, Tabasco se realiza a través del Río Mezcalapa, de donde se obtiene un flujo promedio de 1,423,297 m³/mes de agua cruda para mantener operando los equipos de proceso y los servicios del complejo. [8]

El agua cruda proveniente del río se alimenta a la planta de tratamiento en donde se distribuye a la red de contra incendio, a las torres de enfriamiento, al sistema de quemadores, al área de servicios y a la unidad desmineralizadora. De la unidad desmineralizadora se abastecen los equipos de generación de energía eléctrica y los equipos de proceso. El flujo promedio de repuesto de agua desmineralizada actualmente es de 61,273.8 m³/mes y este valor está en función del porcentaje de pérdidas y fugas del proceso. [8]

Para realizar el tratamiento del agua de torres de enfriamiento, pretratamiento de agua y, desmineralización se requiere de la adición de 1,200,000 m³/mes de productos químicos aproximadamente.

Por lo anterior es de entenderse que el consumo de agua de enfriamiento y de agua desmineralizada son factores que impactan directamente tanto en el requerimiento de agua cruda como en el consumo de los reactivos empleados para el tratamiento de agua.

Fig. 24 Diagrama Actual y de Reconfiguración del CPG de Tratamiento de Agua



BALANCE DE AGUA ACTUAL										
Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Descripción de la corriente	Agua de río	Fugas	Purgas	Salida de Pretto.	Salida de TV-2227	Contra incendio	T. de enfriamiento	A. de servicios	S. de quemadores	U.D.A
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2
Flujo volum (m3/mes)	1.423.297.0	8497.08	597.78	1414202.13	1414202.13	89882	1000040	20250	5000	299030.1
Flujo volum (m3/hr)	1976.80	11.80	0.83	1964.17	1964.17	124.84	1388.94	28.13	6.94	415.32
Flujo masico (Kg/hr)	1973243.15	11780.26	828.76	1960634.12	1960634.12	124611.41	1386444.34	28074.38	6931.94	414572.05
Flujo masico (Ton/hr)	1973.24	11.78	0.83	1960.63	1960.63	124.61	1386.44	28.07	6.93	414.57
Número de corriente	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
Descripción de la corriente	Purgas de t. de enfriam	Evap. en t. de enfriam	Purgas en U.D.A	Entrada a tanque	Retorno de condens.	Entrada a calderas	Purga de calderas	Generación	Proceso	
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	
Flujo volum (m3/mes)	159906.40	840133.60	14951.51	284078.63	749933.88	1034012.51	11994.55	82949.309	809296.734	
Flujo volum (m3/hr)	222.09	1166.85	20.77	394.55	1041.57	1436.13	16.66	115.21	1124.02	
Flujo masico (Kg/hr)	221692.45	1164751.89	20728.60	393843.45	1039700.00	1433543.45	16629.10	115000.00	1122000.00	
Flujo masico (Ton/hr)	221.69	1164.75	20.73	393.84	1039.70	1433.54	16.63	115.00	1122.00	

Tabla 8. Balance de Agua en Condición Actual. [8]

BALANCE DE AGUA CASO 1 Y 2										
Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Descripción de la corriente	Agua de río	Fugas	Purgas	Salida de Pretto.	Salida de TV-2227	Contra incendio	T. de enfriamiento	A. de servicios	S. de quemadores	U.D.A
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2
Flujo volum (m3/mes)	1.140.344.65	6807.86	478.94	1133104.12	1133104.12	89882	737840	20250	5000	280132.12
Flujo volum (m3/hr)	1583.81	9.46	0.67	1573.76	1573.76	124.84	1024.78	28.13	6.94	389.07
Flujo masico (Kg/hr)	1580961.15	9438.34	664.00	1570922.96	1570922.96	124611.41	1022933.18	28074.38	6931.94	388372.05
Flujo masico (Ton/hr)	1580.96	9.44	0.66	1570.92	1570.92	124.61	1022.93	28.07	6.93	388.37
Número de corriente	11	12	13	14	15	16	17			
Descripción de la corriente	Purgas de t. de enfriam	Evap. en t. de enfriam	Purgas en U.D.A	Entrada a tanque	Retorno de condens.	Entrada a G. de vapor	Proceso			
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2			
Flujo volum (m3/mes)	117980.62	619859.38	14006.61	266125.51	536573.83	802699.343	577038.67			
Flujo volum (m3/hr)	163.86	860.92	19.45	369.62	745.24	1114.8602	801.44			
Flujo masico (Kg/hr)	163567.02	859366.16	19418.60	368953.45	743900.00	1112853.45	800000.00			
Flujo masico (Ton/hr)	163.57	859.37	19.42	368.95	743.90	1112.85	800.00			

Tabla 9. Balance de Agua Caso 1 y 2

BALANCE DE AGUA CASO 3										
Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Descripción de la corriente	Agua de río	Fugas	Purgas	Salida de Pretto.	Salida de TV-2227	Contra incendio	T. de enfriamiento	A. de servicios	S. de quemadores	U.D.A
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2
Flujo volum (m3/mes)	1.131.140.14	6752.91	475.08	1123958.05	1123958.05	89882	737840	20250	5000	270986.05
Flujo volum (m3/hr)	1571.03	9.38	0.66	1561.05	1561.05	124.84	1024.78	28.13	6.94	376.37
Flujo masico (Kg/hr)	1568200.13	9362.15	658.64	1558242.96	1558242.96	124611.41	1022933.18	28074.38	6931.94	375692.05
Flujo masico (Ton/hr)	1568.20	9.36	0.66	1558.24	1558.24	124.61	1022.93	28.07	6.93	375.69
Número de corriente	11	12	13	14	15	16	17			
Descripción de la corriente	Purgas de t. de enfriam	Evap. en t. de enfriam	Purgas en U.D.A	Entrada a tanque	Retorno de condens.	Entrada a G. de vapor	Proceso			
Dens. del agua (Kg/m3)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2			
Flujo volum (m3/mes)	117980.62	619859.38	13549.30	257436.75	521195.75	778632.503	552514.53			
Flujo volum (m3/hr)	163.86	860.92	18.82	357.55	723.88	1081.43403	767.38			
Flujo masico (Kg/hr)	163567.02	859366.16	18784.60	356907.45	722580.00	1079487.45	766000.00			
Flujo masico (Ton/hr)	163.57	859.37	18.78	356.91	722.58	1079.49	766.00			

Tabla 10. Balance de Agua Caso 3

BALANCE DE AGUA CASO 4										
Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Descripción de la corriente	Agua de río	Fugas	Purgas	Salida de Pretto.	Salida de TV-2227	Contra incendio	T. de enfriamiento	A. de servicios	S. de quemadores	U.D.A
Dens. del agua (Kg/m ³)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2
Flujo volum (m ³ /mes)	1,139.734.89	6804.22	478.69	1132498.23	1132498.23	89882	737840	20250	5000	279526.23
Flujo volum (m ³ /hr)	1582.97	9.45	0.66	1572.91	1572.91	124.84	1024.78	28.13	6.94	388.23
Flujo masico (Kg/hr)	1580115.79	9433.29	663.65	1570082.96	1570082.96	124611.41	1022933.18	28074.38	6931.94	387532.05
Flujo masico (Ton/hr)	1580.12	9.43	0.66	1570.08	1570.08	124.61	1022.93	28.07	6.93	387.53
Número de corriente	11	12	13	14	15	16	17			
Descripción de la corriente	Purgas de t. de enfriam	Evap. en t. de enfriam	Purgas en U.D.A	Entrada a tanque	Retorno de condens.	Entrada a G. de vapor	Proceso			
Dens. del agua (Kg/m ³)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2			
Flujo volum (m ³ /mes)	117980.62	619859.38	13976.31	265549.91	506885.19	772435.107	546744.14			
Flujo volum (m ³ /hr)	163.86	860.92	19.41	368.82	704.01	1072.82654	759.37			
Flujo masico (Kg/hr)	163567.02	859366.16	19376.60	368155.45	702740.00	1070895.45	758000.00			
Flujo masico (Ton/hr)	163.57	859.37	19.38	368.16	702.74	1070.90	758.00			

Tabla 11. Balance de Agua Caso 4

BALANCE DE AGUA CASO 5										
Número de corriente	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Descripción de la corriente	Agua de río	Fugas	Purgas	Salida de Pretto.	Salida de TV-2227	Contra incendio	T. de enfriamiento	A. de servicios	S. de quemadores	U.D.A
Dens. del agua (Kg/m ³)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2
Flujo volum (m ³ /mes)	1,120.926.63	6691.93	470.79	1113809.39	1113809.39	89882	737840	20250	5000	260837.39
Flujo volum (m ³ /hr)	1556.84	9.29	0.65	1546.96	1546.96	124.84	1024.78	28.13	6.94	362.27
Flujo masico (Kg/hr)	1554040.22	9277.62	652.70	1544172.96	1544172.96	124611.41	1022933.18	28074.38	6931.94	361622.05
Flujo masico (Ton/hr)	1554.04	9.28	0.65	1544.17	1544.17	124.61	1022.93	28.07	6.93	361.62
Número de corriente	11	12	13	14	15	16	17			
Descripción de la corriente	Purgas de t. de enfriam	Evap. en t. de enfriam	Purgas en U.D.A	Entrada a tanque	Retorno de condens.	Entrada a G. de vapor	Proceso			
Dens. del agua (Kg/m ³)	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2	998.2			
Flujo volum (m ³ /mes)	117980.62	619859.38	13041.87	247795.52	456834.30	704629.818	478004.41			
Flujo volum (m ³ /hr)	163.86	860.92	18.11	344.16	634.49	978.652525	663.90			
Flujo masico (Kg/hr)	163567.02	859366.16	18081.10	343540.95	633350.00	976890.95	662700.00			
Flujo masico (Ton/hr)	163.57	859.37	18.08	343.54	633.35	976.89	662.70			

Tabla 12. Balance de Agua Caso 5

Agua de enfriamiento.

Como consecuencia de la reconfiguración se tendrá un ahorro en el agua de enfriamiento debido a que los siguientes equipos saldrán de operación:

- 3 Condensadores de superficie de los compresores de gas residual de cada planta criogénica, por lo tanto 9 en total.
- 1 Condensador de superficie de los compresores de refrigeración de cada planta fraccionadora, 2 en total.
- 1 Condensador por la turbina TGV-3 y 1 por la turbina TGV-4, es decir, 2 en total

Esto representa la salida de operación de 10 celdas de las torres de enfriamiento, dado que el flujo de agua de reposición por celda es de 874 m³/día, se tendrá un ahorro total de 8740 m³/día de agua de reposición en el agua de enfriamiento.

Agua desmineralizada.

El consumo de agua desmineralizada depende de las pérdidas que se tengan en el proceso por fugas en tuberías y equipos o las purgas de los mismos, y este valor conocido como agua de reposición varía para cada caso analizado de acuerdo al balance de vapor anexo.

A continuación se indican en la Tabla 1 el consumo y los costos del agua desmineralizada de reposición, considerando un costo de \$12/m³ (valor que el CPG proporcionó) y un valor de 12 pesos por dólar.

Tabla 13- Consumo y costos de agua desmineralizada. [8]

CONCEPTO	CASO ACTUAL	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
Consumo de agua de reposición m ³ /año	735,286	501,210	501,210	387,924	493,705	262,255
Costo anual de agua de reposición (Doláres)	735,286	501,210	501,210	387,924	493,705	262,255

Agua cruda

El consumo de agua cruda como ya se mencionó, depende del consumo de agua desmineralizada y de enfriamiento para cada caso y su valor se calcula del balance de agua partiendo de la cantidad de repuesto de agua desmineralizada necesaria de acuerdo al balance de vapor.

Considerando que el costo del m³ de agua cruda es de \$5.7448 del 2010 (valor que el CPG proporcionó) en la Tabla 14 se presentan el consumo de agua cruda y su costo para cada caso. En esta puede apreciarse que la reconfiguración no conlleva a algún incremento en el costo de agua cruda, si no que por el contrario en cualquiera de las cinco alternativas se tendría un ahorro en el consumo de agua cruda.

Tabla 14 Consumo y costos de agua cruda. [8]

CONCEPTO	CASO ACTUAL	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
Consumo de agua cruda m ³ /año	17,079,564	13,684,136	13,684,136	13,573,682	13,676,819	13,451,120
Costo anual de agua cruda (Doláres)	8,176,557	6,551,052	6,551,052	6,498,174	6,547,549	6,439,500

Reactivos

El consumo de reactivos para el tratamiento de agua de enfriamiento y desmineralización disminuye en cualquiera de los casos, tal como se resume en la tabla 15. Los costos fueron calculados sobre la base que el monto anual por consumo de reactivos es de \$31,854,660 (Dlrs \$2,654,555, valor que el CPG proporcionó).

Tabla 15.-Consumo y costos de reactivos. [8]

CONCEPTO	CASO ACTUAL	CASO 1	CASO 2	CASO 3	CASO 4	CASO 5
Consumo de reactivos m ³ /año	14,600,000	11,697,511	11,697,511	11,603,092	11,691,256	11,498,323
Costo anual de reactivos (Doláres)	2,654,555	2,126,828	2,126,828	2,109,661	2,125,691	2,090,612

De acuerdo a lo analizado anteriormente se concluye que el proyecto es viable técnicamente en lo que corresponde al abastecimiento y tratamiento de agua, ya que la reconfiguración no representa un incremento en la demanda de agua de enfriamiento, desmineralizada o cruda. Por el contrario al llevar a cabo el proyecto en cualquiera de sus propuestas se obtendrá un ahorro en el consumo de agua, así como en el consumo de reactivos para llevar a cabo el tratamiento. Por lo que la infraestructura actual en la planta de tratamiento de agua es suficiente para abastecer los nuevos requerimientos del proceso.

Desde el punto de vista del agua, el proyecto además es viable económicamente ya que cualquiera de los cinco casos conlleva a un ahorro de agua y de reactivos, identificándose el caso 5 como la mejor alternativa en lo concerniente a la parte de abastecimiento y tratamiento de agua, esto puede apreciarse claramente en la tabla 16.

Tabla 16 Ahorro anual para cada alternativa de reconfiguración

CASO	AHORRO ANUAL POR RUBRO (Doláres)			
	AGUA CRUDA	AGUA DESM.	REACTIVOS	TOTAL
1	1,625,505	234,076	527,727	2,387,308
2	1,625,505	234,076	527,727	2,387,308
3	1,678,383	347,362	544,894	2,570,639
4	1,629,008	241,581	528,864	2,399,453
5	1,737,057	473,031	563,943	2,774,031

2.5 DETERMINACION DE COSTOS DE INFRAESTRUCTURA

Asimismo se determinan los costos actuales de los trabajos a realizar y de los equipos principales, tomando como referencia la Base de Datos propia realizada en la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos de la Subdirección de Proyectos y Construcción de la CFE:

Tabla 17. COSTO DE LOS DE TRABAJOS A REALIZAR EN LA RECONFIGURACIÓN

DESCRIPCIÓN	COSTO USD
ÁREA MECÁNICA	
En el Costo de los equipos se consideran los gastos por concepto de Ingeniería .Pruebas, fletes, seguros, permisos, licencias, impuestos, etc	
Costo de Rehabilitación de las2 Calderas de 650 #	6,776,796.95
SUBTOTAL	6,776,796.95
ÁREA ELÉCTRICA	
COSTO DE INSTALACIÓN DEL EQUIPO (CONSIDERANDO EL 3% DEL VALOR DEL EQUIPO)	388,445.12
SUBTOTAL	388,445.12
ÁREA DISEÑO DE PLANTA	
Instalación de tubería de vapor principal, de acero al carbón de 355.6 (14") y 203.2 (8") mm de diámetro, en áreas de generación y criogénicas.	167,041.00
Instalación de tubería de agua de alimentación, de acero al carbón de 152.4 (6") y 76.2(3") mm de diámetro en áreas de generación y criogénicas	34,020.00
Instalación de tubería de agua de repuesto al ciclo, de acero al carbón, de 203.2 (8") y 101.6 (4") mm de diámetro en áreas de generación y criogénicas	22,808.00
Instalación de tubería de suministro de gas, de acero al carbón de 76.2 (3") y 38.1 (1.5") mm de diámetro en áreas de generación y criogénicas	42,010.00
Instalación de tubería de agua contra incendio, de acero al carbón, de 76.2 (3") mm de diámetro en áreas de generación y criogénicas	26,620.00
Instalación de aislamiento térmico en tuberías de vapor y agua de alimentación, de diámetros de 355.6 (14"), 203.2 (8"), 152.4 (6") y 76.2 (3").	52,905.00
Desmantelamiento de tubería de vapor, de acero de 203.2 (8") y 152.4 (6") y taponamiento de tubería, en áreas de generación y fraccionadoras	1,850.00
Desmantelamiento de tubería de acero aceite de lubricación, aire de instrumentos y drenajes de las turbinas en área de criogénicas y fraccionadoras.	2,000.00

SUBTOTAL		349,254.00
ÁREA CIVIL		
Instalación de 3 UTG's de 40 MW c/u y 3 Recuperadores de calor		16,290,463.00
Ducto Eléctrico Subterráneo desde las UTG's de 40 MW hasta la Subestación Encapsulada		3,494,113.00
Subestación Encapsulada en Gas SF6		2,049,581.00
Instalación de 6 Motores Eléctricos, 3 Unidades Turbogas Y 3 Recuperadores de Calor en Plantas Criogénicas		9,383,769.00
Instalación de 3 motores eléctricos en Plantas Fraccionadoras		394,747.00
SUBTOTAL		31,612,673.00
TOTAL DE TODOS LOS SISTEMAS		39,127,169.07

Y finalmente el listado de los equipos nuevos que el CPG tendrá que adquirir para la Reconfiguración son:

Tabla 18. COSTO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES

CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD	UNIDADES	COSTO USD	COSTO MTTU. USD/AÑO
EQUIPO MECANICO					
3	Turbinas de Gas	40	MW	\$ 78,708,283.97	\$ 1,333,112.01
3	Recuperadores de Calor	172.4	ton/h	\$ 23,415,000.00	\$ 648,765.82
3	Turbinas de Gas	11	MW	\$ 30,789,555.43	\$ 366,605.80
3	Recuperadores de Calor	48.5	ton/h	\$ 11,200,000.00	\$ 71,612.65
SUBTOTAL TOTAL				\$ 144,112,839.40	\$ 2,420,096.27

EQUIPO ELECTRICO					
1	Transformador (TR1)- 13,8 / 115 kv, 3Ø, 50/66.66/83.33 mva onan/onaf/onaf		Pza.	\$ 600,000.00	
1	Transformador (TR-1a1)- 13,8 / 34.5 kv, 3Æ, 6 MVA		Pza.	\$ 51,486.05	
1	Transformador (TR-22b)- 13,8 / 4.16 kv, 3Æ, 1500 kVA		Pza.	\$ 19,802.33	
1	Transformador (TR-2sp)- 13,8 / 0.48 kv, 3Æ, 500 kVA		Pza.	\$ 10,121.19	
3	Reactores limitadores de corriente de 13.8 kV 0,8 kV, 3Ø. (*)		Pza.	\$ 52,806.21	
3500	Cable de cobre calibre 750 kcm para 115 kV monopolar con aislamiento xlp		metro	\$ 224,866.44	
4000	Cable de cobre calibre 750 kcm para 15 kV monopolar con aislamiento xlp		metro	\$ 126,734.90	
600	Cable de cobre calibre 750 kcm para 5 kV monopolar con aislamiento xlp		metro	\$ 17,690.08	
200	Cable de cobre desnudo calibre 2/0 awg para sistema de tierras		metro	\$ 880.10	
500	Cable de cobre desnudo calibre 4/0 awg para sistema de tierras		metro	\$ 2,200.26	

1	(Tdp-5) tablero blindado de 13.8 kv con 8 celdas para 4,000 amp.		Pza.	\$ 117,000.00	
1	(Tpt-1) tablero blindado de 13.8 kV con 5 celdas para 1,000 amp,		Pza.	\$ 100,000.00	
1	(Ccm-51) tablero blindado de 13.8 kV con 4 celdas para 2,000 amp.		Pza.	\$ 109,200.00	
6	Motor de inducción 3Ø, 11 mw, 13,8 kv.		Pza.	\$ 4,283,238.00	
2	Motor de inducción 3Ø, 2,4 mw, 4,16 kv.		Pza.	\$ 503,114.00	
1	RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DE 13,3 ohms, 8000 VOLTS, 600 AMP, 10 SEG. (*)		Pza.	\$ 10,000.00	
3	Tableros de protecciones para los generadores de 41.4 mw cada uno con protecciones, de estado sólido, microprocesadas, incluyendo registradores de eventos.		Pza.	\$ 246,000.00	
1	Tableros de protecciones de subestación de 115 kV arreglo barra sencilla, 3 alimentadores (1 alimentador con protección diferencial y 2 alimentadores con protección de línea		Pza.	\$ 102,000.00	
1	Medidor/Analizador de energíaM (Wh, varh, vah, lh, Vh, etc.) 3Ø, Bidireccional, Multifunción de alta Presición y Funciones Avanzadas de Control y Monitoreo.		Pza.	\$ 6,331.00	
1	Subestación encapsulada en gas sf6, para 115 kV, arreglo de barra sencilla con tres alimentadores. (*)		Pza.	\$ 3,000,000.00	
4	Banco de capacitores de 12 mvar, para 13.8 kv.		Pza.	\$ 2952000	
1	Sistema de control y adquisición de datos (scada) del sistema de distribución de 13.8 kv. (*)		Pza.	\$ 350,000.00	
5000	Cable de fibra optica. (*)		metro	\$ 62700	
TOTAL				\$ 12,948,170.57	\$

DISEÑO DE PLANTA

	Tubería, válvulas y accesorios de acero al carbón A-106 Gr. C				
1050	355.6 mm de diametro		m	\$ 180,852.34	\$
1050	203.2 mm de diametro		m	\$ 81,434.30	\$
600	152.4 mm de diametro		m	\$ 30,916.80	\$
300	203.2 mm de diametro		m	\$ 23,266.94	\$
300	76.2 mm de diametro		m	\$ 29,975.62	\$
300	88.9 mm de diametro		m	\$ 7,420.03	\$
	Tubería, válvulas y accesorios de acero al carbón A-106 Gr. B				
1500	76.2 mm de diametro		m	\$ 22,354.20	\$
1500	38.1 mm de diametro		m	\$	\$

				8,020.98	
	Tubería, válvulas y accesorios de acero al carbón A-53 Gr. B				
900	101.6 mm de diametro		m	\$ 19,092.34	\$
	Aislamiento termico				
1050	355.6 mm de diametro		m	\$ 68,423.00	\$
1050	203.2 mm de diametro		m	\$ 43,236.00	\$
600	152.4 mm de diametro		m	\$ 19,699.00	\$
300	76.2 mm de diametro		m	\$ 7,540.00	\$
SUBTOTAL TOTAL				\$ 542,231.55	

Nota: La tubería requerida para interconectar las boquillas de los equipos, con los puntos terminales en los cabezales existentes.

INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL

MATERIALES REQUERIDOS POR UNIDAD TURBOGENERADORA

4	VALVULAS DE CONTROL		4 MEDIA PRESION	\$ 8,800.00	\$
4	POSICIONADOR ELECTRONEUMATICO		---	\$ 6,000.00	\$
18	VALVULAS AUTO OPERADAS		4 MEDIA Y 14 BAJA PRES.	\$ 25,200.00	\$
12	VÁLVULAS SOLENOIDES		---	\$ 5,400.00	\$
24	VALVULAS DE ALIVIO		8 MEDIA Y 16 BAJA PRES.	\$ 26,400.00	\$
5	ELEMENTOS PRIMARIOS DE FLUJO		1 TOBERA, 5 PLACAS	\$ 4,250.00	\$
76	TERMOPARES (TE's y RTD's)		64 TE's, 12 RTD's	\$ 16,720.00	\$
22	TERMOPOZOS		22 AC INOX	\$ 2,640.00	\$
18	CELDA DE ANÁLISIS QUIMICO		18 PH, P, O2, C, CC	\$ 27,000.00	\$
43	TRANSMISORES ELECTRONICOS		43 TRANSMISORES	\$ 62,350.00	\$
57	INTERRUPTORES LIMITE Y DE PROCESO		57 INTERRUPTORES	\$ 22,800.00	\$
68	INSTRUMENTOS MISCELANEOS		34 PI, 22 TI, 12 OTROS	\$ 23,800.00	\$
1	TUBERIA Y ACCESORIOS		AC INOX, VAL 2 Y3 VIAS	\$ 17,800.00	\$
1	CABLES, CONDUITS Y CHAROLAS		F. OPTICA, MULTICOND	\$ 18,500.00	\$
5	GABINETES DE CAMPO		5 GABINETES	\$ 6,800.00	\$
1	SISTEMA DE CONTROL GEN DE VAPOR		---	\$ 80,000.00	\$
1	SISTEMA DE CONTROL TURBOGAS		---	\$ 150,000.00	\$
1	SUPERVISORIO DE LA TURBINA DE GAS		VIBR, EXP DIF, EMPUJE AX	\$ 35,500.00	\$
1	CONTROL MAESTRO		POR UNIDAD TGAS Y REC	\$ 25,000.00	\$
2	EST. DE CONTROL Y CONSOLA REMOTA		POR UNIDAD TGAS Y REC	\$ 40,000.00	\$

SUBTOTAL TOTAL POR 3 UTG				\$ 1,814,880.00	\$ 239,564.16
INSTRUMENTACIÓN Y CONTROL					
MATERIALES POR CADA TG DE CRIOGENICA					
4	VALVULAS DE CONTROL		MEDIA PRESION	\$ 8,800.00	\$
4	POSICIONADOR ELECTRONEUMATICO		---	\$ 6,000.00	\$
18	VALVULAS AUTO OPERADAS		MEDIA Y BAJA PRESION	\$ 25,200.00	\$
12	VÁLVULAS SOLENOIDES		---	\$ 5,400.00	\$
24	VALVULAS DE ALIVIO		MEDIA Y BAJA PRESION	\$ 26,400.00	\$
5	ELEMENTOS PRIMARIOS DE FLUJO		1 TOBERA, 5 PLACAS	\$ 4,250.00	\$
58	TERMOPARES (TE's y RTD's)		46 TE's, 12 RTD's	\$ 12,760.00	\$
16	TERMOPOZOS		16 AC INOX	\$ 1,920.00	\$
12	CELDA DE ANÁLISIS QUIMICO		12 PH, P, O2, C, CC	\$ 18,000.00	\$
34	TRANSMISORES ELECTRONICOS		34 TRANSMISORES	\$ 49,300.00	\$
46	INTERRUPTORES LIMITE Y DE PROCESO		46 INTERRUPTORES	\$ 18,400.00	\$
51	INSTRUMENTOS MISCELANEOS		23 PI, 16 TI, 12 OTROS	\$ 17,850.00	\$
1	TUBERIA Y ACCESORIOS		AC INOX, VAL 2 Y3 VIAS	\$ 14,800.00	\$
1	CABLES, CONDUITS Y CHAROLAS		F. OPTICA, MULTICOND	\$ 12,300.00	\$
5	GABINETES DE CAMPO		5 GABINETES	\$ 6,800.00	\$
1	SISTEMA DE CONTROL GEN DE VAPOR		---	\$ 72,000.00	\$
1	SISTEMA DE CONTROL TURBOGAS		---	\$ 135,000.00	\$
1	SUPERVISORIO DE LA TURBINA DE GAS		VIBR, EXP DIF, EMPUJE AX	\$ 15,000.00	\$
SUBTOTAL TOTAL POR 3 U				\$ 1,350,540.00	\$ 178,271.28
TOTAL DE TODOS LOS SISTEMAS				\$ 160,226,429.97	\$ 2,837,931.71

2.6 DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN DEL KWH Y TON/H DE VAPOR DE LOS SERVICIOS AUXILIARES DEL CPG NUEVO PEMEX.

Para la determinación de los costos de generación del kWh y Ton/h de vapor se tomarán en cuenta los tres elementos principales que los conforman: los costos derivados de la inversión, los inherentes al consumo de combustible y los de operación y mantenimiento (excepto para la condición actual en la que no se considera el costo de inversión).

Costo del kWh

Para la determinación del Costo del kWh por Inversión, primero se calculó un Costo Unitario de Inversión dividiendo el costo total de la inversión para los equipos generadores de energía eléctrica de 157.613 millones de dólares (obtenido de los costos de los equipos e instalaciones relacionados a la generación de energía eléctrica indicados en las Tablas 17 y 18), entre la Capacidad Neta de Generación de 124,200 kW en sitio (ver Sección 2.4.2), resultando en un Costo Unitario de Inversión de 1269 USD/kW. Con este costo se determinó el Costo del kWh por Inversión, al dividirlo entre el producto del Factor de Planta, el cual resulta de multiplicar: el Factor de Carga de 1 por el Factor de Disponibilidad de 0.948 (valor obtenido al considerar 19 días de paro al año, 14 por mantenimiento y 5 por fallas, los cuales son valores estadísticos de CFE para este tipo de quipos), por 8760 horas al año y por un Factor de Valor Presente para 27 años (2 de construcción y 25 de operación) obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$FVP = \left[\frac{1 - (1 - i)^{-n}}{i} \right]$$

donde n es el número de años que son 27, e i es la tasa de descuento del proyecto, considerada del 12 %, la cual es la tasa de descuento interna, usada por CFE para análisis económico de nuevos proyectos, lo cual nos da un Factor de Valor Presente de 7.943. El resultado de las operaciones se puede observar en la Tabla 20 como el Costo del kWh por Inversión, con un valor de 0.01924 USD/kWh.

El Costo del kWh por Combustible se determinó primero multiplicando el Costo Nivelado de Combustible para los 25 años de operación (2013 a 2037) con una tasa del 12%, para usar una tasa igual a la considerada por la CFE y obtenido del escenario de precios generado a partir del precio del Gas Natural según el índice de Henry Hub de fecha de Abril 13 de 2011 de 4.14 USD por MMBTU y tomando una inflación anual del 2.5 %, por el Consumo de Combustible por día (obtenidos de la Tabla 6 y de la sección 2.4.3 respetivamente) entre 24 horas, por el Factor de Planta y entre la Capacidad Neta de Generación de 124,200 kW. dando como resultado un valor de 0.10314 USD/kWh para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 0.05780 USD/kWh para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20).

Para el Costo del kWh por Operación y Mantenimiento sólo fueron tomados en cuenta los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (por no tener consumibles como el agua cruda, desmineralizada y reactivos), siendo estos la suma de los costos de mantenimientos anuales indicados, por una parte por el CPGNP, para los equipos actuales y por la otra para los costos de la reconfiguración, los considerados por CFE para ese tipo de equipos obtenidos de su base interna, ambos sólo para los equipos generadores de energía (tres turbinas de 41.4 MW y equipo adjunto), divididos entre 8760 horas de operación al año y entre la Capacidad Neta de Generación de 124,200 kW, dando como resultado un valor de 0.00078 USD/kWh para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 0.00129 USD/kWh para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20).

Con la suma de estos Costos del kWh por Inversión, por Combustible y por Operación y Mantenimiento se obtiene el Costo Total del kWh, con un valor de 0.10392 USD/kWh para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 0.07833 USD/kWh para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20) y si se resta el Costo por Inversión, tenemos el Costo Total del kWh S/INV, que es el costo del kWh únicamente por operación, con un valor de 0.05909 USD/kWh (ver Tabla 20). Resaltando que aún considerando los costos de inversión, el costo de generación de energía eléctrica es menor en la reconfiguración que en el estado actual del CPGNP, lo cual es un indicador de la factibilidad económica de la reconfiguración del CPGNP.

Costo de la Ton/h de vapor.

Para la determinación del Costo de la Ton/h de vapor por Inversión, primero se calculó un Costo Unitario de Inversión dividiendo el costo total de la inversión para los equipos generadores de vapor de 41.741 millones de dólares (obtenido de los costos de tres recuperadores de calor de 172.4 Ton/h, tres recuperadores de calor de 48.5 Ton/h y equipo adjunto, indicados en las Tablas 17 y 18) entre la Producción Total de Vapor de 662.7 Ton/h (ver Sección 2.4.3), resultando en un Costo Unitario de Inversión de 62986 USD/Ton/h. Con este costo se determinó el Costo de la Ton/h de vapor por Inversión, al dividirlo entre el producto del Factor de Planta, por 8760 horas al año y por un Factor de Valor Presente para 27 años (2 de construcción y 25 de operación) obtenido mediante la siguiente fórmula:

$$FVP = \left[\frac{1 - (1 - i)^{-n}}{i} \right]$$

donde n es el número de años que son 27, e i es la tasa de descuento del proyecto, considerada del 12 %, lo cual nos da un Factor de Valor Presente de 7.943. El resultado de las operaciones se puede observar en la Tabla 20 como el Costo de la Ton/h de vapor por Inversión, con un valor de 0.95494 USD/Ton/h.

El Costo de la Ton/h de vapor por Combustible se determinó primero multiplicando el Costo Nivelado de Combustible para los 25 años de operación (2013 a 2037) con una tasa del 12%, para usar una tasa igual a la considerada por la CFE y obtenido del escenario de precios generado a partir del precio del Gas Natural según el índice de Henry Hub de fecha de Abril 13 de 2011 de 4.14 USD por MMBTU y tomando una inflación anual del 2.5 %, por el Consumo de Combustible por día (obtenidos de la Tabla 6 y de la sección 2.4.3 respetivamente) entre

24 horas, por el Factor de Planta y entre la Producción Total de Vapor de 662.7 Ton/h, dando como resultado un valor de 13.82859 USD/Ton/h para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 6.56853 USD/Ton/h para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20).

Para el Costo de la Ton/h de vapor por Operación y Mantenimiento, se sumaron los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento, siendo estos la suma de los costos de mantenimientos anuales indicados, por una parte por el CPGNP, para los equipos actuales y por la otra para los costos de la reconfiguración del CPGNP, los considerados por CFE para ese tipo de equipos, obtenidos de su base interna, ambos sólo para los equipos generadores de vapor (tres recuperadores de calor de 172.4 Ton/h, tres recuperadores de calor de 48.5 Ton/h y equipo adjunto), divididos entre 8760 horas de operación al año y entre la Producción Total de Vapor de 662.7 Ton/h, más los Costos Variables de Operación y Mantenimiento que se obtienen sumando el producto del consumo de agua cruda en $m^3/año$ por el Factor de Planta, entre 8760 horas de operación, por su costo en USD/ m^3 y entre la Producción Total de Vapor de 662.7 Ton/h, más el producto del consumo de agua desmineralizada en $m^3/año$ por el Factor de Planta, entre 8760 horas de operación, por su costo en USD/ m^3 y entre la Producción Total de Vapor de 662.7 Ton/h, dando como resultado un valor de 0.98064 USD/Ton/h para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 1.34717 USD/Ton/h para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20).

Con la suma de estos Costos de la Ton/h de vapor por Inversión, por Combustible y por Operación y Mantenimiento se obtiene el Costo Total de la Ton/h de vapor, con un valor de 14.80923 USD/Ton/h para el estado actual del CPGNP (ver Tabla 19) y un valor de 8.87064 USD/Ton/h para la reconfiguración del CPGNP (ver Tabla 20) y si se resta el Costo por Inversión, tenemos el Costo Total de la Ton/h de vapor S/INV, que es el costo de la Ton/h de vapor únicamente por operación, , con un valor de 7.91570 USD/Ton/h (ver Tabla 20). Resaltando que aún considerando los costos de inversión, el costo de generación de vapor es menor en la reconfiguración que en el estado actual del CPGNP, lo cual es un indicador de la factibilidad económica de la reconfiguración del CPGNP.

Tabla 19. RESUMEN DEL COSTO DEL kWh Y Ton/h DE VAPOR DEL CPG NUEVO PEMEX (ACTUAL)

CAPACIDAD 42.000 MW – 986.8 Ton/h

CONCEPTO		COSTO kWh	COSTO Ton/h (vapor)
CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN	MW	42.000	
PRODUCCION TOTAL DE VAPOR	Ton/h		986.8
CONSUMO COMBUSTIBLE	MPCD	20510	64610
FACTOR DE DISPONIBILIDAD	%	94.8	94.8
FACTOR DE CARGA	%	100	100
FACTOR DE PLANTA		0.948	0.948
COSTO NIVELADO DEL COMBUSTIBLE	USD/MPC	5.347	5.347
COSTO kWh / Ton/h POR COMBUSTIBLE	USD /kWh - USD /Ton/h	0.10314	13.82859
COSTOS FIJOS DE O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00078	0.06053
COSTOS VARIABLES DE O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00000	0.92011
COSTO kWh / Ton/h POR O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00078	0.98064
COSTO TOTAL DEL kWh / Ton/h S/INV.	USD /kWh - USD /Ton/h	0.10392	14.80923

Tabla 20. RESUMEN DEL COSTO DEL kWh Y Ton/h DE VAPOR DEL CPG NUEVO PEMEX (RECONFIGURACIÓN)

COSTO DEL kWh Y Ton/h DE VAPOR DEL CPG NUEVO PEMEX (RECONFIGURACIÓN)			
CAPACIDAD 124.200 MW - 662.7 Ton/h			
CONCEPTO		COSTO kWh	COSTO Ton/h (vapor)
CAPACIDAD NETA DE GENERACIÓN	MW	124.200	
PRODUCCIÓN TOTAL DE VAPOR	Ton/h		662.7
CONSUMO COMBUSTIBLE	MPCD	33990	20610
FACTOR DE DISPONIBILIDAD	%	94.8	94.8
FACTOR DE CARGA	%	100	100
FACTOR DE PLANTA		0.948	0.948
COSTO TOTAL DE INVERSIÓN	USD x 10 ⁶	157.613	41.741
FACTOR DE VALOR PRESENTE	(27 AÑOS, 12%)	7.943	7.943
COSTO UNITARIO INVERSIÓN	USD/kW - USD/Ton/h	1269.022	62986.345
COSTO kWh / Ton/h POR INVERSIÓN	USD /kWh - USD /Ton/h	0.01924	0.95494
COSTO NIVELADO DEL COMBUSTIBLE	USD/MPC	5.347	5.347
COSTO kWh / Ton/h POR COMBUSTIBLE	USD /kWh - USD /Ton/h	0.05780	6.56853
COSTOS FIJOS DE O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00129	0.13090
COSTOS VARIABLES DE O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00000	1.21627
COSTO kWh / Ton/h POR O&M	USD /kWh - USD /Ton/h	0.00129	1.34717
COSTO TOTAL DEL kWh / Ton/h	USD /kWh - USD /Ton/h	0.07833	8.87064
COSTO TOTAL DEL kWh / Ton/h S/INV.	USD /kWh - USD /Ton/h	0.05909	7.91570

3 CAPÍTULO III

Este Capítulo presenta el análisis económico detallado de los 5 casos operativos que se plantearon en el capítulo anterior, para lo cual, primero se realizó un cálculo de los precios de venta, de porteo y de compra de energía eléctrica.

Los resultados de los cálculos son mostrados mediante tablas, comparando para todos los casos, entre seguir operando con los parámetros actuales del CPG con el operar en alguno de los 5 casos planteados, por lo que a su vez se tendrá un punto de comparación entre los mismos, sirviendo esto de base para el análisis del próximo Capítulo.

Los parámetros que se llegan a determinar a través de los flujos de efectivo que resultan del comparativo entre la operación sin proyecto y alguno de los casos, son el Valor Presente Neto, la relación Beneficio – Costo, la Tasa Interna de Retorno y el año en el que se recuperaría la inversión.

La metodología que se utiliza en este Capítulo es el análisis que debe de realizarse en todo nuevo proyecto de desarrollo de infraestructura, ya que si bien los resultados de realizar el análisis técnico del proyecto indiquen una mejoría en la eficiencia y disponibilidad de los procesos, los costos de inversión de un proyecto pueden ser de tal magnitud que no justifiquen los beneficios obtenidos con el proyecto.

El Capítulo también muestra un análisis de sensibilidad, que es una herramienta de análisis que consiste en extrapolar los valores de las variables que tienen probabilidades altas de cambio y que intervienen en los flujos de efectivo del proyecto, por lo que dicho análisis indica las variables más sensibles y por tanto las que mayor cuidado deben de tener para que en su momento no se vean afectados los resultados esperados del proyecto.

CÁLCULO DE LOS PRECIOS DE VENTA, PORTEO DE LOS EXCEDENTES DE GENERACIÓN DEL CPG A LOS DIFERENTES CENTROS DE CONSUMO PEMEX Y DE COMPRA DE ENERGÍA ELÉCTRICA A CFE

Derivado de las 5 distintas maneras de operar la reconfiguración de la planta de servicios auxiliares del CPGNP, se necesita realizar un análisis económico detallado que involucre el ingresar todas las variables que intervienen en la determinación de los flujos de efectivo del proyecto, las principales variables, su obtención y manejo se explican a continuación:

3.1 INVERSIÓN FINANCIADA DIRECTA

El monto de la inversión directa incluyendo costos financieros, es de 324.284 millones de dólares de 2011 que equivalen a 3,891.4 millones de pesos, calculados como la suma de las amortizaciones e intereses del financiamiento (bajo las condiciones indicadas en la Tabla 21). Las amortizaciones e intereses mencionados en el párrafo anterior se derivan de un monto de inversión instantáneo de 199.354 millones de dólares de 2011 (obtenido de la suma de todos los costos de los equipos e instalaciones indicados en las Tablas 17 y 18), que equivalen a 2,392.2 millones de pesos, usando un tipo de cambio de 12 pesos por dólar.

3.2 FINANCIAMIENTO

El análisis de flujos financieros mediante los cuales se evaluó la viabilidad financiera del proyecto, se han realizado bajo el supuesto de que el financiamiento conseguido es similar al financiamiento obtenido en los contratos recientes licitados por la CFE. Las fuentes probables de financiamiento podrán incluir créditos de bancos comerciales, para desarrollo y de fomento a la exportación, y capital de inversión propia del Contratista.

Los valores de los principales conceptos para el cálculo del financiamiento se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 21. Resumen de condiciones de financiamiento del proyecto

	Parte Nacional	Parte Extranjera
Tasa Interes Anual (%)	9.64%	5.65%
Comisión apertura/riesgo político (%)	0.99%	5.15%
Comisión Compromiso (%)	0.00%	0.50%
Participación (%)	44.75%	55.25%
No. de pagos (1 pago al año)	10	10

3.3 SUPUESTOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DEL PROYECTO

El arreglo del proyecto de Reconfiguración de los servicios auxiliares del CPG, fue definido con base en los modelos de simulación de Pemex, cuya función objetivo es garantizar el autoabasto de energía eléctrica y vapor al menor costo. La configuración óptima operativa de este arreglo se determino a partir del análisis de 5 casos considerando el autoabasto de energía eléctrica, la venta de excedentes a CFE así como el porteo a otros centros de consumo de Pemex. Se determino la rentabilidad del Proyecto en los diferentes casos, considerando los ahorros respecto al arreglo actual de agua para enfriamiento, combustible, agua desmineralizada, reactivos, así como los costos por venta de excedentes de energía eléctrica.

3.4 FLUJO DE EFECTIVO DEL PROYECTO

La evaluación financiera se realiza comparando el resultado de la operación actual del CPGNP, con el resultado de la operación de cada uno de los 5 casos de la Reconfiguración, tomando en cuenta los pagos financieros que deberá realizar el CPGNP derivados del costo de inversión para la Reconfiguración, tomando en consideración una vida útil del proyecto de 25 años y un financiamiento a 10 años, que es el esquema que a manejado CFE para los últimos proyectos de inversión financiada que ha desarrollado. La comparación de los resultados de operación será llamado resultado neto de operación

Para este efecto, el resultado neto de operación se determina como los beneficios por evitar la compra de energía eléctrica a CFE en los demás CPG de PEMEX, para cada caso (cuando aplique), menos los egresos por compra de energía eléctrica a CFE para cada caso (cuando aplique), menos los costos de porteo a pagar a CFE, para cada caso (cuando aplique), menos la diferencia de los costos de operación y mantenimiento para cada caso con respecto a la condición actual, menos la diferencia de los costos de combustible para cada caso con respecto a la condición actual, menos la diferencia de los costos de agua cruda para cada caso con respecto a la condición actual, menos la diferencia de los costos de agua desmineralizada para cada caso con respecto a la condición actual.

Finalmente al resultado neto de la operación de la Reconfiguración para cada año, se le resta los pagos derivados del financiamiento adquirido, teniendo un Flujo Neto de Efectivo de la Reconfiguración durante la construcción y vida útil del proyecto.

Finalmente con el Flujo Neto de Efectivo se determina el Valor Presente Neto del proyecto, La Tasa Interna de Retorno, La Relación Beneficio-Costo y el año de recuperación de la Inversión

Las tablas de análisis de cada uno de los casos son presentadas a continuación:

3.5 CASO 1

CASO 1 CON 25 AÑOS DE VIDA UTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGIA EXCEDENTE

Supuestos Técnicos y Operativos Actuales

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	94.520
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	46793
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	2014
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2654.555
Horas en el año	8760

Cálculos para la Reconfiguración:

Capacidad Neta evitada (MW)	18.920
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	18.920
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	77.650
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	37491
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	1373
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2126.828

Supuestos económico-financieros

Tipo de cambio (pesos/dólar)	12.000
Tasa de descuento anual real	12.00%
Inflación anual (EUA)	2.50%
Tasa nominal	12.00%
Moneda de	2011

Cálculos para la Reconfiguración:

Monto total de inversión (miles de dólares de 2011)	\$199,354
Monto total a financiar (MUSD)	\$226,239
Monto total más financiamiento (MUSD)	\$324,284
Tasa de descuento nominal anual	12.00%
Fecha inicio construcción	Ene-11
Fecha fin construcción	Dic-12
Fecha inicio de operación con Reconfiguración	Ene-13
Vida útil en años	25
No. de años de Financiamiento	10

Año	Pagos del Financiamiento				Inversión Propagandística				Total de Pagos Financieros	Resultado neto de la operación	Flujo Neto	Año de recuperación de la inversión
	[en los decimales corrientes de 2011]				Miles de dólares de 2011		Miles de dólares corrientes					
	Años mínimos		Años máximos		Miles de dólares corrientes							
Amortización	Intereses	Amortización	Intereses									
2011	0	0	0	0					0	0	0	-320,200
2012	0	0	0	0					0	0	0	-320,200
2013	22,325	10,000	22,325	10,000					30,326	30,326	-1,320	-287,315
2014	10,070	10,000	10,070	10,000					31,273	30,326	0,120	-240,420
2015	10,074	13,000	10,074	13,000					31,273	30,340	7,000	-210,500
2016	10,003	12,000	10,003	12,000					31,273	30,612	0,000	-170,700
2017	20,255	11,000	20,255	11,000					31,273	40,007	0,000	-120,500
2018	22,250	0,517	22,250	0,517					31,273	40,000	10,000	-80,133
2019	23,077	7,000	23,077	7,000					31,273	40,000	11,100	-45,250
2020	25,000	0,145	25,000	0,145					31,273	40,000	12,122	-1,314
2021	27,500	4,250	27,500	4,250					31,273	45,000	13,271	40,730
2022	29,500	2,200	29,500	2,200					31,273	40,100	14,300	80,500
2023	0	0	0	0					0	40,300	40,300	130,200
2024	0	0	0	0					0	40,500	40,500	185,730
2025	0	0	0	0					0	40,700	40,700	235,430
2026	0	0	0	0					0	50,000	50,000	280,430
2027	0	0	0	0					0	50,200	50,200	330,630
2028	0	0	0	0					0	50,500	50,500	380,130
2029	0	0	0	0					0	50,000	50,000	440,000
2030	0	0	0	0					0	50,250	50,250	500,250
2031	0	0	0	0					0	57,000	57,000	560,000
2032	0	0	0	0					0	50,100	50,100	620,000
2033	0	0	0	0					0	60,520	60,520	680,000
2034	0	0	0	0					0	60,000	60,000	740,700
2035	0	0	0	0					0	60,000	60,000	800,000
2036	0	0	0	0					0	65,237	65,237	870,000
2037	0	0	0	0					0	60,000	60,000	930,513
2038	0	0	0	0					0	0	0	930,513
2039	0	0	0	0					0	0	0	930,513
2040	0	0	0	0					0	0	0	930,513
Sumas	220,220	50,000	220,220	50,000	0	0	0	0	324,204	1,202,207	930,513	
VPN	100,112	50,000	100,112	50,000					100,515	300,000	144,051	

B/C **1.870**
TIR **> 100%**
AÑO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSIÓN **2021**

3.6 CASO 2

CASO 2 CON 25 AÑOS DE VIDA UTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGIA EXCEDENTE

Supuestos Técnicos y Operativos Actuales

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	94.520
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	46793
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	2014
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2654.555
Horas en el año	8760

Cálculos para la Reconfiguración:

Capacidad Neta evitada (MW)	5.910
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	5.910
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	76.410
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	37491
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	1373
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2126.828

Supuestos económico-financieros

Tipo de cambio (pesos/dólar)	12.000
Tasa de descuento anual real	12.00%
Inflación anual (EUA)	2.50%
Tasa nominal	12.00%
Moneda de	2011

Cálculos para la Reconfiguración:

Monto total de inversión (miles de dólares de 2011)	\$199,354
Monto total a financiar (MUSD)	\$226,239
Monto total más financiamiento (MUSD)	\$324,284
Tasa de descuento nominal anual	12.00%
Fecha inicio construcción	Ene-11
Fecha fin construcción	Dic-12
Fecha inicio de operación con Reconfiguración	Ene-13
Vida útil en años	25
No. de años de Financiamiento	10

CÁLCULO DEL RESULTADO NETO DE OPERACIÓN														CASO 2 CON 25 AÑOS DE VIDA ÚTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGÍA EXCEDENTE													
Año	Sin proyecto							Con proyecto							Resultado neto												
	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de O&M miles de dólares de 2011	Costos de agua cruda tratada	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible		Costos de agua cruda tratada	Costos de agua tratada										
2011	0.948	0.000	0.000	0	0	3,612	8,177	735	0.948	0.000	0.000	0	0	3,612	146,836	8,177	735										
2012	0.948	0.000	0.000	0	0	3,703	8,381	754	0.948	0.000	0.000	0	0	3,703	150,506	8,381	754										
2013	0.948	0.000	0.000	0	0	3,795	8,590	773	0.948	49,079	0.000	3,040	0	5,357	124,711	6,883	527										
2014	0.948	0.000	0.000	0	0	3,890	8,805	792	0.948	49,079	0.000	3,116	0	5,491	127,829	7,055	540										
2015	0.948	0.000	0.000	0	0	3,987	9,025	812	0.948	49,079	0.000	3,194	0	5,629	131,025	7,231	553										
2016	0.948	0.000	0.000	0	0	4,087	9,251	832	0.948	49,079	0.000	3,274	0	5,769	134,300	7,412	567										
2017	0.948	0.000	0.000	0	0	4,189	9,482	853	0.948	49,079	0.000	3,355	0	5,914	137,658	7,597	581										
2018	0.948	0.000	0.000	0	0	4,294	9,719	874	0.948	49,079	0.000	3,439	0	6,061	141,099	7,787	596										
2019	0.948	0.000	0.000	0	0	4,401	9,962	896	0.948	49,079	0.000	3,525	0	6,213	144,627	7,982	611										
2020	0.948	0.000	0.000	0	0	4,511	10,211	918	0.948	49,079	0.000	3,613	0	6,368	148,242	8,181	626										
2021	0.948	0.000	0.000	0	0	4,624	10,467	941	0.948	49,079	0.000	3,704	0	6,528	151,948	8,386	642										
2022	0.948	0.000	0.000	0	0	4,740	10,728	965	0.948	49,079	0.000	3,796	0	6,691	155,747	8,596	658										
2023	0.948	0.000	0.000	0	0	4,858	10,997	989	0.948	49,079	0.000	3,891	0	6,858	159,641	8,810	674										
2024	0.948	0.000	0.000	0	0	4,980	11,271	1,014	0.948	49,079	0.000	3,989	0	7,029	163,632	9,031	691										
2025	0.948	0.000	0.000	0	0	5,104	11,553	1,039	0.948	49,079	0.000	4,088	0	7,205	167,723	9,256	708										
2026	0.948	0.000	0.000	0	0	5,232	11,842	1,065	0.948	49,079	0.000	4,191	0	7,385	171,916	9,488	726										
2027	0.948	0.000	0.000	0	0	5,363	12,138	1,092	0.948	49,079	0.000	4,295	0	7,570	176,214	9,725	744										
2028	0.948	0.000	0.000	0	0	5,497	12,442	1,119	0.948	49,079	0.000	4,403	0	7,759	180,619	9,968	763										
2029	0.948	0.000	0.000	0	0	5,634	12,753	1,147	0.948	49,079	0.000	4,513	0	7,953	185,134	10,217	782										
2030	0.948	0.000	0.000	0	0	5,775	13,071	1,175	0.948	49,079	0.000	4,626	0	8,152	189,763	10,473	801										
2031	0.948	0.000	0.000	0	0	5,919	13,398	1,205	0.948	49,079	0.000	4,741	0	8,356	194,507	10,735	821										
2032	0.948	0.000	0.000	0	0	6,067	13,733	1,235	0.948	49,079	0.000	4,860	0	8,565	199,370	11,003	842										
2033	0.948	0.000	0.000	0	0	6,219	14,077	1,266	0.948	49,079	0.000	4,981	0	8,779	204,354	11,278	863										
2034	0.948	0.000	0.000	0	0	6,375	14,428	1,297	0.948	49,079	0.000	5,106	0	8,998	209,463	11,560	884										
2035	0.948	0.000	0.000	0	0	6,534	14,789	1,330	0.948	49,079	0.000	5,233	0	9,223	214,699	11,849	907										
2036	0.948	0.000	0.000	0	0	6,697	15,159	1,363	0.948	49,079	0.000	5,364	0	9,454	220,067	12,145	929										
2037	0.948	0.000	0.000	0	0	6,865	15,538	1,397	0.948	49,079	0.000	5,498	0	9,690	225,566	12,449	952										
2038	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0										
2039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0										
2040	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0										
VP al 12º en 2011				0	0	38,699	1,572,995	87,592			25,455	0	1,799	1,325,491	73,292	5,818	274,439										
SUMAS				0	0	136,954	5,566,829	309,990			103,836	0	7,340	190,314	4,557,197	251,655	19,476	1,119,504									

Año	Pagos del Financiamiento				Inversión Propaganda				Total de Pagos Financieros	Resultado neto de la operación	Flujo Neto	Año de recuperación de la inversión
	[en miles de dólares corrientes de 2011]				Miles de dólares de 2011							
	Años subsiguientes		Años finales		Miles de dólares corrientes							
Amortización	Intereses	Amortización	Intereses									
2011	0	0	0	0					0	0	0	-324,284
2012	0	0	0	0					0	0	0	-324,284
2013	22,325	10,884	22,325	10,884					38,388	32,725	-5,554	-299,510
2014	10,070	14,025	10,070	14,025					31,273	33,529	1,823	-257,910
2015	10,074	13,029	10,074	13,029					31,273	30,429	2,880	-223,402
2016	13,303	12,409	13,303	12,409					31,273	35,295	3,522	-188,188
2017	20,255	11,818	20,255	11,818					31,273	38,127	4,489	-152,811
2018	22,250	9,517	22,250	9,517					31,273	37,883	5,388	-114,929
2019	23,077	7,020	23,077	7,020					31,273	38,888	6,229	-80,921
2020	25,028	6,145	25,028	6,145					31,273	38,929	7,180	-57,982
2021	27,519	4,254	27,519	4,254					31,273	39,939	8,190	-37,978
2022	29,503	2,210	29,503	2,210					31,273	40,939	9,158	-21,988
2023	0	0	0	0					0	41,924	41,924	19,025
2024	0	0	0	0					0	43,883	43,883	127,028
2025	0	0	0	0					0	44,828	44,828	171,920
2026	0	0	0	0					0	45,188	45,188	217,160
2027	0	0	0	0					0	46,310	46,310	263,420
2028	0	0	0	0					0	47,467	47,467	310,820
2029	0	0	0	0					0	48,654	48,654	359,547
2030	0	0	0	0					0	49,828	49,828	409,417
2031	0	0	0	0					0	50,117	50,117	460,529
2032	0	0	0	0					0	50,395	50,395	512,929
2033	0	0	0	0					0	50,785	50,785	566,629
2034	0	0	0	0					0	50,847	50,847	621,682
2035	0	0	0	0					0	50,429	50,429	678,185
2036	0	0	0	0					0	50,029	50,029	735,940
2037	0	0	0	0					0	50,288	50,288	795,220
2038	0	0	0	0					0	0	0	795,220
2039	0	0	0	0					0	0	0	795,220
2040	0	0	0	0					0	0	0	795,220
Sumas	220,220	50,845	220,220	50,845	0	0	0	0	324,284	1,113,284	285,220	
VPN	103,112	50,489	103,112	50,484					103,515	274,420	103,924	

B/C **1.658**
TIR **> 64%**
AÑO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSION **2021**

3.7 CASO 3

CASO 3 CON 25 AÑOS DE VIDA UTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGIA EXCEDENTE

Supuestos Técnicos y Operativos Actuales

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	94.520
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	46793
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	2014
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2654.555
Horas en el año	8760

Cálculos para la Reconfiguración:

Capacidad Neta evitada (MW)	28.820
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	28.820
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	80.160
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	37188
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	1063
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2109.661

Supuestos económico-financieros

Tipo de cambio (pesos/dólar)	12.000
Tasa de descuento anual real	12.00%
Inflación anual (EUA)	2.50%
Tasa nominal	12.00%
Moneda de	2011

Cálculos para la Reconfiguración:

Monto total de inversión (miles de dólares de 2011)	\$199,354
Monto total a financiar (MUSD)	\$226,239
Monto total más financiamiento (MUSD)	\$324,284
Tasa de descuento nominal anual	12.00%
Fecha inicio construcción	Ene-11
Fecha fin construcción	Dic-12
Fecha inicio de operación con Reconfiguración	Ene-13
Vida útil en años	25
No. de años de Financiamiento	10

Cálculo del resultado neto de operación		CASO 3 CON 25 AÑOS DE VIDA ÚTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGÍA EXCEDENTE																		
Año	Factor de planta	Sin proyecto						Con proyecto						Resultado neto						
		Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo	Costos de OB&M	Costos de combustible	Costos de agua cruda	Costos de agua tratada	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)		Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo	Costos de OB&M	Costos de combustible	Costos de agua cruda
2011	0.948	0.000	0.000	0	0	3,612	146,836	8,177	735	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,612	146,836	8,177	735	0
2012	0.948	0.000	0.000	0	0	3,703	150,506	8,381	754	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,703	150,506	8,381	754	0
2013	0.948	0.000	0.000	0	0	3,795	154,269	8,590	773	0.948	239,335	0.000	14,824	0	1,048	5,339	130,832	6,827	408	37,798
2014	0.948	0.000	0.000	0	0	3,890	158,126	8,805	792	0.948	239,335	0.000	15,195	0	1,074	5,472	134,102	6,998	418	38,743
2015	0.948	0.000	0.000	0	0	3,987	162,079	9,025	812	0.948	239,335	0.000	15,574	0	1,101	5,609	137,455	7,173	428	39,712
2016	0.948	0.000	0.000	0	0	4,087	166,131	9,251	832	0.948	239,335	0.000	15,964	0	1,128	5,749	140,891	7,352	439	40,705
2017	0.948	0.000	0.000	0	0	4,189	170,284	9,482	853	0.948	239,335	0.000	16,363	0	1,157	5,893	144,414	7,536	450	41,722
2018	0.948	0.000	0.000	0	0	4,294	174,541	9,719	874	0.948	239,335	0.000	16,772	0	1,186	6,041	148,024	7,724	461	42,765
2019	0.948	0.000	0.000	0	0	4,401	178,905	9,962	896	0.948	239,335	0.000	17,191	0	1,215	6,192	151,725	7,917	473	43,834
2020	0.948	0.000	0.000	0	0	4,511	183,377	10,211	918	0.948	239,335	0.000	17,621	0	1,246	6,346	155,518	8,115	485	44,930
2021	0.948	0.000	0.000	0	0	4,624	187,962	10,467	941	0.948	239,335	0.000	18,062	0	1,277	6,505	159,406	8,318	497	46,053
2022	0.948	0.000	0.000	0	0	4,740	192,661	10,728	965	0.948	239,335	0.000	18,513	0	1,309	6,668	163,391	8,526	509	47,205
2023	0.948	0.000	0.000	0	0	4,858	197,477	10,997	989	0.948	239,335	0.000	18,976	0	1,341	6,834	167,476	8,739	522	48,385
2024	0.948	0.000	0.000	0	0	4,980	202,414	11,271	1,014	0.948	239,335	0.000	19,450	0	1,375	7,005	171,662	8,958	535	49,594
2025	0.948	0.000	0.000	0	0	5,104	207,475	11,553	1,039	0.948	239,335	0.000	19,937	0	1,409	7,180	175,954	9,182	548	50,834
2026	0.948	0.000	0.000	0	0	5,232	212,662	11,842	1,065	0.948	239,335	0.000	20,435	0	1,444	7,360	180,353	9,411	562	52,105
2027	0.948	0.000	0.000	0	0	5,363	217,978	12,138	1,092	0.948	239,335	0.000	20,946	0	1,481	7,544	184,862	9,647	576	53,408
2028	0.948	0.000	0.000	0	0	5,497	223,428	12,442	1,119	0.948	239,335	0.000	21,470	0	1,518	7,732	189,483	9,888	590	54,743
2029	0.948	0.000	0.000	0	0	5,634	229,013	12,753	1,147	0.948	239,335	0.000	22,006	0	1,556	7,926	194,220	10,135	605	56,112
2030	0.948	0.000	0.000	0	0	5,775	234,739	13,071	1,175	0.948	239,335	0.000	22,556	0	1,594	8,124	199,076	10,388	620	57,514
2031	0.948	0.000	0.000	0	0	5,919	240,607	13,388	1,205	0.948	239,335	0.000	23,120	0	1,634	8,327	204,053	10,648	636	58,952
2032	0.948	0.000	0.000	0	0	6,067	246,622	13,733	1,235	0.948	239,335	0.000	23,698	0	1,675	8,535	209,154	10,914	652	60,426
2033	0.948	0.000	0.000	0	0	6,219	252,788	14,077	1,266	0.948	239,335	0.000	24,291	0	1,717	8,749	214,383	11,187	668	61,937
2034	0.948	0.000	0.000	0	0	6,375	259,108	14,428	1,297	0.948	239,335	0.000	24,898	0	1,760	8,967	219,742	11,467	685	63,485
2035	0.948	0.000	0.000	0	0	6,534	265,585	14,789	1,330	0.948	239,335	0.000	25,521	0	1,804	9,191	225,236	11,753	702	65,072
2036	0.948	0.000	0.000	0	0	6,697	272,225	15,159	1,363	0.948	239,335	0.000	26,159	0	1,849	9,421	230,867	12,047	719	66,699
2037	0.948	0.000	0.000	0	0	6,865	279,030	15,538	1,397	0.948	239,335	0.000	26,813	0	1,895	9,657	236,639	12,348	737	68,367
2038	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0
VP al 12-er. 2011				0	0	38,699	1,572,995	87,592	7,877				124,129	0	8,774	51,624	1,376,741	72,827	4,822	316,505
SUMAS				0	0	136,954	5,566,829	309,990	27,876				506,355	0	35,791	189,682	4,766,259	249,756	15,413	1,291,102

Año	Pagos del Financiamiento				Inversión Propaganda				Total de Pagos Financieros	Resultado neto de la operación	Flujo Neto	Año de recuperación de la inversión
	[en miles de dólares corrientes de 2011]				Miles de dólares de 2011							
	Años subsiguientes		Años sucesivos		Miles de dólares corrientes							
	Amortización	Intereses	Amortización	Intereses								
2011	0	0	0	0					0	0	0	-324,204
2012	0	0	0	0					0	0	0	-324,204
2013	22,325	10,884	22,325	10,884					38,508	37,798	-538	-388,486
2014	19,876	14,835	19,876	14,835					31,273	30,743	4,938	-347,743
2015	18,874	13,629	18,874	13,629					31,273	30,712	7,939	-298,833
2016	19,383	12,489	19,383	12,489					31,273	48,785	8,932	-187,323
2017	20,255	11,818	20,255	11,818					31,273	48,722	9,948	-125,885
2018	22,250	9,517	22,250	9,517					31,273	48,785	18,992	-82,839
2019	23,877	7,838	23,877	7,838					31,273	48,838	12,888	-39,885
2020	25,628	6,145	25,628	6,145					31,273	48,938	13,157	5,925
2021	27,519	4,254	27,519	4,254					31,273	48,899	14,288	58,538
2022	29,583	2,218	29,583	2,218					31,273	47,285	15,432	93,183
2023	0	0	0	0					0	48,385	48,385	147,568
2024	0	0	0	0					0	48,538	48,538	197,143
2025	0	0	0	0					0	58,838	58,838	247,997
2026	0	0	0	0					0	58,185	58,185	308,182
2027	0	0	0	0					0	59,488	59,488	368,588
2028	0	0	0	0					0	58,743	58,743	428,293
2029	0	0	0	0					0	58,112	58,112	488,385
2030	0	0	0	0					0	57,514	57,514	528,839
2031	0	0	0	0					0	58,992	58,992	588,838
2032	0	0	0	0					0	68,438	68,438	648,257
2033	0	0	0	0					0	68,337	68,337	708,158
2034	0	0	0	0					0	63,485	63,485	768,628
2035	0	0	0	0					0	65,822	65,822	828,752
2036	0	0	0	0					0	68,899	68,899	888,458
2037	0	0	0	0					0	68,387	68,387	948,817
2038	0	0	0	0					0	0	0	988,817
2039	0	0	0	0					0	0	0	988,817
2040	0	0	0	0					0	0	0	988,817
Sumas	228,239	58,845	228,239	58,845	0	0	0	0	324,204	1,291,882	388,887	
VPN	189,112	58,488	189,112	58,488					185,515	310,585	150,990	

B/C 1.912
TIR > 100%
AÑO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSION 2020

3.8 CASO 4

CASO 4 CON 25 AÑOS DE VIDA UTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON COMPRA DE ENERGIA A CFE

Supuestos Técnicos y Operativos Actuales

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	94.520
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	46793
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	2014
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2654.555
Horas en el año	8760

Cálculos para la Reconfiguración:

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	34.840
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	67.850
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	37471
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	1353
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2125.691

Supuestos económico-financieros

Tipo de cambio (pesos/dólar)	12.000
Tasa de descuento anual real	12.00%
Inflación anual (EUA)	2.50%
Tasa nominal	12.00%
Moneda de	2011

Cálculos para la Reconfiguración:

Monto total de inversión (miles de dólares de 2011)	\$199,354
Monto total a financiar (MUSD)	\$226,239
Monto total más financiamiento (MUSD)	\$324,284
Tasa de descuento nominal anual	12.00%
Fecha inicio construcción	Ene-11
Fecha fin construcción	Dic-12
Fecha inicio de operación con Reconfiguración	Ene-13
Vida útil en años	25
No. de años de Financiamiento	10

Cálculo del resultado neto de operación														CASO 4 CON 25 AÑOS DE VIDA ÚTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON COMPRA DE ENERGIA A CFE																		
Año	Sin proyecto							Con proyecto							Resultado neto																	
	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo	Costos de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible agua cruda	Costos de agua tratada	Costos de planta	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo	Costos de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible agua cruda	Costos de agua tratada	Costos de planta	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo	Costos de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible agua cruda	Costos de agua tratada	Resultado neto		
2011	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,612	146,836	8,177	735	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,612	146,836	8,177	735	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	3,612	146,836	8,177	735	0
2012	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,703	150,506	8,381	754	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,703	150,506	8,381	754	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	3,703	150,506	8,381	754	0
2013	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,795	154,269	8,590	773	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,795	154,269	8,590	773	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	3,795	154,269	8,590	773	0
2014	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,890	158,126	8,805	792	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,890	158,126	8,805	792	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	3,890	158,126	8,805	792	0
2015	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,987	162,079	9,025	812	0.948	0.000	0.000	0	0	0	3,987	162,079	9,025	812	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	3,987	162,079	9,025	812	0
2016	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,087	166,131	9,251	832	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,087	166,131	9,251	832	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,087	166,131	9,251	832	0
2017	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,189	170,284	9,482	853	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,189	170,284	9,482	853	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,189	170,284	9,482	853	0
2018	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,294	174,541	9,719	874	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,294	174,541	9,719	874	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,294	174,541	9,719	874	0
2019	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,401	178,905	9,962	896	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,401	178,905	9,962	896	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,401	178,905	9,962	896	0
2020	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,511	183,377	10,211	918	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,511	183,377	10,211	918	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,511	183,377	10,211	918	0
2021	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,624	187,962	10,467	941	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,624	187,962	10,467	941	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,624	187,962	10,467	941	0
2022	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,740	192,661	10,728	965	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,740	192,661	10,728	965	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,740	192,661	10,728	965	0
2023	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,858	197,477	10,997	989	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,858	197,477	10,997	989	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,858	197,477	10,997	989	0
2024	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,980	202,414	11,271	1,014	0.948	0.000	0.000	0	0	0	4,980	202,414	11,271	1,014	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	4,980	202,414	11,271	1,014	0
2025	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,104	207,475	11,553	1,039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,104	207,475	11,553	1,039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,104	207,475	11,553	1,039	0
2026	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,232	212,662	11,842	1,065	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,232	212,662	11,842	1,065	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,232	212,662	11,842	1,065	0
2027	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,363	217,978	12,138	1,092	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,363	217,978	12,138	1,092	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,363	217,978	12,138	1,092	0
2028	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,497	223,428	12,442	1,119	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,497	223,428	12,442	1,119	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,497	223,428	12,442	1,119	0
2029	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,634	229,013	12,753	1,147	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,634	229,013	12,753	1,147	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,634	229,013	12,753	1,147	0
2030	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,775	234,739	13,071	1,175	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,775	234,739	13,071	1,175	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,775	234,739	13,071	1,175	0
2031	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,919	240,607	13,398	1,205	0.948	0.000	0.000	0	0	0	5,919	240,607	13,398	1,205	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	5,919	240,607	13,398	1,205	0
2032	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,067	246,622	13,733	1,235	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,067	246,622	13,733	1,235	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,067	246,622	13,733	1,235	0
2033	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,219	252,788	14,077	1,266	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,219	252,788	14,077	1,266	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,219	252,788	14,077	1,266	0
2034	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,375	259,108	14,428	1,297	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,375	259,108	14,428	1,297	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,375	259,108	14,428	1,297	0
2035	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,534	265,585	14,789	1,330	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,534	265,585	14,789	1,330	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,534	265,585	14,789	1,330	0
2036	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,697	272,225	15,159	1,363	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,697	272,225	15,159	1,363	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,697	272,225	15,159	1,363	0
2037	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,865	279,030	15,538	1,397	0.948	0.000	0.000	0	0	0	6,865	279,030	15,538	1,397	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	6,865	279,030	15,538	1,397	0
2038	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VP al 12 % en 2011				0	0	0	38,689	1,572,995	87,582	7,877				0	0	0	38,689	1,572,995	87,582	7,877				0	0	0	0	38,689	1,572,995	87,582	7,877	0
SUMAS				0	0	0	136,954	5,566,829	309,990	27,876				0	0	0	136,954	5,566,829	309,990	27,876				0	0	0	0	136,954	5,566,829	309,990	27,876	0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0	0	0								0	0	0	0					0
				0	0	0								0</																		

Año	Pagos del Financiamiento				Inversión Propagandística				Total de Pagos Financieros	Resultado neto de la operación	Flujo Neto	Año de recuperación de la inversión
	[en los de dólares corrientes de 2011]				Miles de dólares de 2011		Miles de dólares corrientes					
	Años mínimos		Años máximos		Miles de dólares corrientes							
Amortización	Intereses	Amortización	Intereses									
2011	0	0	0	0					0	0	0	-328,288
2012	0	0	0	0					0	0	0	-328,288
2013	22,325	16,888	22,325	16,884					38,388	38,813	-12,318	-298,222
2014	16,676	14,825	16,676	14,825					31,273	38,883	-5,118	-271,888
2015	18,874	13,628	18,874	13,628					31,273	27,238	-4,443	-248,228
2016	19,383	12,488	19,383	12,488					31,273	38,813	-9,768	-218,288
2017	28,255	11,818	28,255	11,818					31,273	38,713	-9,888	-187,258
2018	22,258	9,517	22,258	9,517					31,273	28,438	-2,342	-158,122
2019	23,677	7,828	23,677	7,828					31,273	38,167	-1,888	-127,258
2020	25,628	6,145	25,628	6,145					31,273	38,228	-852	-97,825
2021	27,519	4,254	27,519	4,254					31,273	38,828	-79	-65,341
2022	29,583	2,218	29,583	2,218					31,273	38,888	713	-32,855
2023	0	0	0	0					0	38,228	38,228	444
2024	0	0	0	0					0	38,138	38,138	38,528
2025	0	0	0	0					0	38,288	38,288	68,258
2026	0	0	0	0					0	35,828	35,828	105,417
2027	0	0	0	0					0	38,725	38,725	142,122
2028	0	0	0	0					0	37,628	37,628	178,847
2029	0	0	0	0					0	38,618	38,618	216,482
2030	0	0	0	0					0	39,588	39,588	258,848
2031	0	0	0	0					0	48,571	48,571	298,815
2032	0	0	0	0					0	48,585	48,585	348,288
2033	0	0	0	0					0	47,825	47,825	382,828
2034	0	0	0	0					0	43,828	43,828	428,515
2035	0	0	0	0					0	44,783	44,783	471,257
2036	0	0	0	0					0	45,582	45,582	517,288
2037	0	0	0	0					0	47,828	47,828	568,248
2038	0	0	0	0					0	0	0	598,248
2039	0	0	0	0					0	0	0	598,248
2040	0	0	0	0					0	0	0	598,248
Sumas	228,228	58,845	228,228	58,845	0	0	0	0	324,284	882,528	584,288	
VPN	188,112	58,488	188,112	58,488					185,915	217,818	52,303	

B/C **1.316**
TIR **> 22.76%**
AÑO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSIÓN **2023**

3.9 CASO 5

CASO 5 CON 25 AÑOS DE VIDA UTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGIA EXCEDENTE

Supuestos Técnicos y Operativos Actuales

Capacidad Neta evitada (MW)	0.000
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	0.000
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	94.520
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	46793
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	2014
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2654.555
Horas en el año	8760

Cálculos para la Reconfiguración:

Capacidad Neta evitada (MW)	47.210
Capacidad Neta demandada a CFE (MW)	0.000
Capacidad para porteo (MW)	47.210
Factor de Planta	0.948
Consumo de Combustible (MMPCD)	73.630
Consumo de Agua Cruda (m ³ /día)	36852
Consumo de Agua Tratada (m ³ /día)	719
Costo de Reactivos (MUSD/año)	2090.612

Supuestos económico-financieros

Tipo de cambio (pesos/dólar)	12.000
Tasa de descuento anual real	12.00%
Inflación anual (EUA)	2.50%
Tasa nominal	12.00%
Moneda de	2011

Cálculos para la Reconfiguración:

Monto total de inversión (miles de dólares de 2011)	\$199,354
Monto total a financiar (MUSD)	\$226,239
Monto total más financiamiento (MUSD)	\$324,284
Tasa de descuento nominal anual	12.00%
Fecha inicio construcción	Ene-11
Fecha fin construcción	Dic-12
Fecha inicio de operación con Reconfiguración	Ene-13
Vida útil en años	25
No. de años de Financiamiento	10

Cálculo del resultado neto de operación		CASO 5 CON 25 AÑOS DE VIDA ÚTIL Y 10 AÑOS DE FINANCIAMIENTO CON PORTEO DE ENERGÍA EXCEDENTE															
Año	Factor de planta	Sin proyecto						Con proyecto						Resultado neto			
		Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía	Costos de Porteo de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible agua cruda 2011	Costos de agua tratada	Factor de planta	Venta de E. neta (GWh)	Compra E. neta (GWh)	Ingresos por Energía	Egresos por Energía		Costos de Porteo de O&M miles de dólares de 2011	Costos de combustible agua cruda 2011	Costos de agua tratada
2011	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2012	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2013	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2014	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2015	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2016	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2017	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2018	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2019	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2035	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2036	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2037	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2038	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2039	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2040	0.948	0.000	0.000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VP al 12 % en 2011				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SUMAS				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				203,336	0	14,373	51,453	1,287,497	72,310	3,717	481,149						
				829,459	0	58,630	188,981	4,402,212	247,649	10,907	1,962,728						

Año	Pagos del Financiamiento				Inversión Propaganda				Total de Pagos Financieros	Resultado neto de la operación	Flujo Neto	Año de recuperación de la inversión
	[en los decimales centésimas de 2011]				Miles de dólares de 2011							
	Años subsiguientes		Años sucesivos		Miles de dólares centésimas							
	Amortización	Intereses	Amortización	Intereses								
2011	0	0	0	0					0	0	0	-324,204
2012	0	0	0	0					0	0	0	-324,204
2013	22,325	10,884	22,325	10,884					38,308	57,468	15,132	-289,072
2014	10,070	14,825	10,070	14,825					31,273	58,827	27,128	-287,320
2015	10,074	13,829	10,074	13,829					31,273	60,338	28,527	-147,557
2016	10,073	12,489	10,073	12,489					31,273	60,629	30,180	-85,676
2017	20,255	11,818	20,255	11,818					31,273	60,420	31,828	-22,252
2018	22,250	9,517	22,250	9,517					31,273	65,811	33,228	42,758
2019	23,077	7,820	23,077	7,820					31,273	68,627	34,884	100,280
2020	25,028	6,145	25,028	6,145					31,273	68,383	30,538	127,828
2021	27,519	4,254	27,519	4,254					31,273	20,810	38,237	246,789
2022	29,503	2,210	29,503	2,210					31,273	21,260	39,988	319,428
2023	0	0	0	0					0	23,525	23,525	393,953
2024	0	0	0	0					0	25,393	25,393	468,486
2025	0	0	0	0					0	27,228	27,228	545,820
2026	0	0	0	0					0	29,210	29,210	624,980
2027	0	0	0	0					0	31,150	31,150	704,820
2028	0	0	0	0					0	33,228	33,228	785,317
2029	0	0	0	0					0	35,380	35,380	874,617
2030	0	0	0	0					0	37,433	37,433	962,820
2031	0	0	0	0					0	39,629	39,629	1,051,670
2032	0	0	0	0					0	41,868	41,868	1,143,529
2033	0	0	0	0					0	44,150	44,150	1,237,685
2034	0	0	0	0					0	46,580	46,580	1,334,825
2035	0	0	0	0					0	49,029	49,029	1,433,118
2036	0	0	0	0					0	51,280	51,280	1,534,513
2037	0	0	0	0					0	53,528	53,528	1,638,494
2038	0	0	0	0					0	0	0	1,638,494
2039	0	0	0	0					0	0	0	1,638,494
2040	0	0	0	0					0	0	0	1,638,494
Sumas	220,229	58,845	220,229	58,845	0	0	0	0	324,204	1,802,228	1,638,494	
VPN	103,112	50,489	103,112	50,484					105,515	481,149	315,634	

B/C **2.907**
TIR **Sin flujos neg.**
AÑO EN QUE SE RECUPERA LA INVERSION **2018**

3.10 RESULTADOS

El resumen de los resultados se puede apreciar en la siguiente tabla, donde se puede observar claramente que en cualquiera de los 5 Casos operativos el proyecto cuenta con buenos indicadores de rentabilidad.

El Caso 5 es el que presenta los mejores indicadores económicos, dando una explicación de los motivos por los que es así en el siguiente capítulo.

	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5
VPN miles de dólares	144,051	108,924	150,990	52,303	315,634
B/C	1.870	1.658	1.912	1.316	2.907
TR	> 100%	> 64%	> 100%	> 22.76%	Sin flujos neg.
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2021	2021	2020	2023	2018

Tabla 22. Resumen de resultados.

De la tabla anterior se observa que el caso con menores resultados es el Caso 4, por lo que para tener una mejor comparativa con los demás casos presento la siguiente tabla comparativa mostrando el aumento del indicador en porcentaje y mostrando el número de años antes en los que se recupera la inversión, tomando como caso base el Caso 4:

	Caso1	Caso2	Caso3	Caso4	Caso5
VPN miles de dólares	275%	208%	289%	Caso de referencia indicadores mas bajos	603%
B/C	142%	126%	145%		221%
TR	439%	201%	439%		—
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2	2	3		5

Tabla 23. Comparativa de resultados.

En cuanto al resultado de las emisiones contaminantes, la experiencia interna de la CFE ha demostrado que la mejor forma de reducirlas es incrementando la eficiencia, es decir, lograr la misma generación de energía eléctrica reduciendo el consumo del combustible. En la siguiente tabla se realiza un análisis de la reducción del principal contaminante emitido, el CO₂, para que el lector se de cuenta, que aunque el estudio no está encaminado al análisis de contaminantes, también se tiene un gran impacto en la reducción de emisiones. El valor promedio de 11.7% en peso de producción de CO₂ para gas natural y la densidad de 0.04491 lb/ft³, se obtuvieron de la bibliografía de referencia [14], tomando en consideración un gas natural con un alto contenido de metano. El consumo de GN para la condición actual, se obtuvo de la tabla 6 y el consumo para la reconfiguración (Caso 5), de la tabla de la sección 2.4.3:

	% en peso de CO ₂ generado	Consumo de GN en MMPCD	Factor de Conv. lb/ft ³	Factor de Conv. kg/lb	CO ₂ generado al día en kg
Condición Actual	11.70%	94.52	0.04491	0.4536	225282
Reconfiguración (Caso 5)	11.70%	73.63	0.04491	0.4536	175452
				CO₂ diario evitado	49790

Tabla 24. CO₂ diario que se deja de emitir.

3.11 ANALISIS DE SENSIBILIDAD

De los 5 casos analizados en la sección anterior podemos ver que el que obtuvo mejores indicadores es el número 5, que es el caso en donde se tiene la mayor cantidad de energía porteada a otros centros de consumo de PEMEX, sin embargo, el análisis detallado de esta situación es tema a tratar en el próximo capítulo, por lo que basta decir, que este caso 5, es el que servirá de base para desarrollar el análisis del comportamiento del proyecto a las siguientes variables:

- Incremento en el monto de inversión
- Decremento en el costo del gas natural (a menor costo menor beneficio por disminución en el consumo de gas natural)
- Retraso en la construcción del Proyecto
- Disminución en el Factor de Planta (falta de generación y por tanto de venta de energía)

La selección de las variables anteriores se realizó con base en aquellos factores que en mi experiencia con la CFE, me ha permitido observar que tienen la mayor probabilidad de presentar algún cambio durante la construcción y la operación de las centrales de generación.

En cuanto a la primera variable, que es el supuesto en el que existiera un incremento súbito en el costo de los equipos, materiales y obras necesarias para la realización del proyecto, se obtiene derivado del análisis, que el monto de la inversión podría incrementarse hasta en un 185%, y el proyecto seguiría siendo marginalmente rentable. A continuación se muestra una tabla del comportamiento de esta variable:

	50%	100%	150%	185%	200%
VPN miles de dólares	232,877	158,119	67,361	9,431	-15,396
B/C	1.938	1.453	1.163	1.020	0.969
TR	> 100%	> 30%	> 16%	> 12.5%	—
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2020	2023	2025	2026	2027

Tabla 25. Sensibilidad al incremento en el monto de inversión.

Asimismo, derivado de la situación que el proyecto reduce el consumo de combustible al desincorporar las calderas existentes y mejorar la eficiencia global de la generación de electricidad y de vapor, el análisis de sensibilidad al decremento del precio del gas natural, nos muestra que el proyecto es capaz de manejar un decremento de hasta el 100% de su valor original sin que se tengan valores negativos de VPN, situación que es imposible mercantilmente hablando, pero que nos indica claramente que si se considera un escenario de precios del gas natural alto, entonces los indicadores económicos mejoran, ya que el consumo de combustible evitado representa un porcentaje mayor con relación a las otras variables económicas como los son la inversión y los costos de operación y mantenimiento y si por el contrario se considera un escenario de precios del gas natural bajo, entonces se tiene un menor impacto al comparar la operación del CPG en su condición actual contra la implementación de la reconfiguración.

Aún más, se puede desprender de los valores de la tabla, que aún considerando el escenario más pesimista en el que no se tuviera una contribución económica positiva por esta variable, mostrado en el caso del decremento del 100% del costo del gas natural, el sólo hecho de evitar la compra de la energía eléctrica a CFE, a través del porteo a otros centros de consumo de PEMEX, de la energía eléctrica excedente producida, hace que el proyecto sea económicamente rentable. A continuación se muestra una tabla del comportamiento de esta variable:

	-20%	-40%	-60%	-80%	-100.00%
VPN miles de dólares	258,535	201,435	144,336	87,236	30,136
B/C	2.562	2.217	1.872	1.527	1.182
TIR	Sin flujos neg.	Sin flujos neg.	> 100%	> 37%	> 17.4%
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2019	2019	2021	2022	2025

Tabla 26. Sensibilidad al decremento en el costo del gas natural

El análisis de sensibilidad nos indica que el proyecto puede soportar sin problema más de 5 años de retraso en su construcción, y aún así seguiría teniendo un valor de Beneficio-Costo superior a 1.7 y más de 122 millones de dólares de VPN. A continuación se muestra una tabla del comportamiento de esta variable:

	1 año	2 años	3 años	4 años	5 años
VPN miles de dólares	268,827	227,905	189,539	154,427	122,294
B/C	2.638	2.377	2.145	1.933	1.739
TIR	> 75%	> 40%	> 29.5%	> 24%	> 20.5%
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2019	2020	2020	2021	2022

Tabla 27. Sensibilidad al retraso en la construcción del proyecto

En lo que respecta a una posible disminución del Factor de Planta del proyecto, derivado por ejemplo, de fallas con el equipo principal, tenemos que aún con un Factor de Planta de 0.35, considerando que se podría suministrar los requerimientos de vapor y energía eléctrica con los equipos actualmente instalados, tendríamos un proyecto marginalmente rentable.

	85%	70%	55%	35%	25%
VPN miles de dólares	252,272	178,545	104,818	6,515	-42,637
B/C	2.524	2.079	1.633	1.039	0.742
TIR	Sin flujos neg.	Sin flujos neg.	> 56%	> 13%	—
AÑO DE RECUPERACION DE LA INV.	2019	2020	2022	2026	2030

Tabla 28. Sensibilidad a la disminución en el Factor de Planta

4 CAPÍTULO IV

CONCLUSIONES

El Proyecto de cogeneración a través de la reconfiguración energética del CPG Nuevo Pemex es factible técnica, legal y económicamente, como quedó demostrado en el desarrollo de todo el análisis de viabilidad.

Asimismo queda claro que el Caso 5, es en el que se obtienen mejores indicadores económicos, y es el único en el que inclusive no se tiene en ningún año un flujo negativo de efectivo, es decir, los beneficios del proyecto desde el primer año son mayores al pago de capital e intereses derivados de los costos de inversión. La clave de lo anterior es la cantidad de energía eléctrica generada y que es portada a otros centros de consumo de PEMEX para su utilización, es decir, el beneficio clave del proyecto es el poder aprovechar toda la energía generada, tanto en su forma térmica, contenida en el vapor utilizado en el propio CPG Nuevo PEMEX, como la electricidad excedente, en otros centros de consumo, en otras palabras lo que se logra al diversificar las formas de la energía aprovechable es disminuir la entropía global de todo el proceso, lo cual se puede deducir fácilmente al comparar el calor suministrado a la planta de servicios auxiliares (sistema) que en el estado actual es de 3.85×10^9 btu/h con el del caso 5, que es de 3.00×10^9 btu/h, lo que se traduce en una menor cantidad de energía suministrada, y por el otro lado el tener disponibles 42 MW adicionales para porteo, lo que significa mayor energía aprovechable.

Además la cogeneración no solo ofrece un importante mejoramiento de la eficiencia energética, sino también una importante reducción de emisiones. Nuestro sistema actual de generación de electricidad centralizada derrocha más de dos tercios de la energía contenida en el combustible. Al menos la mitad de este derroche de energía podría ser recuperado si cambiamos de generación centralizada a sistemas distribuidos que cogeneran electricidad y energía térmica.

La cogeneración representa una oportunidad para hacer progresos significativos hacia el cumplimiento de nuestros compromisos de Kioto sobre reducción de gases de efecto invernadero, es decir, no sólo representa una oportunidad para mejorar la eficiencia de los procesos de generación de energía, con la reducción de costos que esto conlleva, sino que también proporciona un camino para mejorar el medio ambiente.

Desde el punto de vista legislativo, se demostró que la cogeneración se ha convertido en un elemento importante del debate nacional de energía, el objetivo ahora se está traduciendo en políticas concretas y programas a nivel gubernamental, que permitan superar los obstáculos y logren incentivar un mayor uso de la cogeneración, muestra de ello es toda la normatividad indicada en la sección 1.4, la cual en su gran mayoría fue promulgada durante el sexenio que acaba de concluir.

Los principales obstáculos para un mayor uso de la cogeneración, como se puede observar en este análisis de viabilidad, no son técnicas, ni normativas, ni económicas, sino de la difusión de los beneficios que se pueden obtener, ya que es viable su implementación en muchos procesos industriales que se encuentran ya en funcionamiento y en aquellos que estén por construirse. Por lo anterior, se debe de trabajar de forma inmediata para poner en marcha políticas gubernamentales que difundan lo que es la cogeneración y proporcionen incentivos a los proyectos que impliquen su uso, y creen un entorno global favorable en el que se involucre al sector privado, para que éste participe activamente en la adopción de la cogeneración, en todos los procesos en donde sea posible.

Es necesario el romper con los paradigmas que nos ponemos en la manera tradicional de realizar los proyectos de generación de energía, sirva para ello este análisis, en donde utilizando elementos tecnológicos existentes y sólo creando nuevos mecanismos de aprovechamiento de energía como lo es el porteo de electricidad a otras zonas, se tiene un mayor aprovechamiento de los recursos energéticos y con ello un mayor beneficio económico y ambiental de los proyectos de este tipo al compararlos con maneras tradicionales de generación.

GLOSARIO

Cogeneración: se define como la producción secuencial de energía eléctrica y/o mecánica y de energía térmica aprovechable en los procesos industriales a partir de una misma fuente de energía primaria.

Aire Comprimido: se refiere a una tecnología o aplicación técnica que hace uso de aire que ha sido sometido a presión por medio de un compresor.

Eficiencia: operar de modo que los recursos sean utilizados de forma más adecuada.

Watt: es la unidad de potencia del Sistema Internacional de Unidades.

Vapor: gas en que se transforma un líquido o un sólido por la absorción de calor.

Energía eléctrica: Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos.

Gases de Efecto Invernadero: Gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes.

Fuente de energía primaria: es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada.

Energía química: es uno de los aspectos de la energía interna de un cuerpo y, aunque se encuentra siempre en la materia, sólo se nos muestra cuando se produce una alteración íntima de ésta.

Calor: El calor es una cantidad de energía y es una expresión del movimiento de las moléculas que componen un cuerpo.

Combustible: es cualquier material capaz de liberar energía cuando se oxida de forma violenta con desprendimiento de calor poco a poco.

Turbina de vapor: es una turbo máquina motora, que transforma la energía de un flujo de vapor en energía mecánica a través de un intercambio de cantidad de movimiento entre el fluido de trabajo (entiéndase el vapor) y el rodete, órgano principal de la turbina, que cuenta con palas o álabes los cuales tienen una forma particular para poder realizar el intercambio energético.

Turbina de Gas: es una turbo máquina motora, cuyo fluido de trabajo es un gas. Debido a la compresibilidad de los gases, las turbinas de gas son turbo máquinas térmicas.

Sistema de tratamiento de agua: consiste en una serie de procesos físicos, químicos y biológicos que tienen como fin eliminar los contaminantes físicos, químicos y biológicos presentes en el agua efluente del uso humano.

Ácido sulfhídrico: Este gas, más pesado que el aire, esinflamable, incoloro, tóxico, odorífero: su olor es el de materia orgánica en descomposición, como de huevos podridos. A pesar de ello, en el organismo humano desempeña funciones esenciales.

Bióxido de carbono: es un gas cuyas moléculas están compuestas por dos átomos de oxígeno y uno de carbono.

Factor de potencia: al cociente entre la potencia activa y la potencia aparente, que es coincidente con el coseno del ángulo entre la tensión y la corriente cuando la forma de onda es sinusoidal pura.

Factor de planta: es el cociente entre la energía real generada por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales placa de identificación de los equipos.

Valor Presente Neto: Es el valor actual de la suma de los flujos de efectivo individuales futuros, traídos al presente mediante una tasa de descuento determinada.

Tasa Interna de Retorno: La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples es la tasa de interés (o la tasa de descuento) con la cual el valor presente neto (VPN) es igual a cero.

Relación Beneficio-Costo: También llamado "índice de rendimiento". Es un índice de rentabilidad de un proyecto que se basa en el VPN y que consiste en dividir el Valor Presente Neto de los ingresos entre el Valor Presente Neto de los egresos. Si este índice es mayor que 1 se acepta el proyecto; si es inferior que 1 no se acepta, ya que significa que la Rentabilidad del proyecto es inferior al costo del capital necesario para llevar a cabo el proyecto.

Financiamiento: Es el conjunto de recursos monetarios financieros para llevar a cabo una actividad económica, con la característica de que generalmente se trata de sumas tomadas a préstamo que complementan los recursos propios.

Porteo: Significa el utilizar las líneas de transmisión y de distribución del Sistema Eléctrico Nacional, pagando por ello una tarifa específica a la CFE, para transportar la energía eléctrica generada por una entidad distinta a la CFE, a otro centro de consumo propiedad de dicha entidad.

Entropía: es una medida de la cantidad de energía que no está disponible para realizar trabajo, es una medida del desorden que existe en un sistema.

BIBLIOGRAFIA

- [1] DE LA TECNICA A LA MODERNIDAD
Asdrúbal Valencia Giraldo
Editorial Universidad de Antioquia
Primera edición, Mayo de 2004
- [2] ORÍGENES HISTÓRICOS DEL EMPLEO TECNOLÓGICO DEL VAPOR
Lorenzo Sevilla Hurtado
Editorial Universidad de Málaga
Tercera edición, Junio de 2004
- [3] STEAM. IT'S GENERATION AND USE
Steven C. Stulz & John B. Kitto
Babcock & Wilcox (ed.),
Edición núm. 40, Ohio, 1992.
- [4] CALDERAS DE VAPOR EN LA INDUSTRIA
Molina Igartua, L.A. & Alonso Girón, J.A,
CADEM. Ente vasco de la energía (eve),
Bilbao, 1996
- [5] COGENERACION
Villares Martín.
Fundación Confemetal, Madrid 2000.
- [6] COGENERACIÓN. ASPECTOS TERMODINÁMICOS, TECNOLÓGICOS Y ECONÓMICOS
Sara Lizarraga,
Servicio Editorial de la Universidad del País Vasco,
Bilbao, 1994.
- [7] GAS PROCESSORS SUPPLIER ASSOCIATION (GPSA) ENGINEERING DATA BOOK
12th Edition 2004
6526 E. 60th Street, Tulsa, OK, USA 74145
- [8] COMPLEJO PROCESADOR DE GAS NUEVO PEMEX
Pemex Gas y Petroquímica Básica.
Dirección General PGPB
- [9] LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA
Última Reforma DOF 01-06-2011
- [10] LEY PARA EL APROVECHAMIENTO SUSTENTABLE DE LA ENERGÍA
Nueva Ley DOF 28-11-2008
- [11] LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS RENOVABLES Y EL
FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Última Reforma DOF 01-06-2011
- [12] REGLAMENTO DE LA LEY PARA EL APROVECHAMIENTO DE ENERGÍAS
RENOVABLES Y EL FINANCIAMIENTO DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
Nuevo reglamento DOF 02-09-2009
- [13] DECRETO POR EL QUE SE ADICIONAN DOS PÁRRAFOS AL ARTÍCULO 60. DE LA LEY
REGLAMENTARIA DEL ARTÍCULO 27 CONSTITUCIONAL EN EL RAMO DEL PETRÓLEO Y SE
REFORMA EL TERCER PÁRRAFO Y ADICIONA UN ÚLTIMO PÁRRAFO AL ARTÍCULO 30. DE
LA LEY ORGÁNICA DE PEMEX Y ORGANISMOS SUBSIDIARIOS.
DOF 12-01-2006
- [14] CLEAN COMBUSTION TECHNOLOGIES
Carl Bozzuto,
Transcontinental Printing
Canada, 2009
- [15] HANDBOOK OF NATURAL GAS TRANSMISSION AND PROCESSING
Saeid Mokhatab, William A. Poe, James G. Speight
Gulf Professional Publishing, 30 Corporate Drive, Burlington, MA
USA, 2006.

- [16] *EL SECTOR ENERGÉTICO EN MÉXICO*
Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática
México, 2008.
- [17] *POLITICA ENERGETICA: AGENDA PARA EL DESARROLLO*
Jose Luis Calva,
Miguel Ángel Porrúa
México, 2008.
- [18] *DESARROLLO SUSTENTABLE Y CAMBIO GLOBAL*
Victor L. Urquidi,
El Colegio de México A.C., Camino al Ajusco No. 20
México, 2007.
- [19] *ENERGIA: COMPROMISO PARA EL DESARROLLO SOCIAL Y ECONOMICO DE MEXICO*
Secretaría de Energía,
Fondo de Cultura Económica
México, 2006.