



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

PROGRAMA DE ESTUDIO DE MAESTRÍA
Y DOCTORADO

Facultad de Ingeniería

Análisis comparativo de tecnologías de
captura de CO₂
en la central dual Carboeléctrica
"Pdte. Plutarco Elías Calles"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO

DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

ENERGÍA (PROCESOS Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA)

P R E S E N T A:

JORDÁN PÉREZ SÁNCHEZ

T U T O R:

DR. GABRIEL LEÓN DE LOS SANTOS

MÉXICO, D. F. AGOSTO 2013



JURADO ASIGNADO:

Presidente: **Dr. Reinking Cejudo Arturo Guillermo**

Secretario: **Dr. León De Los Santos Gabriel**

Vocal: **Dr. Salinas Vázquez Martin**

1 er. Suplente: **Ing. Sánchez Cifuentes Augusto**

2 d o. Suplente: **Dr. Rodríguez Padilla Víctor**

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: **Ciudad Universitaria, D.F.**

TUTOR DE TESIS:

Dr. León De Los Santos Gabriel

FIRMA

Agradecimientos

Al término de esta etapa de mi vida, quiero expresar un profundo agradecimiento a quienes con su ayuda, apoyo y comprensión me alentaron a lograr este proyecto.

Me gustaría agradecer a cada uno el granito de arena que puso en este proyecto, pero no quiero ser grosero en nombrar a alguien primero ó olvidar mencionarlo, así que trataré de ser muy general.

Primero que nada agradezco a mi esposa e hija, que siempre estuvieron ahí para apoyarme, no me hubiera embarcado en este proyecto sin su apoyo.

A mis padres, que me han brindado su apoyo desde el momento de mi nacimiento, son los principales responsables de que hoy este culminando este proyecto, ya que ellos fueron mi báculo y frazada.

A mí hermano, que siempre me ha apoyado ante cualquier dificultad, con su fortaleza, mi mejor amigo.

A las familias Pérez, Sánchez, Resendiz, su calidez me ha hecho crecer y me enorgullece saber que una porción de ustedes esta en mí.

A mis profesores de la maestría, quienes me brindaron todo su apoyo y conocimiento, así como a mi *Alma Máter* la UNAM, en la que he pasado casi la mitad de mi vida.

Al CONACYT quién sin su apoyo, no me hubiera sido posible recorrer este sendero, gracias por su apoyo.

A mis compañeros de la maestría y colegas, su amistad y conocimientos me ayudaron en todo momento. GRACIAS.

Gracias a la vida por permitirme concluir un proyecto tan trascendente como este.



Resumen

Este trabajo estudia el costo de inversión de algunas de las tecnologías para mitigación de gases de efecto invernadero, tales como el dióxido de carbono con la implementación de captura de CO₂ mediante post-combustión, así como las consecuencias energéticas que influyen en la implementación de esta tecnología, ya que este proceso requiere de cantidades considerables de energía eléctrica y térmica.

En el primer capítulo se describen los tipos de tecnologías existentes para a generación eléctrica, así como las tendencias en consumo de energéticos a nivel nacional y mundial, para así estudiar la central Carboeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles “Petacalco” o central Dual¹.

En el segundo capítulo se presentan las tecnologías de captura de CO₂ existentes a nivel mundial, estas se clasifican en tres, siendo la post-combustión la mejor alternativa para implementar en la planta carboeléctrica antes mencionada. Una vez capturado este gas se inyectara a lecho profundo ya que de las diferentes opciones que existen para almacenar este gas, por las condiciones geográficas y el marco regulatorio es la más viable, una vez conocido lo anterior en el capítulo tercero se realizará un análisis técnico para replicar la planta al estado “actual” con condiciones de operación, régimen térmico y eficiencias en donde se propondrán 4 esquemas que incluyan la captura de CO₂ mediante post-combustión, los planteamientos aquí generados trataran de dar la mejor solución energética para la implementación de la tecnología de captura de CO₂, analizando la propuesta que tenga mejor eficiencia energética, valorando, la eficiencia global, potencia neta y régimen térmico neto. Resultando que la mejor alternativa con captura de CO₂ es la presentada en la propuesta 3, ya que al acoplar un TG que genera electricidad, una parte proporcional puede ser utilizada en el proceso de post-

¹ Se llama Dual porque puede consumir 2 tipos de combustibles, carbón y combustóleo –en desuso-.

combustión y utilizar el calor remanente de los gases efectos de la combustión del GN para generar vapor de BP. Esto hace que se mejore el régimen térmico, así como la eficiencia neta del ciclo termodinámico de esta propuesta. El régimen térmico neto tuvo incremento de 1,280 kJ/kWh respecto al modelo sin captura, esto implica que por cada mega watt generado, se emitirán 69 kgCO₂ a la atmosfera, generando en un año 334,660 tCO₂/a, lo cual resulta mucho menor que los 2,422,624 tCO₂/a que actualmente se emiten por no contar con este proceso.

Continuando con el capítulo 4 en donde se realiza el análisis financiero económico para una inversión de 509.4 MMUSD, contemplando algunas externalidades por la mitigación de SO₂, NOx, daños a la salud y el concepto de bonos de carbono.

Reflejando que no es viable este proyecto en el corto plazo, ya que el precio de los bonos de carbono esta por los suelos, pero si estos bonos incrementan su valor a 8.2 USD/t este proyecto será viable dentro de lo mínimo permitido. Así mismo el análisis financiero reflejó que solo utilizando un apalancamiento de 92.5% podría ser viable, pero es un escenario poco probable. Una vez realizado este análisis se culmina el presente con el capítulo 5 en donde se presentan las conclusiones.

Cabe señalar que para el presente trabajo se identificaron algunos gases producto de la combustión tales como: dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y CO₂, para apoyar ambientalmente los beneficios de la propuesta ganadora. El método utilizado desde los 90's en la Unión Europea (UE), el cual evalúa las externalidades más relevantes de la generación eléctrica.

En México un estudio realizado por SEMARNAT y CEPAL en el 2004 se obtuvieron algunos datos tales como: efectos adversos a la salud, costo de toneladas de SO₂ y de NOx emitida, entre otros, siendo los mencionados anteriormente trascendentes para la evaluación de externalidades del presente. Así con esta metodología se pretende que el proyecto a analizar tenga mayores probabilidades de cumplir los indicadores como TIR y B/C y dar pie a la ejecución del proyecto.

Objetivo General

Comparar las tecnologías existentes en materia de captura de CO₂ en operación comercial, en etapas de maduración y en desarrollo; así como analizar la factibilidad de su implementación en una central de carbón de la CFE

Objetivos específicos:

- Estudiar las tecnologías de separación, captura, transporte y secuestro de carbono existentes y hacer un análisis de las tecnologías con potencialidad de uso en plantas de carboeléctricas.
- Caracterizar y modelar el funcionamiento de la Central Carboeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles, determinado sus principales parámetros de desempeño con los que opera actualmente.
- Proponer y analizar opciones de configuración para el uso de la tecnología de captura en la central Carboeléctrica, modelando el desempeño de la central con el nuevo sistema, y comparar las mejoras y afectaciones logradas respecto a la operación actual.
- Elegir la mejor configuración en base a criterios técnicos operativos para la implementación del proceso de captura.
- Análisis de la viabilidad económica financiera para la operación de la central con la adopción de la tecnología seleccionada.

Contenido

Agradecimientos.....	I
Resumen.....	II
Objetivo General	IV
Objetivos específicos:	IV
Introducción.....	1
1 Plantas y sistemas de generación eléctrica	3
Introducción	4
1.1 Plantas de potencia y cambio climático.....	5
1.1.1 Plantas de generación	5
1.2 Cambio Climático	14
1.2.1 Emisiones de CO ₂	17
1.2.2 Protocolo de Kyoto	20
1.2.3 Bonos de carbono.....	22
1.3 Sistemas eléctricos	23
1.3.1 Sistemas de generación	24
1.3.2 Sistemas de suministro de combustible.....	25
1.3.3 Carbón.....	27
1.4 Tendencias de consumo de combustibles mundiales	31
1.4.1 Tendencias de consumo de carbón en el mundo.	33
1.5 Conclusión	35
2 Tecnologías de separación, captura y almacenamiento de CO ₂	36
Introducción	37
2.1 Tecnológicas de captura de CO ₂	39

2.1.1	Captura de CO ₂ con Oxí-combustión.....	40
2.1.2	Captura de CO ₂ con Pre-combustión	41
2.1.3	Captura de CO ₂ en Post-combustión.....	43
2.2	Aspectos Claves para la captura en post combustión.....	50
2.2.1	Acondicionamiento de los gases de combustión	50
2.2.2	Consumo de Energía.....	51
2.2.3	Proceso de Absorción.....	53
2.2.4	Efluentes:.....	56
2.3	Tecnologías de transporte de CO ₂	59
2.3.1	Transporte continuo.....	60
2.3.2	Transporte discontinuo (barco o camión)	61
2.4	Técnicas de almacenamiento.....	62
2.4.1	Almacenamiento Geológico	63
2.4.2	Yacimientos de hidrocarburos: petróleo y gas natural	64
2.4.3	Acuíferos salinos	65
2.4.4	Capas de carbón no explotadas	66
2.4.5	Otras técnicas de almacenamiento menos comunes	66
2.5	Conclusión	67
3	Caracterización de las condiciones de desempeño y operación de la central dual “Plutarco Elías Calles (Petacalco)”	69
	Introducción	70
3.1	Descripción la central Plutarco Elías Calles	71
3.1.1	Ubicación.....	71
3.1.2	Condiciones ambientales de la Central	71
3.1.3	Condensador de vapor principal.....	72

3.1.4	Generador de Vapor	75
3.1.5	Turbina de vapor y generador eléctrico	76
3.1.6	Interconexiones y transmisión de la Central	78
3.1.7	Operación de la Central.....	79
3.2	Proceso de combustión en la unidad seleccionada.....	79
3.2.1	Sistemas de Combustión de Carbón Pulverizado.....	79
3.2.2	Emisiones Gaseosas de la Combustión de Carbón Pulverizado	80
3.2.3	Circuito del aire de combustión.....	80
3.2.4	Criterios de diseño y modelado	83
3.3	Caso base del Modelo de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles “Petacalco”	85
3.4	Implementación de alternativas para la captura de CO ₂	88
3.4.1	Captura de CO ₂ alimentado por una extracción de vapor de BP.....	88
3.4.2	Alternativa de Captura de CO ₂ abastecida con energía solar.....	95
3.4.3	Alternativa de Captura de CO ₂ abastecida por una turbina de gas. ..	99
3.4.4	Alternativa de Captura de CO ₂ abastecida por un calentador solar y un CC. 104	
3.5	Inyección y almacenamiento de CO ₂	108
3.6	Conclusión.	112
4	Evaluación económica financiera de la opción seleccionada.....	118
	Introducción	119
4.1	TREMA.....	121
4.2	Valor Presente Neto VPN.....	121
4.3	Anualidad equivalente	122
4.4	Periodo de recuperación Payback	123
4.5	Tasa interna de retorno TIR	124

4.6	Relación Beneficio Costo B/C	125
4.7	Costos de Inversión.....	126
4.8	Externalidades.	127
4.9	Supuestos técnicos de la propuesta 3.....	129
4.10	Resultados económicos	129
4.10.1	Análisis de sensibilidad económica.	131
4.10.2	Evaluación Financiera.	132
4.11	Conclusión	133
5	Conclusiones.....	134
	ANEXOS	136
	INDICE DE FIGURAS	140
	INDICES DE TABLAS	141
	NOMENCLATURA	142
	BIBLIOGRAFÍA	146

Introducción

El efecto invernadero es un fenómeno natural, el cual provoca un calentamiento de la atmosfera en sus capas bajas; los gases que lo producen se denominan de efecto invernadero, compuestos naturales de la atmosfera donde su concentración y distribución está regulada por los ciclos de carbono y nitrógeno.

Los principales gases de efecto invernadero son producto de la actividad humana, como son el N_2O producto de cambios de suelo agrícola, CH_4 del gas natural, residuos sólidos y aguas residuales, CFC, PFC, SF_6 provenientes de refrigerantes, repelentes y productos en aerosol y el CO_2 producto de la combustión de combustibles fósiles. El CO_2 es emitido principalmente por 3 sectores: transporte, terciario (doméstico y servicios) y el sector eléctrico.

El desarrollo económico de los países desarrollados y especialmente de aquellos en vías de desarrollo está íntimamente ligado a un crecimiento de la demanda energética, por lo que las proyecciones indican que la necesidad de combustibles energéticos del tipo fósiles seguirá en aumento en cuanto no se desarrollen nuevas tecnologías medioambientalmente y económicamente eficientes. Es por esta razón que en una actualidad en donde los efectos de la polución comienzan a visualizarse (cambio climático) y proyectarse, es necesario controlar las emisiones de estos gases, como el CO_2 , regulándolo con el fin de proteger el medio ambiente.

En los últimos años el planeta ha venido sufriendo distintos cambios, muchos de ellos graves, entre ellos el cambio climático. Este problema, a pesar de ser ocasionado por la actividad humana, está afectando la vida no sólo de las personas, sino también de ecosistemas, plantas, animales, y poniendo en grave riesgo la biodiversidad. Como causante principal de éste fenómeno, el ser humano debe responsabilizarse y encontrar alternativas más sustentables para la

realización de sus diferentes actividades. Como es sabido, los gases de efecto invernadero, principalmente el CO₂ como residuo de los combustibles fósiles utilizados para actividades humanas, es uno de los principales contribuyentes al cambio climático. Debido a esto, se ha planteado la necesidad de la creación y utilización de formas de energía más limpias y más sustentables. Es así como los países más desarrollados han llevado a cabo numerosas investigaciones invirtiendo importantes sumas de dinero con el objetivo de implementar tecnologías que puedan reducir las emisiones de CO₂ en los procesos de generación de energía, mediante tecnologías de captura, secuestro y almacenamiento de este gas.

1 Plantas y sistemas de generación eléctrica

Introducción

Desde que Nikola Tesla descubrió la corriente alterna y la forma de producirla en los alternadores, se ha llevado a cabo una inmensa actividad tecnológica para llevar la energía eléctrica a todos los lugares habitados del mundo, por lo que, junto a la construcción de grandes y variadas centrales eléctricas, se han construido sofisticadas redes de transporte y sistemas de distribución. Sin embargo, el aprovechamiento ha sido y sigue siendo muy desigual en todo el planeta. Así, los países industrializados o del Primer mundo son grandes consumidores de energía eléctrica, mientras que los países del llamado Tercer mundo apenas disfrutan de sus ventajas. Las centrales eléctricas son las instalaciones productoras de energía eléctrica. Son instalaciones dónde hay un conjunto de máquinas motrices y aparatos que se utilizan para generar energía eléctrica.

La demanda de energía eléctrica de una ciudad, región o país tiene una variación a lo largo del día. Esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona y turnos que realizan en su producción, climatología extremas de frío o calor, tipo de electrodomésticos que se utilizan más frecuentemente, tipo de calentador de agua que haya instalado en los hogares, la estación del año y la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda y, a medida que aumenta la potencia demandada, se debe incrementar la potencia suministrada. Esto conlleva el tener que iniciar la generación con unidades adicionales, ubicadas en la misma central o en centrales reservadas para estos períodos. En general los sistemas de generación se diferencian por el periodo del ciclo en el que está planificado que sean utilizados; se consideran de base la nuclear y la eólica, de valle la termoeléctrica de combustibles fósiles, y de pico la hidroeléctrica principalmente (los combustibles fósiles y la hidroeléctrica también pueden usarse como base si es necesario).

1.1 Plantas de potencia y cambio climático

1.1.1 Plantas de generación

En general, la generación de energía eléctrica consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, entre otras, en energía eléctrica. Para la generación industrial se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que ejecutan alguna de las transformaciones citadas. Estas constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico.

Dependiendo de la fuente primaria de energía utilizada, las centrales generadoras se clasifican en termoeléctricas (de carbón, petróleo, gas), nucleares, hidroeléctricas (aprovechando las corrientes de los ríos o del mar: mareomotrices), eólicas y solares fotovoltaicas. La mayor parte de la energía eléctrica generada a nivel mundial proviene de los dos primeros tipos de centrales reseñados. Todas estas centrales, excepto las fotovoltaicas, tienen en común el elemento generador, constituido por un alternador, movido mediante una turbina que será distinta dependiendo del tipo de energía primaria utilizada.

La capacidad nacional instalada² para generación de electricidad a diciembre de 2009 incluyendo exportación se ubicó en 60,440 MW, registrando un incremento de 1.7% respecto al año anterior. De esta capacidad, el servicio público (incluyendo producción independiente) concentró 85.5%, mientras que el restante 14.5% está distribuido entre las diferentes modalidades para generación de electricidad vigentes. Al cierre de 2009 la capacidad instalada del servicio público ascendió a 51,686 MW, un incremento neto de 581 MW, destacando las adiciones de 277 MW de ciclo combinado en Baja California y de 128 MW de turbogás en el área Central. Asimismo, la generación bruta del servicio público se ubicó en 235,107 GWh, lo cual significó una variación de -0.3% respecto al año anterior.

Las centrales que utilizan gas natural (ciclo combinado y turbogás) aportaron el 50.6% de esta energía, mientras que las termoeléctricas convencionales e

² Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025

hidroeléctricas lo hicieron con 18.3% y 11.2%, respectivamente. Esto tuvo como repercusión una mayor utilización del gas natural en la generación eléctrica, específicamente en lo que se refiere a la tecnología de ciclo combinado, al pasar de 8.6% en 1999 a 48.4% de la generación total del servicio público en 2009³.

1.1.1.1 Centrales Termoeléctricas

Se llaman centrales clásicas o de ciclo convencional a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo o gas natural para generar la energía eléctrica.

En el proceso termoeléctrico existe una clasificación de tipos de generación, según la tecnología utilizada para hacer girar los generadores eléctricos:

1. Vapor, con vapor de agua se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
2. Turbogás, con los gases de combustión se produce el movimiento de una turbina acoplada al generador eléctrico.
3. Combustión Interna, con un motor de combustión interna se produce el movimiento del generador eléctrico.
4. Ciclo Combinado, combinación de las tecnologías de turbogás y vapor. Constan de una o más unidades turbogás y una de vapor, cada turbina acoplada a su respectivo generador eléctrico.

En una central termoeléctrica de tipo vapor (Ilustración 1) la energía química del combustible se transforma en energía calorífica para producir vapor, éste se conduce a la turbina, donde su energía cinética se convierte en energía mecánica, la que se transmite al generador para producir energía eléctrica.

³ Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025

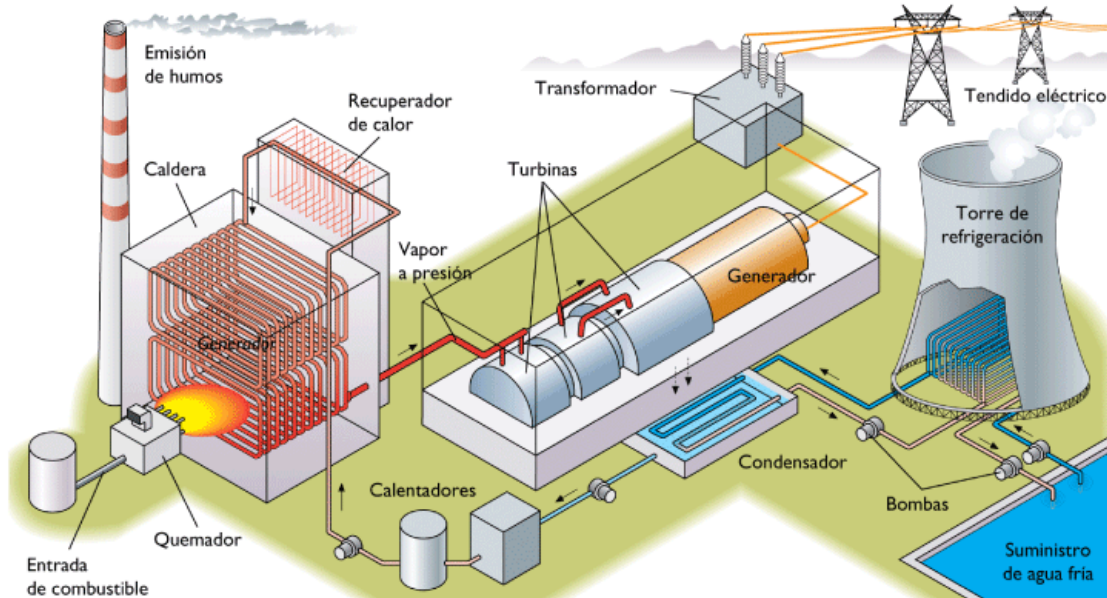


Ilustración 1 Central termoeléctrica

FUENTE: KALIPEDIA “La generación de Energía Eléctrica” consultada el Agosto 2012

Aunque pueden usarse combustibles diversos (carbón, petróleo, gas...), la producción de energía sigue en todos los casos el esquema siguiente:

1. El calor generado al quemar el combustible (carbón, petróleo) se emplea para calentar agua en una caldera, que se transforma en vapor.
2. Este vapor de agua se dirige hacia unas turbinas y las hace girar, debido a su empuje.
3. Un generador, el aparato capaz de producir electricidad, está acoplado a las turbinas, de manera que a medida que estas giran, se produce la energía eléctrica.
4. El generador está conectado a un transformador que convierte la corriente eléctrica para que se distribuya por los tendidos eléctricos.

Además, como puede verse en la parte inferior de la Ilustración 2, existe un sistema de refrigeración que permite convertir el vapor de agua que ha pasado por las turbinas en agua líquida, que vuelve a comenzar el ciclo a partir de la energía térmica obtenida de los combustibles.

1.1.1.2 Centrales Turbogas

La generación de energía eléctrica en estas unidades se logra cuando el sistema toma aire de la atmósfera a través de un filtro y entra después al compresor. El aire es comprimido aquí antes de llegar a la cámara de combustión, donde el combustible, inyectado en las toberas, se mezcla con el aire altamente comprimido, quemándose posteriormente.

De ello resultan gases de combustión calientes los cuales al expandirse hacen girar la turbina de gas. El generador, acoplado a esa turbina, transforma en electricidad la energía mecánica producida por ésta.

Después de mover la turbina los gases de la combustión son liberados a la atmosfera.

Estas unidades emplean como combustible gas natural o diesel en forma alternativa y en los modelos avanzados también pueden quemar combustóleo o petróleo crudo.

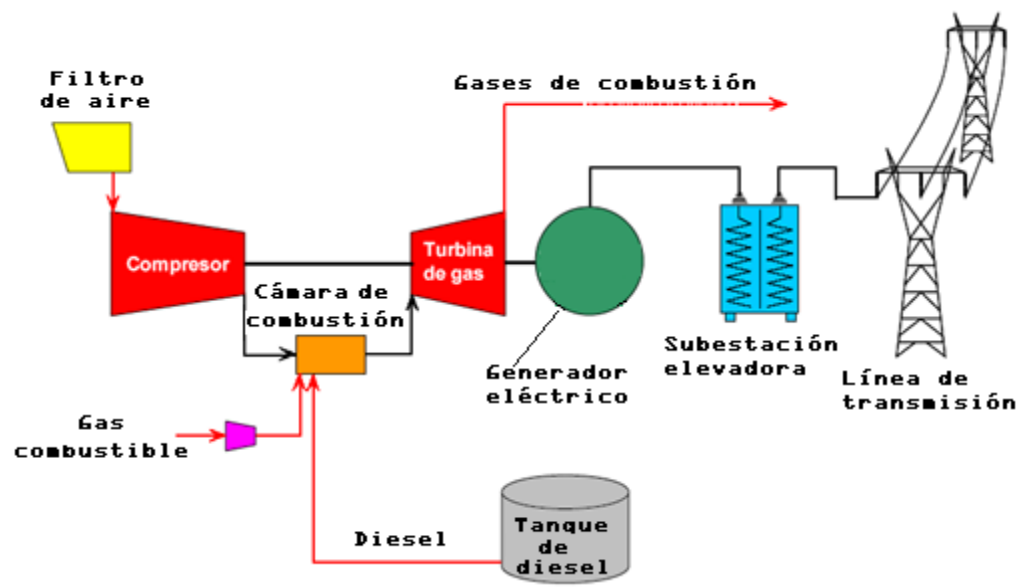


Ilustración 2 Central turbogas

Fuente: COPAR, 2007 Consultada en Agosto 2012

<http://www.cofemermir.gob.mx/mir/uploadtests/17293.66.59.4.COPAR%202007%20CFE.pdf>

1.1.1.3 Centrales de Ciclo combinado

En un ciclo combinado de gas y vapor su fundamento se encuentra en el hecho de que la turbina de gas expulsa gases con alto contenido de energía calorífica la cual se manifiesta en alta temperatura (hasta 623 °C en las turbinas de mayor capacidad). Esta energía es utilizada en un recuperador de calor para aumentar la temperatura del agua y llevarla a la fase de vapor, donde es aprovechada para generar energía eléctrica, siguiendo un proceso semejante al descrito para las plantas termoeléctricas convencionales.

Posteriormente el agua es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

Los ciclos combinados con alta temperatura de quemado en las turbinas de gas con recuperador de calor, hoy son los más eficientes en los sistemas de generación de energía disponibles.

Lo mencionado anteriormente se puede ver ejemplificado en la Ilustración 3

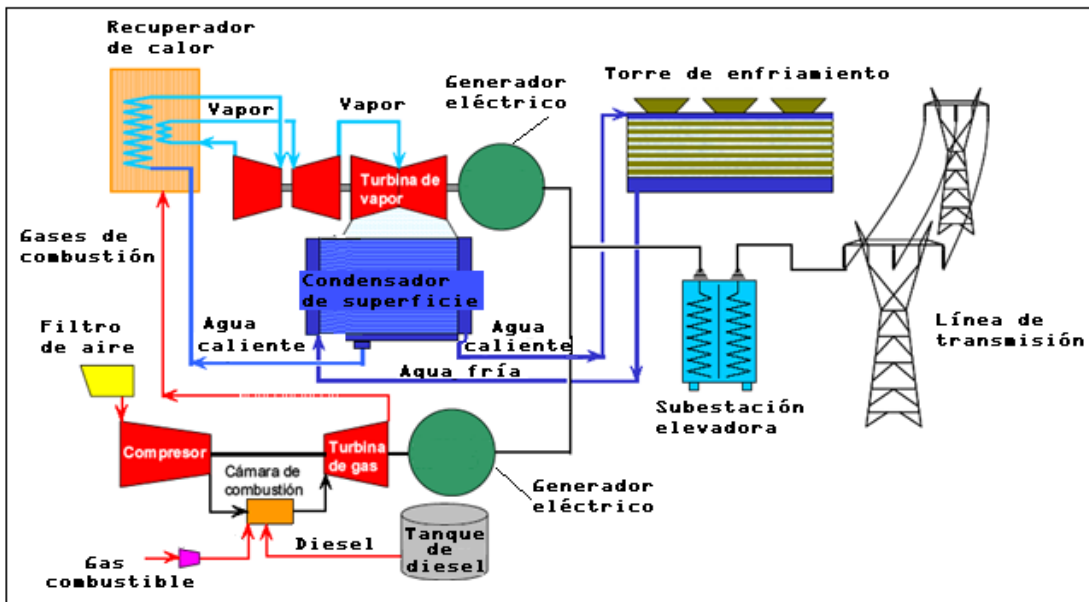


Ilustración 3 Central de ciclo combinado

Fuente: COPAR, 2007 Consultada en Agosto 2012
<http://www.cofemermir.gob.mx/mir/uploadtests/17293.66.59.4.COPAR%202007%20CFE.pdf>

1.1.1.4 Centrales Carboeléctricas

Estas plantas, no difieren en cuanto a su concepción básica de las termoeléctricas convencionales; el único cambio importante es el uso del carbón como energético primario. En la práctica, el carbón y los residuos de la combustión requieren de un manejo más complejo que los combustibles líquidos o gaseosos utilizados en termoeléctricas convencionales.

En Ilustración 4 se muestra una central carboeléctrica que no incluye equipos anticontaminantes para el control de la emisión de SO₂.

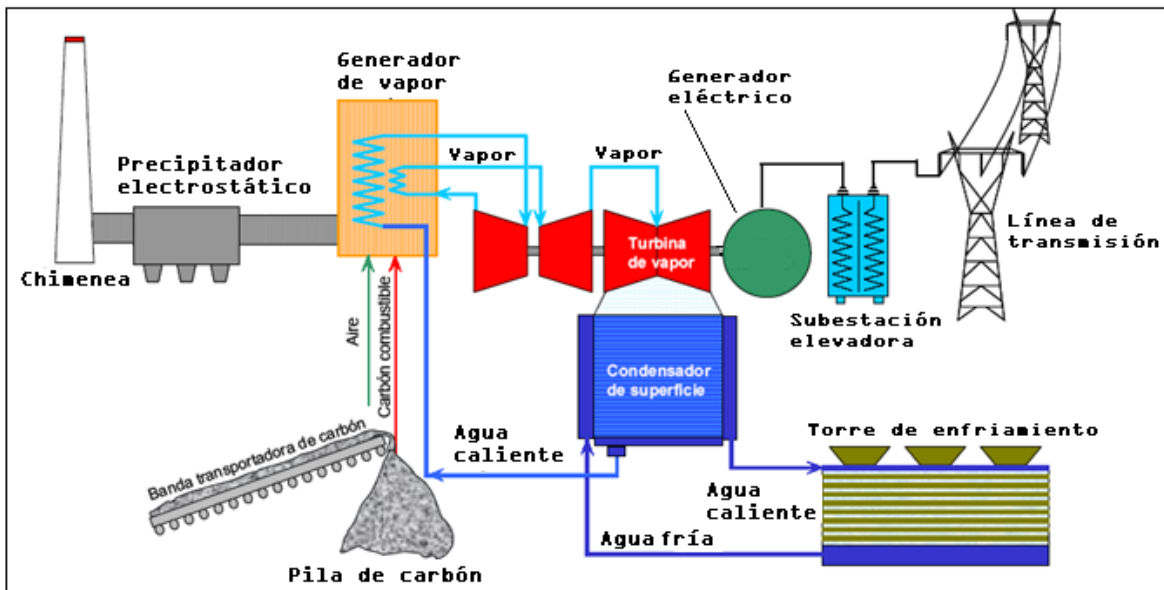


Ilustración 4 Central carboeléctrica

Fuente: COPAR, 2007 Consultada en Agosto 2012
<http://www.cofemermir.gob.mx/mir/uploadtests/17293.66.59.4.COPAR%202007%20CFE.pdf>

En el país existen dos centrales carboeléctricas, Carbón II y José López portillo, las cuales cuentan con 1,400 MW 1,200 MW de capacidad efectiva instalada respectivamente. Así mismo se cuenta con planta Dual "Petacalco" que su principal característica es que puede quemar carbón, combustóleo pesado como combustible alternativo y diesel para los arranques. Aunque el principal combustible es el carbón importado, de esta manera se le denomina Central Dual.

En la Tabla 1 se presentan las carboeléctricas instaladas en México con el tipo de tecnología, así como el número de unidades y su capacidad.

Tabla 1 Centrales pertenecientes a CFE en operación.

Tipo	Nombre de la central	Número de unidades	Fecha de entrada en operación	Capacidad efectiva instalada (MW)	Ubicación
Carbón	Carbón II	4	02-Nov-1993	1,400	Nava, Coahuila
	José López Portillo (Río Escondido)	4	21-sep-82	1,200	Nava, Coahuila
Dual	Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	7	18-nov-93	2,778	La Unión, Guerrero

Fuente: CFE, 2012

1.1.1.5 Tecnología de Centrales Carboeléctrica

A continuación se presenta una breve descripción de las tecnologías convencionales y de avanzada disponibles en el mundo, las cuales son utilizadas para la producción de energía eléctrica a partir de carbón.

a) Carbón Pulverizado con Fuego Frontal y Tangencial (PC)

Dentro de esta tecnología se cuenta con tres categorías, a saber: i) subcrítica, ii) supercrítica y, iii) ultra supercrítica. Se trata de una tecnología convencional, siendo la de mayor utilización mundial la subcrítica (caso de estudio). El proceso genérico consta principalmente de los equipos para el manejo, trituración y pulverización del carbón, de la caldera en donde se genera el vapor, de la turbina que se impulsa con el vapor producido, del generador de energía, de los equipos que intercambian calor para mejorar la eficiencia del ciclo térmico, de los equipos de filtrado y tratamiento de los gases incluyendo la chimenea y, de los equipos eléctricos que facilitan la evacuación de la energía y el consumo de la energía eléctrica requerida por la central⁴.

⁴ ECOCARBÓN. "Estudio de Actualización de costos de inversión de tecnologías de producción de electricidad con base en carbón". Bogotá, 1995

El grado de avance en la tecnología para la generación de energía con base en carbón pulverizado permite diseñar una planta para cualquier tipo de carbón. Las emisiones de SO_2 se pueden controlar con la adición de sistemas de desulfurización, limpieza del combustible, o con aditivos para que las cenizas concentren los sulfuros.

b) Lecho Fluidizado Circulante a Presión Atmosférica (ACFBC)

En términos generales, en esta tecnología se utiliza una caldera que produce vapor, el cual es utilizado para la generación de energía eléctrica en un turbogenerador convencional. El ciclo agua-vapor es también del tipo convencional y, solamente la isla caldera o combustor, es diferente al ciclo de carbón pulverizado. Adicionalmente, con la tecnología de lecho fluidizado no se requieren los sistemas de desulfurización requeridos para el proceso de carbón pulverizado, ya que, ésta se efectúa junto con la combustión⁵.

El proceso de lecho fluidizado es apto para una amplia variedad de carbones, desde bituminosos de alto rango, hasta lignitos de bajo rango con muy alto o muy bajo contenido de cenizas y, por lo tanto, se adapta a los cuatro tipos de carbones utilizados comúnmente en el país (ECOCARBÓN, 1995).

c) Lecho Fluidizado Burbujeante a Presión Atmosférica (ABFBC)

Una planta que utilice esta tecnología consta básicamente de los mismos equipos utilizados para la tecnología de carbón pulverizado, con excepción del combustor. Al igual que para el lecho Circulante, esta tecnología puede ser utilizada con una gama muy amplia de calidades de carbón. Presenta ventajas considerables con relación a la casi inexistente contaminación por NO_x , la reducida emisión de SO_x , la buena eficiencia de combustión (98%), casi independientemente de la calidad del carbón utilizado.⁶

⁵ ECOCARBÓN. "Estudio de Actualización de costos de inversión de tecnologías de producción de electricidad con base en carbón". Bogotá, 1995.

⁶ *Ibidem*

d) Ciclo combinado con lecho fluidizado a presión (PFBC)

Esta tecnología corresponde a un desarrollo del lecho fluidizado atmosférico que introduce la presurización del combustor, lo cual le confiere ventajas sobre la primera, ya que combina la generación de energía con turbinas de gas con la de las turbinas de vapor y, al mismo tiempo, mantiene las ventajas del lecho fluidizado en cuanto a la diversidad de carbones que puede procesar con un bajo nivel de emisión de contaminantes atmosféricos.

Una planta que utilice esta tecnología consta de un sistema de alimentación de carbón y de absorbente (caliza y dolomita⁷), de un combustor con ciclones que recirculan las partículas capturadas, una turbina de gas, un economizador, una turbina de vapor, un sistema de precalentamiento de agua y un filtro de gases para capturar partículas de ceniza.

Existen dos clases de procesos dentro de esta tecnología: el circulante (PCFB) y el burbujeante (PFBC). Debido a su relativa alta disponibilidad, a los bajos requerimientos de espacio y volumen, y a la alta eficiencia del proceso, esta tecnología presenta buenas condiciones para su utilización en repotenciación de unidades existentes con procesos convencionales⁸.

⁷Es un mineral compuesto de carbonato de calcio y magnesio [Ca Mg(CO₃)₂]

⁸ ECOCARBÓN. "Estudio de Actualización de costos de inversión de tecnologías de producción de electricidad con base en carbón". Bogotá, 1995.

1.2 Cambio Climático

“El cambio climático es la mayor amenaza medioambiental a la que se enfrenta el mundo”⁹.

Se llama cambio climático a la variación global del clima de la Tierra. Es debido a causas naturales y también a la acción del hombre y se producen a muy diversas escalas de tiempo y sobre todos los parámetros climáticos: temperatura, precipitaciones, nubosidad, etc. En teoría, son debidos tanto a causas naturales (Crowley y North, 1988) como antropogénicas (Oreskes, 2004).

La IPCC (Panel Internacional sobre Cambio Climático), un panel de 2500 científicos de primera línea, acordó que "un cambio discernible de influencia humana sobre el clima global ya se puede detectar entre las muchas variables naturales del clima". Según el panel, la temperatura de la superficie terrestre ha aumentado aproximadamente 0.6 °C en el último siglo. Las emisiones de dióxido de carbono por quema de combustibles, han aumentado a 6.25 mil millones de toneladas en 1996, un nuevo récord. Por otro lado, 1996 fue uno de los cinco años más calurosos que existe en los registros (desde 1866). De acuerdo a este panel, una duplicación de los gases de efecto invernadero incrementaría la temperatura terrestre entre 1 y 3.5 °C. Aunque no parezca mucho, es equivalente a volver a la última glaciación, pero en la dirección inversa. Por otro lado, el aumento de temperatura sería el más rápido en los últimos 100,000 años, haciendo muy difícil que los ecosistemas del mundo se adapten.

El cambio climático es actualmente la amenaza más grave para el medio ambiente, dado que el 80% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) provienen de la energía eléctrica y el transporte.

Para ello es fundamental un cambio en la forma de producir y usar la energía que es la mayor fuente de emisiones de CO₂. La sustitución de formas de obtención de “energía sucias” por otras sostenibles necesita la paralización de los nuevos

⁹Ban Ki Moon, Secretario General de Naciones Unidas.

proyectos de centrales térmicas por su carácter de fábricas de cambio climático, el cierre progresivo de las centrales nucleares y el apoyo a la generación de electricidad con fuentes renovables, eliminando así las barreras que existen para su crecimiento a gran escala, además sería de gran ayuda contar con que los ciudadanos contribuyan a la transformación del sistema energético.

El principal cambio climático a la fecha ha sido en la atmósfera, hemos cambiado y continuamos cambiando, el balance de gases que forman la atmósfera. Esta, constituida principalmente por Nitrógeno (N_2 , 78%) y Oxígeno (O_2 , 21%). El 1% restante lo forman el Argón (Ar, 0.9%), el dióxido de carbono (CO_2 , 0.035%=350 p.p.m.), distintas proporciones de vapor de agua y trazas de hidrógeno (H_2), ozono (O_3), metano (CH_4), monóxido de carbono (CO), Helio (He), Neón (Ne), Criptón (Kr) y Xenón (Xe).

Los gases invernadero tales como el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), son menos de una décima de un 1% del total de gases de la atmósfera, pero son vitales pues actúan como "una manta" alrededor de la tierra. Sin esta capa la temperatura mundial sería 35°C más baja.

El Protocolo de Kyoto regula seis gases de efecto invernadero: dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), hidrocarburos fluorados (HFCs), perfluorocarburos (PFCs) y hexafluoruro de azufre (SF_6).

Hay que tener en cuenta que los gases de efecto invernadero no contribuyen de igual forma al calentamiento de la atmósfera. Para tener en cuenta la contribución de cada gas, existe un parámetro denominado Potencial de Calentamiento Global (*GWP, Global Warming Potential*) que compara el poder de calentamiento de una masa de un cierto gas de efecto invernadero con el poder de calentamiento de la misma masa de CO_2 .

Estos gases se muestran en la Tabla 2, en el cual se explica el origen de su fuente emisora, así como el potencial de calentamiento global.

El principal gas de efecto invernadero, en cuanto a volumen de emisiones, es el CO₂, seguido por el CH₄ y el N₂O, quedando muy por debajo los HFC, los PFC y el SF₆.

Tabla 2 Potencial de calentamiento global de los distintos G.E.I. considerados

GAS	FUENTE EMISORA	GWP¹⁰
Dióxido de carbono (CO₂)	Combustibles fósiles, deforestación, destrucción de suelos	1
Metano (CH₄)	Ganado, biomasa, arrozales, escapes de gasolina, minería	21
Oxido Nitroso (N₂O)	Agricultura intensiva mediante la utilización de fertilizantes inorgánicos, los excrementos del ganado, la quema de biomasa y de combustibles fósiles o por la actividad de volcanes. Algunos procesos industriales, como los que operan con ácido nítrico para oxidación también emiten óxido nitroso.	310
Hidrofluorocarbonos (HFC)	Los sistemas de refrigeración industrial, aerosoles, disolventes, la producción de aluminio y aislantes eléctricos, o la agricultura intensiva.	740
Perfluorocarbonos (PFC)	Uso de este gas como refrigerante o en aerosoles y extintores	1,300
Hexafluoruro de azufre (SF₆)	Uso de este gas como refrigerante o en aerosoles y extintores.	23,900

Fuente: Página de internet Consultada en Agosto 2012.

http://www2.ine.gob.mx/descargas/cclimatico/inegei_res_ejecutivo.pdf

¹⁰ Potencial de calentamiento Global por sus siglas en ingles (Global Potential Warming)

El término suele usarse de forma poco apropiada, para hacer referencia tan sólo a los cambios climáticos que suceden en el presente, utilizándolo como sinónimo de calentamiento global. La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático usa el término cambio climático sólo para referirse al cambio por causas humanas:

Por "cambio climático" se entiende un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos comparables.

Además del calentamiento global, el cambio climático implica cambios en otras variables como las lluvias globales y sus patrones, la cobertura de nubes y todos los demás elementos del sistema atmosférico. La complejidad del problema y sus múltiples interacciones hacen que la única manera de evaluar estos cambios sea mediante el uso de modelos computacionales que simulan la física de la atmósfera y de los océanos.

1.2.1 Emisiones de CO₂

Las emisiones de dióxido de carbono tienen dos orígenes, naturales y antropogénicas, teniendo estas últimas un fuerte crecimiento en las últimas décadas. El promedio actual de emisiones de CO₂ en el aire oscila alrededor de 380 ppm, o 0.038%, con algunas variaciones día-noche, estacionales (por la parte antrópica) y con picos de contaminación localizados.

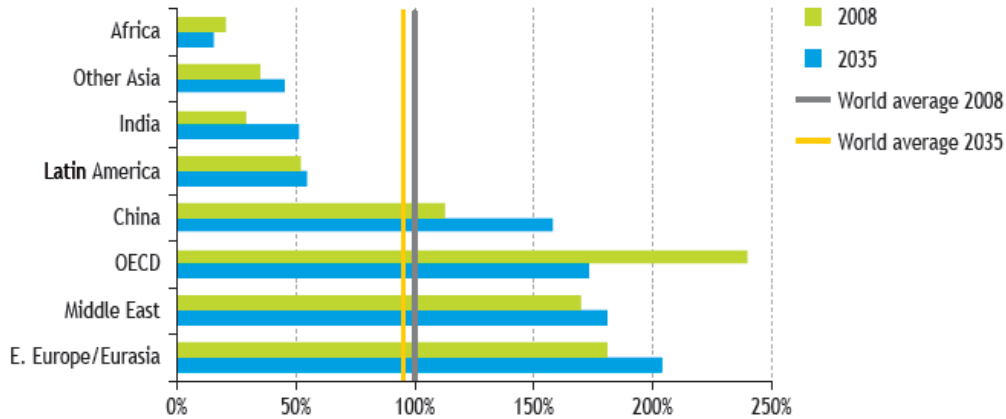
Con grandes variaciones, el incremento anual en la concentración de CO₂ en la atmósfera ha pasado de 0.5 ppm/año en 1960 a 2 ppm/año en año 2000, con un mínimo de 0.43 en 1992 y un máximo de 3 ppm en 1998. Desde 2000, la tasa anual apenas ha cambiado. La concentración de CO₂ en la atmósfera es actualmente de 387 ppm, o sea el 0.0387% de la atmósfera.

Las emisiones antropogénicas mundiales están aumentando cada año, en 2007 las emisiones de CO₂ eran 2 veces mayores que en 1971. Entre 1990 fueron emitidas 20.878 Gt/año de CO₂ y en 2005 (26.402), o sea un aumento del 1.7% por año durante este período. La combustión de un litro de gasolina no se desvanece en el aire, está genera 2.3 kg de CO₂ y un litro de gasóleo 2.6 kg de CO₂.

A pesar del Protocolo de Kyoto, las emisiones de dióxido de carbono siguen aumentando. En 2008, los países «menos desarrollados» representan más del 50% de las emisiones mundiales, pero en parte debido la producción de bienes para los países ricos. Si bien representan el 80% de la población mundial, sólo contribuyeron con el 20% de las emisiones desde 1751 a 2007. La tasa de emisiones de CO₂ en el aire aumento de 280 a 383 ppm durante este mismo período. El contenido de CO₂ nunca ha sido tan elevado desde hace 2.1 millones años.

De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, las emisiones de CO₂ aumentarán el 130% de aquí a 2050. La inversión necesaria para reducir a la mitad las emisiones y desarrollar una "revolución internacional de las tecnologías energéticas" se elevará a 45 000 millones de dólares de aquí a 2050.

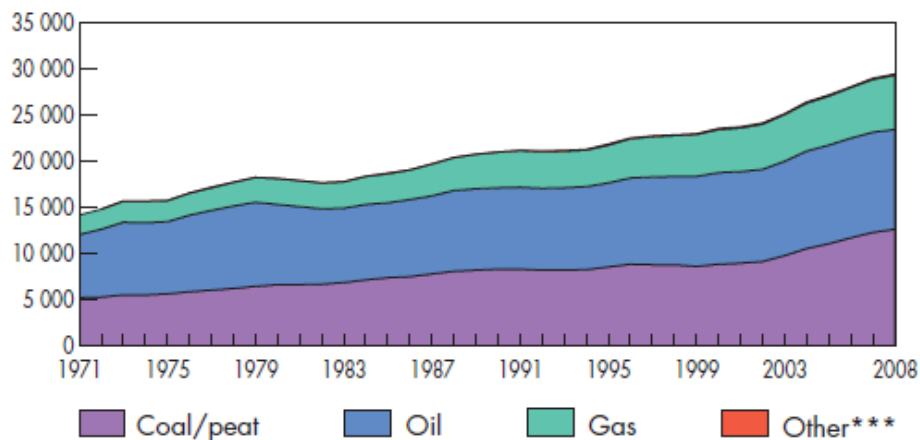
Las emisiones mundiales de CO₂ per cápita han aumentado enormemente desde 2000. En el Nuevo Escenario con políticas, esta tendencia al alza continúa hasta llegar a un pico de 4.5 toneladas alrededor de 2015 y luego se reducen a menos de 4.2 toneladas al final del período. Aunque el promedio per cápita en emisiones siguen cayendo en la OCDE, en 2035 siguen siendo 1.7 veces la corriente promedio mundial (Gráfica 1). El crecimiento más rápido en las emisiones per cápita se produce en China, de 4.9 toneladas en 2008, que crecen un 41% a 6.9 toneladas en 2035.



Gráfica 1 Emisiones energéticas de CO₂ Per cápita por regiones mundial en 2008

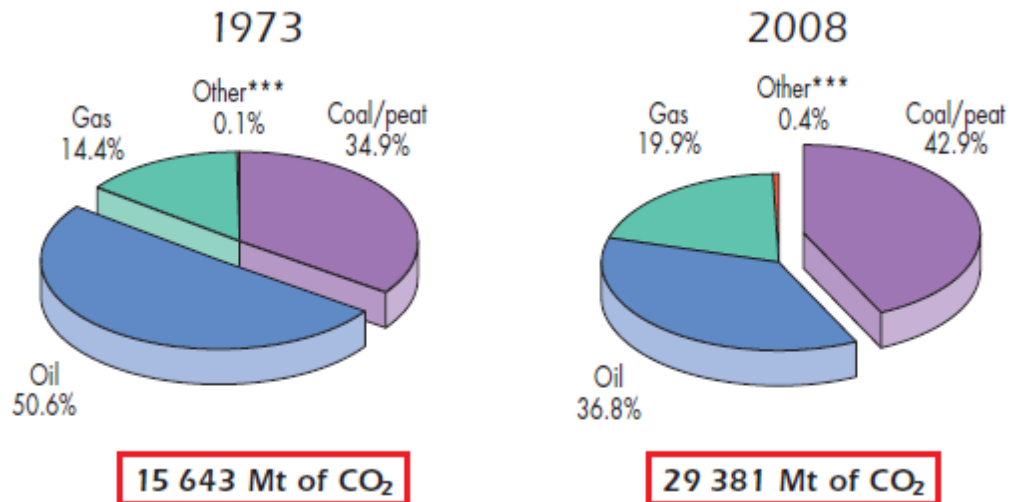
Fuente: Banco Mundial 2008

Así mismo se presenta la evolución de las emisiones de CO₂ por tipo de combustible de 1971-2008 (Gráfica 2) y una comparación de estos años por tipo de combustible (Gráfica 3), ambas a nivel mundial.



Gráfica 2 Evolución de de las emisiones de CO₂ mundiales por combustible (Mt deCO₂)

FUENTE: Key World Energy STATISTICS 2010



Gráfica 3 Emisiones de CO₂ de 1973 y 2008 por tipo de combustible.¹¹
 FUENTE: Key World Energy STATISTICS 2010

1.2.2 Protocolo de Kyoto

El Protocolo de Kyoto sobre el cambio climático es un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en el año 1990 alcanzaban el 100%, para el año 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95%. Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kyoto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, Japón pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009,

¹¹ Key World Energy Statistics 2010, International Energy Agency

eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. EEUU el mayor emisor de gases de efecto invernadero mundial no ha ratificado el protocolo.

Bajo los términos del Protocolo de Kioto, los países se agrupan en dos anexos.

El Anexo I incluye a la mayoría de los países industrializados, mientras que el **Anexo II**, incluye a los países en vías de desarrollo. De esta forma, para el período 2008 a 2012 los países del Anexo I se comprometerán a reducir sus emisiones totales de gases de invernadero en al menos 5 por ciento respecto a los niveles de 1990. Las metas cuantificadas de emisión son establecidas por cada país de manera diferenciada. Los países en vías de desarrollo que se adhirieron en el anexo 2, reciben estímulos financieros según su grado de participación.

Lo que incentivan a los países industrializados a invertir en proyectos con efectos ecológicos favorables, en los países en vías de desarrollo y adjudicarse los logros de las reducciones de los gases de efecto invernadero para cumplir con las metas pactadas.

Para alcanzar estos objetivos, el Protocolo propone una serie de medios:

Reforzar o establecer políticas nacionales de reducción de las emisiones (aumento de la eficacia energética, fomento de formas de agricultura sostenibles, desarrollo de fuentes de energías renovables, etc.);

Cooperar con las otras Partes contratantes (intercambio de experiencias o información, coordinación de las políticas nacionales por medio de permisos de emisión, aplicación conjunta y mecanismo de desarrollo limpio).

México firmó su adhesión a este protocolo como país miembro del Anexo II, el 9 de junio de 1998 y la ratificó el 7 de septiembre de 2000.

Desgraciadamente, la adición de los países al protocolo de Kioto es voluntaria, y no prevé la aplicación de sanciones a los países que no se adhieran, como es el caso de Estados Unidos de Norteamérica, quien a pesar de ser el principal emisor

de gases efecto invernadero y de haber participado en la elaboración del protocolo de Kioto, no ratifico su participación.

1.2.3 Bonos de carbono

Los bonos de carbono son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

El sistema ofrece incentivos económicos para que empresas privadas contribuyan a la mejora la calidad ambiental y se consiga regular la emisión generada por sus procesos productivos, considerando el derecho a emitir CO₂ como un bien canjeable y con un precio establecido en el mercado. La transacción de los bonos de carbono —un bono de carbono representa el derecho a emitir una tonelada de dióxido de carbono— permite mitigar la generación de gases invernadero, beneficiando a las empresas que no emiten o disminuyen la emisión y haciendo pagar a las que emiten más de lo permitido.

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países Anexo I (industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kioto). Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, forestación, limpieza de lagos y ríos, etc.

En un esfuerzo por reducir las emisiones que provocan el cambio climático en el planeta, como el calentamiento global o efecto invernadero, los principales países industrializados -a excepción de Estados Unidos- han establecido un acuerdo que establece metas cuantificadas de reducción de emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI) para el 2012: el Protocolo de Kioto. Para cumplir se están financiando proyectos de captura o abatimiento de estos gases en países en vías de desarrollo, acreditando tales disminuciones y considerándolas como si hubiesen sido hechas en su territorio.

Sin embargo, los críticos del sistema de venta de bonos o permisos de emisión (Ilustración 5), argumentan que la implementación de estos mecanismos tendientes a reducir las emisiones de CO₂ no tendrá el efecto deseado de reducir la concentración de CO₂ en la atmósfera, como tampoco de reducir o retardar la subida de la temperatura.

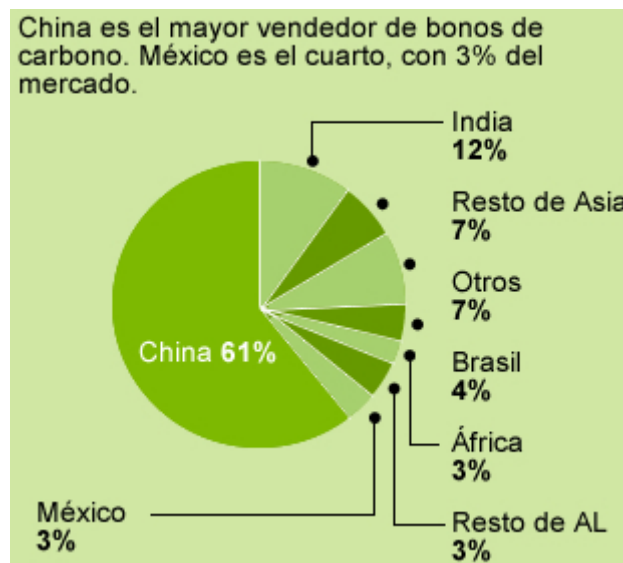


Ilustración 5 Principales países vendedores de bonos de carbono..

FUENTE: World Bank Carbon Finance

1.3 Sistemas eléctricos

La planeación del sistema eléctrico implica una interacción continua entre los diferentes integrantes de la industria, ya sean suministradores de combustibles, contratistas y fabricantes de equipo, productores independientes y suministradores públicos; todos ellos actuando en el marco legal aprobado.

El sistema eléctrico comprende un conjunto de elementos indispensables para realizar tres actividades primordiales:

- ❖ La generación, que produce la energía necesaria para satisfacer el consumo.
- ❖ El transporte, que permite transferir la energía producida hasta los centros de consumo.
- ❖ La distribución, que hace posible que la energía llegue a los usuarios finales.

1.3.1 Sistemas de generación

La generación de energía eléctrica en México está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la cual mantiene y opera a junio de 2011 el sistema de generación con:

- ❖ 1 Subdirección de energéticos
- ❖ 1 Subdirección de generación
- ❖ 5 Gerencias regionales de producción
- ❖ 8 Subgerencias Termoeléctricas
- ❖ 7 Subgerencias Hidroeléctricas
- ❖ Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos
- ❖ Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas
- ❖ Gerencia de Productores Externos

En el caso de México, 73.6% de la capacidad instalada corresponde a tecnologías que utilizan combustibles fósiles como gas natural, combustóleo, carbón y diesel. Mientras que 26.7% restante corresponde a fuentes alternas, de las cuales las hidroeléctricas aportan 22% del total instalado.

Tabla 3 Porcentaje de generación por tipo de fuente¹².

Tipo de generación	Capacidad efectiva en MW	Porcentaje
Termoeléctrica	23,117.37	45.20%
Hidroeléctrica	11,210.90	21.90%
Carboeléctrica	2,600	5.10%
Geotermoeléctrica	886.6	1.70%
Eoloeléctrica	85.25	0.20%
Nucleoeléctrica	1,364.88	2.70%
Termoeléctrica (Productores Independientes)	11,906.90	23.30%
Total	51,171.90	100%

Fuente: CFE, 2012

1.3.2 Sistemas de suministro de combustible

La gran mayoría de los combustibles empleados en las plantas de generación son hidrocarburos. Un combustible es cualquier material capaz de liberar energía cuando se oxida de forma violenta con desprendimiento de calor. Supone la liberación de una energía de su forma potencial (energía química) a una forma utilizable sea directamente (energía térmica) o energía mecánica (motores térmicos) dejando como residuo calor (energía térmica). En general se trata de sustancias susceptibles de quemarse, pero hay excepciones que se explican a continuación.

Existen varios tipos de combustibles:

Entre los combustibles sólidos se incluyen el carbón, la madera y la turba. El carbón se quema en calderas para calentar agua que puede vaporizarse para mover máquinas a vapor o directamente para producir calor utilizable en usos térmicos (calefacción). La turba y la madera se utilizan principalmente para la calefacción doméstica e industrial, aunque la turba se ha utilizado para la

¹² Fuente Estadísticas CFE

generación de energía y las locomotoras que utilizaban madera como combustible eran comunes en el pasado.

Entre los combustibles fluidos, se encuentran los líquidos como el gasóleo, el queroseno o la gasolina (o nafta) y los gaseosos, como el gas natural o los gases licuados de petróleo (GLP), representados por el propano y el butano. Las gasolinas, gasóleos y hasta los gases, se utilizan para motores de combustión interna.

En los cuerpos de los animales, el combustible principal está constituido por carbohidratos, lípidos, proteínas, que proporcionan energía para el movimiento de los músculos, el crecimiento y los procesos de renovación y regeneración celular, mediante una combustión lenta, dejando también, como residuo, energía térmica, que sirve para mantener el cuerpo a la temperatura adecuada para que funcionen los procesos vitales.

Se llaman también combustibles a las sustancias empleadas para producir la reacción nuclear en el proceso de fisión, aunque este proceso no es propiamente una combustión. La principal característica de un combustible es el calor desprendido por la combustión completa una unidad de masa (kilogramo) de combustible, llamado poder calorífico, se mide en julios por kilogramo, en el sistema internacional (SI) (normalmente en kJ/kg). En el obsoleto sistema técnico de unidades, en Cal/kg y en el sistema anglosajón en BTU/lb.

Tabla 4 Tabla de poderes caloríficos de sustancias combustibles

Tipo de Combustible	MJ/kg	kcal/kg
Gas natural	53.6	12 800
Acetileno	48.55	11 600
Propano Gasolina Butano	46	11 000
Gasoil	42.7	10 200
Fueloil	40.2	9 600

Tipo de Combustible	MJ/kg	kcal/kg
Antracita	34.7	8 300
Coque	32.6	7 800
Gas de alumbrado	29.3	7 000
Alcohol de 95°	28.2	6 740
Lignito	20	4 800
Turba	19.7	4 700
Hulla	16.7	4 000

Fuente: CFE, 2012

1.3.3 Carbón

El carbón o carbón mineral es una roca sedimentaria de color negro, muy rica en carbono, utilizada como combustible fósil. Suele localizarse bajo una capa de pizarra y sobre una capa de arena y arcilla. Se cree que la mayor parte del carbón se formó durante el período carbonífero (hace 280 a 345 millones de años).

Las proyecciones del Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. DOE), indican que hacia 2025 el combustible de mayor utilización en la generación de electricidad seguirá siendo el carbón, mientras que para ese mismo año, la electricidad proveniente de las fuentes renovables superaría a la generación con gas natural, alcanzando la generación hidroeléctrica una participación de casi 70% del total de renovables.

En el caso del carbón, dada la menor volatilidad en sus precios y su mayor disponibilidad respecto a otros combustibles fósiles, se estima que su utilización seguirá creciendo en diversos países, especialmente en China, India y EUA, mientras que el consumo de gas natural continuará aumentando inversamente al comportamiento esperado en el consumo de derivados del petróleo, cuya participación en la generación mundial de energía eléctrica se reducirá debido a razones de sustentabilidad ambiental.

1.3.3.1 Proceso productivo del carbón

El proceso productivo encaminado al empleo del carbón como fuente de energía primaria comprende las siguientes fases: Extracción del material en la mina (labranza), transporte del carbón en bruto hasta pie de central; procesado del carbón hasta convertirlo en un polvo fino; combustión del carbón en una caldera para su conversión en calor (vapor de agua recalentado y a alta presión); conversión del vapor en energía mecánica por medio de una turbina; conversión de la energía mecánica en energía eléctrica por medio de un generador eléctrico; transporte de la electricidad producida al exterior (energía final) El proceso incluye también la eliminación de algunos residuos de la combustión, como son las cenizas y algunos volátiles.

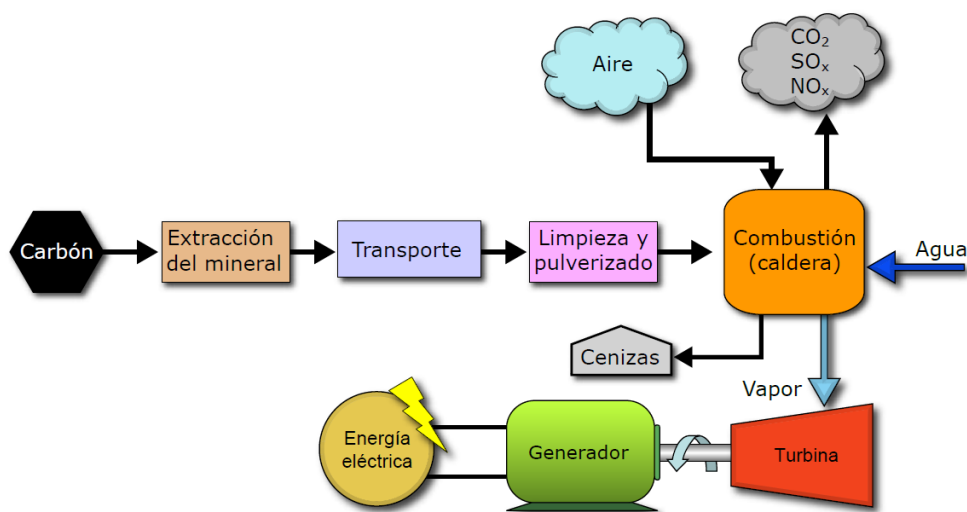


Ilustración 6 Proceso de producción de energía eléctrica a partir del carbón¹³

FUENTE: Roque Calero "Energía del carbón" Escuela Técnica superior de Ingenieros. España

Desde el parque de carbón de la central, éste es transportado hasta una tolva colocada cerca de la caldera (según el tipo de carbón, en este trayecto se hace pasar por un separador magnético para quitarle las partículas metálicas que puedan llevar mezcladas), por medio de cintas transportadoras. La capacidad de la tolva es tal que permite un funcionamiento de la central durante varias horas, en

¹³<http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo14.pdf>

el caso de que se interrumpiera, por algún motivo, la alimentación desde el parque.

El carbón de la tolva, antes de ser introducido en la caldera, pasa por una trituradora, donde es reducido a un polvo muy fino, que facilita su combustión.

Desde el molino, el carbón pulverizado es enviado a los quemadores mediante un chorro de aire precalentado (con parte de los gases calientes que salen por la chimenea), usando para ello potentes ventiladores.

Las cenizas producidas durante la combustión del carbón son recogidas en la parte inferior de la caldera, que tiene forma de embudo, desde donde se deja caer, cada cierto tiempo, en una zanja por donde circula una corriente de agua que las arrastra a un depósito. (Posteriormente cada cierto tiempo, se vacía este depósito y se llevan las cenizas a un vertedero o se usan en procesos metalúrgicos o en la construcción, mezclándolas con cemento).



Ilustración 7 Depósito de carbón a pie de central

FUENTE: Roque Calero "Energía del carbón" Escuela Técnica superior de Ingenieros. España

Una vez que el carbón entra en la caldera y arde, calienta y evapora el agua que entra en la misma. El vapor, a alta presión y temperatura acciona una turbina, que a su vez acciona un generador eléctrico. La energía eléctrica producida es elevada de tensión, mediante una estación transformadora, y enviada a la red eléctrica general. El vapor, una vez que ha pasado por la turbina, y ha perdido gran parte de su presión, es enviado a unos condensadores, donde el vapor de agua pasa de nuevo a agua líquida, la cual es introducida de nuevo en la caldera (como se ve, el agua funciona en un circuito cerrado) La refrigeración del condensador puede hacerse mediante un intercambiador de calor vapor-agua (es decir, refrigerando el condensador con agua fría del mar o de un río, lo que se conoce como “circuito abierto de agua”), o mediante un doble intercambiador, vapor-agua y agua-aire (es decir, el agua que conduce el vapor se encuentra en un circuito cerrado. El agua caliente que sale del primer intercambiador se lleva a una “torre de evaporación”, donde es el aire ambiente el que enfría esta agua) Las centrales de carbón disponen de una alta chimenea (las hay de más de 300 metros), para alejar los gases de combustión de la central y dispersar los contaminantes en capas altas de la atmósfera, y unos “precipitadores” catalíticos, que retienen parte de los gases contaminantes que escapan por la chimenea (SO_x y NO_x)

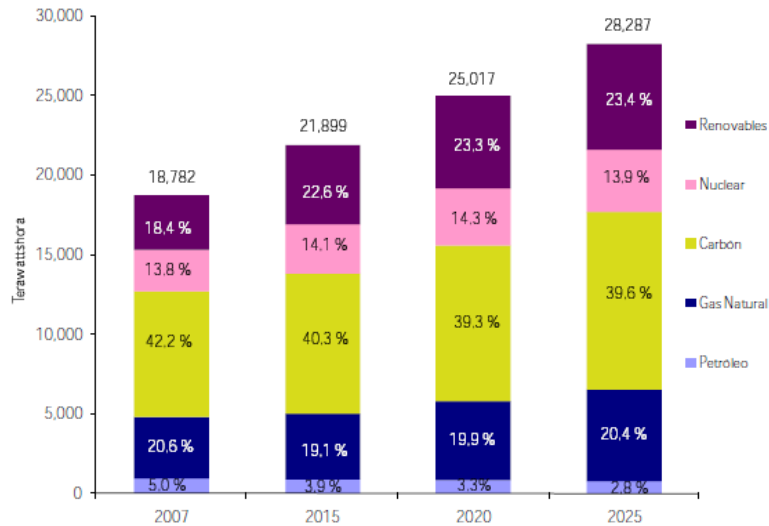
Una central de carbón de 1,000 MW tiene un consumo medio diario de 6,300 t, con puntas de 8,400 t, lo que hace un consumo medio anual de 2,520,000 t (Equivalente a 66 minas de 35,000 t ó 23,000 vagones de ferrocarril de 100 t cada uno).

El CO_2 enviado a la atmósfera supera los 7,800,000 t, el SO_2 se eleva a 39,800 t y el NO_2 a 9,450 t. Generando 377,000 t de cenizas volantes y 69,000 t de cenizas de horno, recogidas como residuos sólidos. Las cenizas enviadas a la atmósfera rondan las 6,000 t si la central está dotada de filtros, o las 383,000 t si no los tiene.

1.4 Tendencias de consumo de combustibles mundiales

En el entorno internacional, el uso de la energía primaria y secundaria para generación de electricidad depende de diferentes factores que varían de una región a otra, así como de la disponibilidad de recursos económicamente competitivos. Adicionalmente, la utilización de dichas fuentes depende de las restricciones imperantes por la volatilidad en los precios de los energéticos, la disponibilidad de los combustibles, el impacto social, así como por la normatividad ambiental. Las estimaciones indican que durante los próximos años, los combustibles de mayor utilización para generación de electricidad en el mundo serán el carbón y el gas natural, en detrimento de la utilización de combustibles derivados del petróleo, como es el caso del combustóleo. Esto obedece a la volatilidad en los precios del combustible y a la disponibilidad de tecnologías de mayor eficiencia y con un impacto ambiental sensiblemente menor que las plantas convencionales que utilizan derivados del petróleo. Se estima que durante el periodo 2007-2025, la fuente primaria de mayor crecimiento en la generación eléctrica serán las energías renovables (Gráfica 4), que pasarán de 18.4% a 23.4%, lo cual complementará la participación mayoritaria del carbón que se mantendrá en 39.6% y al gas natural con 20.4% hacia ese último año.

Hacia el final del periodo, se estima que la energía nuclear se mantendrá prácticamente en el mismo nivel de participación. Mientras que la participación de los derivados del petróleo se reducirá de 5% a 2.8% de la generación mundial de electricidad. Hacia 2025 y sólo después del carbón, las energías renovables (incluyendo las grandes hidroeléctricas a desarrollarse en Asia y Sudamérica) tendrán la mayor participación en la generación mundial de energía eléctrica, seguidas por el gas natural.



Gráfica 4 Combustibles y otras fuentes de energía para la generación eléctrica mundial, 2007-2025(TWh)

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2010

Por otra parte, en lo que se refiere a las reservas mundiales de carbón, de acuerdo con el documento BP Statistical Review of World Energy 2010, al cierre de 2009 las reservas permanecieron sin cambio respecto al año anterior, ubicándose en 826,001 millones de toneladas. Las mayores reservas de carbón se encuentran en EUA (28.9%), Rusia (19.0%), China (13.9%), Australia (9.2%) e India (7.1%) (Véase Tabla 5). Este hecho les confiere cierto grado de seguridad energética a la mayoría de estos países en el suministro del combustible para la generación de electricidad, lo cual, como ya se ha mencionado, se refleja en la dominante proporción de la capacidad carboeléctrica instalada en EUA, China, India y Australia.

Tabla 5 Reservas y producción mundial de carbón, 2009 (millones de toneladas)

País	Reservas mundiales de carbón, 2009			Relación reservas/producción	
	Bitumen y antracita	Sub-bituminoso y lignita	Reservas totales	Producción	R/P (años)
Total mundial	411,321	414,680	826,001	6,781	122
1. Estados Unidos de América	108,950	129,358	238,308	1,063	224
2. Rusia	49,088	107,922	157,010	327	481
3. China	62,200	52,300	114,500	2,782	41
4. Australia	36,800	39,400	76,200	402	190
5. India	54,000	4,600	58,600	512	114
6. Ucrania	15,351	18,522	33,873	77	438
7. Kazajstán	28,170	3,130	31,300	115	273
8. Sudáfrica	30,408	-	30,408	250	121
9. Polonia	6,012	1,490	7,502	144	52
10. Brasil	-	7,059	7,059	6	>500
11. Colombia	6,434	380	6,814	74	93
12. Alemania	152	6,556	6,708	192	35
13. Indonesia	1,721	2,607	4,328	229	19
14. México	860	351	1,211	11	106
15. Otros	11,175	41,005	52,180	596	87

Fuente: BP Statistical Review of World Energy 2010

1.4.1 Tendencias de consumo de carbón en el mundo.

La generación mundial de energía eléctrica a partir de carbón seguirá siendo la de mayor participación, aunque su crecimiento promedio será menor que el de otras fuentes de energía, como las fuentes renovables y el gas natural, y se estima en 1.9% anual para el periodo 2007-2025. En 2007, 42.2% de la energía eléctrica en el mundo se generó a partir del carbón. En ese año, las centrales carboeléctricas en los EUA generaron 49.0% de la electricidad total de ese país. No obstante durante años recientes se ha registrado una fuerte volatilidad en los precios del combustible, bajo las políticas actuales su uso continuará siendo atractivo, sobre todo en países con grandes reservas carboníferas como EUA, China, India y Australia. Sin embargo, las tendencias en su uso pueden verse afectadas en la medida en que las políticas nacionales y los acuerdos internacionales los comprometan más en la reducción de emisiones de GEI. El carbón es el combustible más intensivo en emisiones de CO₂. Si se aplicara un costo ya fuese implícito o explícito a las emisiones de CO₂, la generación de electricidad a partir de otras fuentes menos intensivas como las fuentes renovables o la nuclear, tendrían un mayor impulso en su competitividad y podrían reemplazar una mayor

parte de la generación con carbón. Si bien las fuentes renovables tienen limitaciones operativas que se derivan de la naturaleza intermitente (viento, energía solar) y estocástica (variabilidad hidrológica) de los recursos, la energía nuclear se orienta para atender la carga base, operando sobre periodos largos para producir la mayor cantidad de electricidad por unidad de capacidad instalada.

1.5 Conclusión

Es importante estar al tanto de los sistemas de generación eléctrica, así como la operación para las centrales de generación de energía eléctrica convencionales que actualmente existen en el país.

El cambio climático es una seria amenaza para todo el mundo. Los impactos del cambio climático ya son cada vez más visibles, esto lo podemos apreciar en el aumento de la temperatura media global, el deshielo de los glaciares, la subida del nivel del mar y el aumento de la frecuencia y dureza de fenómenos meteorológicos extremos, como fue el caso de los Tsunami ocurrido en Fukushima 2011.

Existe una necesidad urgente de reducir en forma considerable las emisiones de gases de efecto invernadero en las próximas décadas para no fomentar un cambio climático más peligroso. El reducir la producción de GEI, ayuda a detener el cambio climático, lo cual beneficia a todas las especies que habitamos el planeta. Esto quiere decir que muchas de las enfermedades que son provocadas por las emisiones al ambiente de las plantas generadoras de electricidad y otras industrias serán menores, así como la detención de la extinción de la flora y fauna por el incremento de temperatura en la tierra.

El Protocolo de Kyoto es un primer paso primordial en la dirección adecuada, pero además es preciso que todas las naciones continúen con los proyectos para hacer posible mayores reducciones de emisiones de gases de efecto invernadero. Así mismo es importante que exista una conciencia social en pro de el uso de recursos naturales sosteniblemente así como crear conciencia social sobre el cambio climático y calentamiento global.

2 Tecnologías de separación, captura y almacenamiento de CO₂

14

¹⁴ Fuente: Panoramio

Introducción

En el presente capítulo se abordarán los temas de captura, transporte y almacenamiento de CO₂, en donde se expondrán las tres tecnologías existentes de captura de CO₂, tales como la pre-combustión, oxi-combustión y la post-combustión, mostrando las bondades y limitaciones de cada una de estas.

Las tecnologías de pre-combustión convierten el carbón o el gas natural en hidrógeno y/o combustibles diésel ultra limpios, mientras eliminan el CO₂. La tecnología de Gasificación combinada, o ciclo combinado (IGCC), es una opción prometedora debido a la posibilidad de coproducir electricidad, combustibles y productos químicos.

Las tecnologías de Post-combustión capturan el CO₂ de los gases efluentes por procesos químicos. Otra opción es la oxi-combustión, el cual modifica el proceso de combustión mediante oxígeno puro en lugar de aire para obtener CO₂ muy puro, solo que requiere de altos suministros energéticos.

La tecnología de Post-combustión es la opción más madura y factible para implementarse en la central termoeléctrica en estudio “Pdte. Plutarco Elías Calles”; para la reducción de emisiones de CO₂. Ya que la utilización de tecnologías de captura en las nuevas plantas de carbón puede reducir las emisiones hasta un 80%–85%. Sin embargo, la aplicación de dichas tecnologías demanda el uso de energía adicional, con lo cual se reduce la eficiencia total. En la práctica, se han revisado pérdidas por conversión estimadas hasta en un 13% (IEA 2004) hasta en ocho puntos hacia abajo en plantas de generación a carbón existentes, y a cuatro puntos de porcentaje en futuras plantas integradas de ciclo combinado (IGCC).

El transporte de CO₂ desde el punto de origen hasta el almacenamiento es comparativamente, poco costoso, pero requiere de la instalación de la infraestructura básica. El modo de transporte (ducto, tanquero, camión, barco) del CO₂ en estado gaseoso, líquido o en estado súper crítico depende de las presiones y volúmenes a las que se transporte, y de la distancia al lugar de almacenamiento. Una red que conecta varios puntos de origen a un centro de

almacenamiento sería un acierto en áreas donde los lugares para almacenaje están ubicados lejos del sitio de origen. Queda por determinar dónde colocar, cómo financiar y cómo operar dichas redes (IEA 2004)¹⁵.

Respecto al almacenamiento existe una enorme cantidad de depósitos potenciales para CO₂. Se calcula que la capacidad global de formaciones salinas es de entre 1,000 y 10,000 GtCO₂, mientras que en campos agotados de petróleo y gas, se calculan unos 1,100 GtCO₂. Esto corresponde a 9–480 años la tasa actual de emisiones de 23–24 GtCO₂/año a nivel mundial. Por otra parte, el CO₂ también puede almacenarse en minas de carbón abandonadas o en caltratos glaciares. Actualmente, más de 33 millones de toneladas de CO₂ han sido capturados y almacenados en unos 70 proyectos (IEA 2004). La mayoría son experimentales, pero hay grandes proyectos a escala comercial operando en In Salah (Algeria), Weyburn (Canadá), el Mar del Norte (Sleipner) y otros previstos en Barents Sea, Gorgon (Australia), Gassi Touil (Argelia), entre otros campos. Como se indicó anteriormente, en muchas partes del mundo, el CO₂ es inyectado comercialmente en yacimientos petrolíferos como método de recuperación mejorada (EOR). El proceso de almacenamiento incluye un profundo conocimiento de la capacidad de almacenaje, del entrapamiento del CO₂, su migración e impacto en las aguas subterráneas adyacentes, así como la prevención, monitoreo y eliminación de fisuras y/o escapes de gas.

Asimismo, deben discutirse y acordarse asuntos de naturaleza conflictiva que pudieran presentarse a corto y largo plazo. La mineralización/adsorción de CO₂ en estructuras porosas y térmicamente estables (silicatos, arcillas y sal) es aún especulativa y se encuentra en etapa de conceptualización; sin embargo, este método de almacenamiento parece prometedor.

¹⁵ Captura y Almacenamiento de Carbono: Un “Balance Provisional” del WEC 2007

2.1 Tecnológicas de captura de CO₂

La preocupación de las potencias mundiales ante los informes de cambio climático y efecto de las emisiones de CO₂ generó gran interés en la investigación de tecnologías eficientes de captura, desarrollándose rápidamente métodos eficientes para implementarse en las industrias consumidoras de energía, responsables de casi el 50% de las emisiones de este gas en la Unión Europea.

La capacidad técnica de remover CO₂ de las fuentes puntuales de emisión se ha establecido; sin embargo actualmente son muy pocas las manifestaciones en gran escala de esta tecnología, principalmente por los costos que implica y en la mayoría de los casos las tecnologías individuales no han sido integradas al nivel que estaba previsto. De esta manera, si bien teóricamente se puede superar el índice de captura de emisiones, el enfoque actual de las investigaciones está en optimizar económicamente los procesos utilizados en la actualidad.

En el aspecto técnico, el objetivo del proceso es producir una corriente concentrada de CO₂ que pueda transportarse fácilmente a un lugar de almacenamiento seguro. La tecnología se aplica principalmente en centrales eléctricas de carbón, lignito (tipo de carbón mineral) y gas natural, además, el continuo desarrollo de estas tecnologías puede ampliar su uso a refinerías, plantas de cemento y químicas o también en procesos de biomasa los cuales implican emisiones netas negativas.

Existen tres tipos básicos de captura de CO₂; Pre-combustión, Post-combustión (o Secuestro de CO₂) y Oxi-combustión. El uso de cada uno de estos métodos dependerá entre otras cosas de la concentración de CO₂, la presión del gas y el tipo de combustible que se utiliza. A continuación se analizan con mayor detalle cada uno de éstos procedimientos de manera de captar virtudes y defectos en la aplicación de cada uno de ellos.

2.1.1 Captura de CO₂ con Oxí-combustión

Este proceso se realiza durante la combustión y tiene un largo recorrido como tecnología aplicada. Básicamente consiste en la utilización de oxígeno en lugar de aire para la combustión, de ahí que los gases de escape están compuestos principalmente de H₂O y CO₂, que puede separarse fácilmente del vapor de agua mediante condensación.

En la Ilustración 8 se presenta un esquema básico de funcionamiento. Esta tecnología es utilizada en centrales de nueva generación con ciclos agua-vapor extremadamente crítico, así como también en Turbinas de Gas con o sin calderas de recuperación.

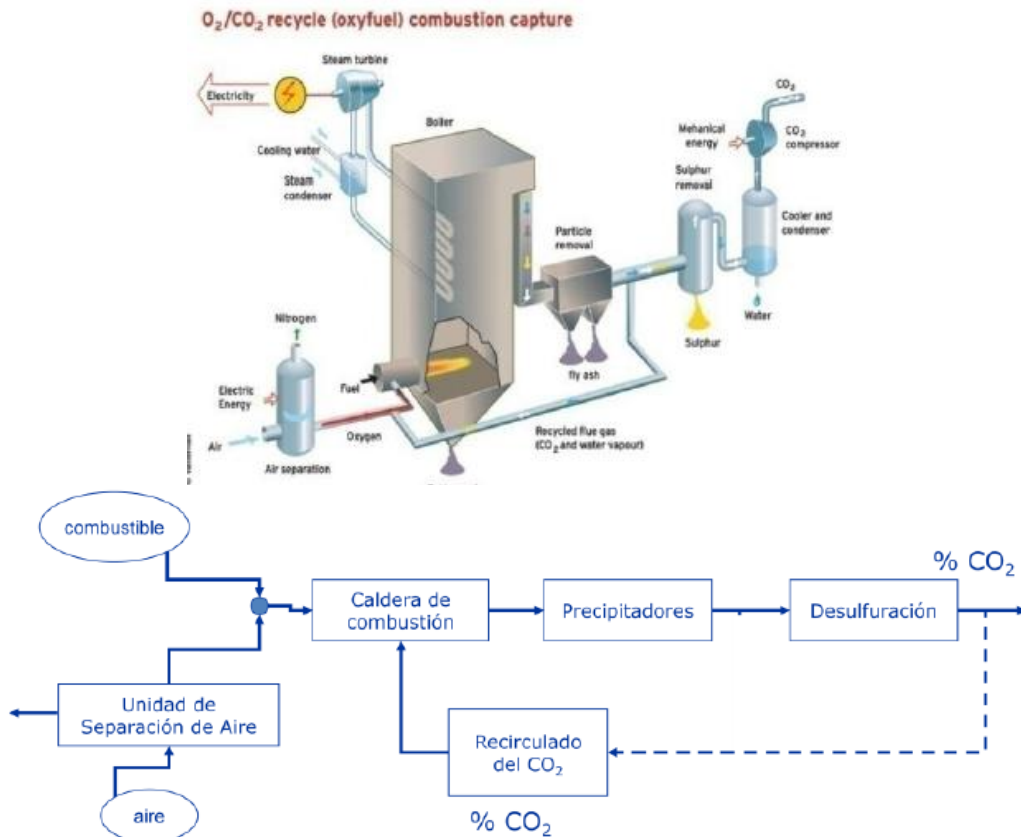


Ilustración 8 Diseño y esquema de operación de la oxí-combustión

Fuente: Informe y Captura de CO₂ PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

Al ser una tecnología que está actualmente desarrollándose, existen muchos proyectos de investigación en el tema buscando mejores desempeños y eficiencias de costos. En la Tabla 6 se presentan los aspectos más importantes a desarrollar en los diferentes aspectos de esta tecnología.

Tabla 6 Aspectos a desarrollar en la calcificación/carbonización

Aspectos del proceso	Áreas críticas de desarrollo
ASU (Unidad de separación de aire)	<ul style="list-style-type: none"> • Destilación criogénica. • Consumo de Auxiliares. • Membranas cerámicas que incrementan la eficiencia.
Combustión O ₂	<ul style="list-style-type: none"> • Combustión, ignición, estabilidad de llama, temperatura y perfiles de llama. • Volumen del hogar. Absorción térmica por unidad de superficie. • Grado de recirculación CO₂
Filosofía de operación	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad de operación. • Integración de la ASU. • Disposición chorros de O₂ puro, CO₂ recirculado y transporte de carbón
Emisiones	<ul style="list-style-type: none"> • La cinética del NO_x en llamas de carbón no aplicable. • Cinética del SO₂. • Composición de las cenizas.
Materiales	<ul style="list-style-type: none"> • Propiedades de operación a largo plazo y altas temperaturas. • Ensayos de materiales avanzados ultrasupercríticas. • Potencial de corrosión para carbones con altos contenidos de cenizas S, C1.

Fuente: Informe y Captura de CO₂ PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

2.1.2 Captura de CO₂ con Pre-combustión

Los procesos de captura de CO₂ previos a la combustión se basan de forma muy resumida en la transformación del combustible primario en una corriente de gases cuyos principales componentes son CO₂ y H₂, que pueden ser separados de forma relativamente sencilla por sus concentraciones y presiones disponibles. Este sistema está muy relacionado con la producción de hidrógeno, el cual es un agente muy importante en distintos procesos, entre los cuales se incluyen:

- Generar energía eléctrica o calor (produciéndose únicamente vapor de agua).
- La síntesis de amoniaco.
- La producción de fertilizantes.
- Los hidroprocesamientos en las refinerías de petróleo.

Básicamente consiste en producir, a partir de gas natural o gas sintético (proveniente de la gasificación de carbón u otros hidrocarburos), una mezcla gaseosa compuesta principalmente del hidrógeno mencionado H_2 y CO_2 para posteriormente separar estos dos gases. La separación se basa en la descarbonización del combustible antes de la combustión mediante técnicas de gasificación del carbón o reformado del gas natural.

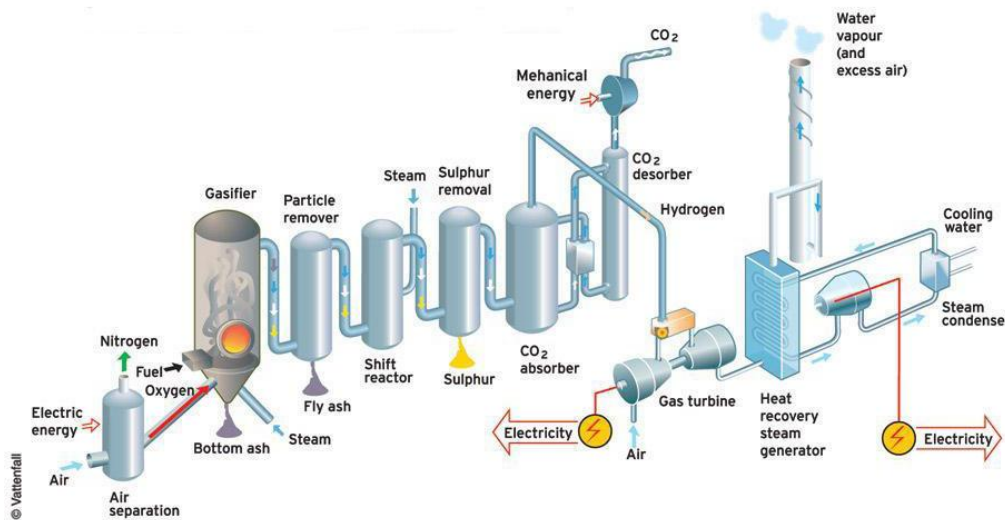


Ilustración 9 Planta con tecnología de captura en pre combustión

Fuente: Informe y Captura de CO_2 PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

Una vez separados los gases, los métodos de captura de CO_2 son similares a los del sistema de captura por postcombustión; los procesos de separación de H_2/CO_2 son:

- Adsorción a cambio de presión (PSA), la cual se adapta para aplicaciones puras de hidrógeno, pero con las composiciones de gas sintético obtenidas

usualmente, las pérdidas de hidrógeno serían inaceptables Este proceso tiene una alta eficiencia y es utilizable a bajas presiones”.

- Separación Criogénica, en la cual el CO₂ es separado físicamente del gas de síntesis condensándolo a temperaturas criogénicas para producir CO₂ líquido, listo para almacenamiento. Este sistema no es atractivo pues el enfriamiento del gas de síntesis tiene un alto consumo energético. Solo es aplicable en procesos donde los productos del proceso criogénico tienen un alto valor agregado.
- Absorción química, usando una solución con monodietanolmelamina (MDEA). El proceso es usualmente llamado amine scrubbing y es la tecnología para remover CO₂ más comúnmente utilizada en la actualidad.
- Absorción física, usando Selexol o Rectisol (metanol frío) es ventajoso a alta presión parcial de CO₂ y es muy adaptable para productos de gasificación.
 - Los procesos de absorción química o física presentan una mejor eficiencia energética pero es utilizable a presiones superiores a 2 MPa.
- La separación de membrana, es aplicada comercialmente para la separación de hidrógeno, pero se requiere mayor desarrollo antes que las membranas puedan ser usadas en una escala suficientemente grande. La selectividad de membranas comercialmente disponibles para CO₂/H₂ es también muy baja, por lo que se aplican para separar una fracción del H₂ contenido en el gas, pero no se obtiene una corriente de CO₂ concentrado.

2.1.3 Captura de CO₂ en Post-combustión.

La idea principal de esta tecnología es separar el CO₂ tal y como se encuentra en los gases de salida al quemar con aire un combustible fósil o biomasa, sin haber realizado ninguna operación previa a la combustión. Actualmente, la infraestructura energética mundial se basa en procesos mayoritariamente de combustión con aire (centrales térmicas, cementeras, refinerías, cerámicas, etc.),

por lo tanto esta opción es de gran relevancia dado que se puede añadir a instalaciones existentes, las cuales son grandes focos emisores de CO₂

Tras la combustión de un combustible fósil con aire, el CO₂ se encuentra bastante diluido dado que los gases de salida son fundamentalmente nitrógeno y oxígeno. El CO₂ tiene que ser separado del gas de salida antes de ser emitido a la atmósfera, por lo tanto en este proceso los gases de salida pasan a través de un equipo de separación de CO₂, instalado justo antes de la chimenea, que está basado en un ciclo de la absorción-desorción¹⁶. La absorción de CO₂ se basa en la retención selectiva del CO₂ contenido en la mezcla de gases al entrar en contacto con un líquido absorbente o un sorbente solido debido a las interacciones físicas o químicas de su molécula con un solvente o sorbente, según el esquema de la Ilustración 10.

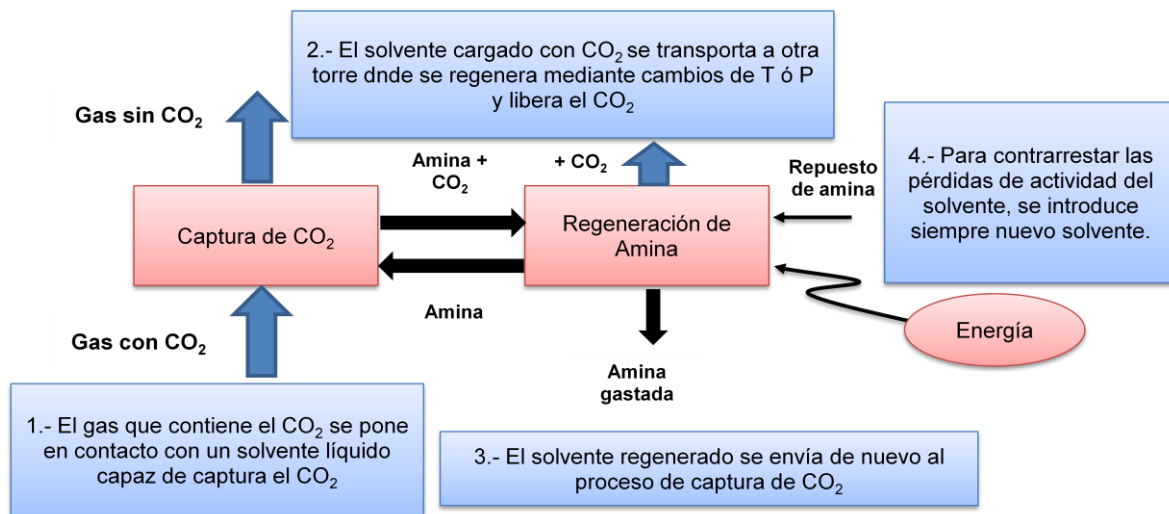


Ilustración 10 Ciclo de Absorción-desorción

Fuente: Informe y Captura de CO₂ PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

Una vez que el CO₂ está retenido en el solvente o sorbente, el resto de los humos se ventean a la atmósfera. Posteriormente el CO₂ es separado del solvente o sorbente solido formando un gas con una pureza de CO₂ mayor de 90% que está comprimido y deshidratado para su futuro transporte desde la central a un lugar de

¹⁶ Desorción: Lo contrario a la adsorción; la eliminación de materia desde un medio adsorbente, usualmente para recuperar material.

almacenamiento. La Ilustración 11 muestra el esquema de la captura en post-combustión en una Central Térmica de carbón pulverizado

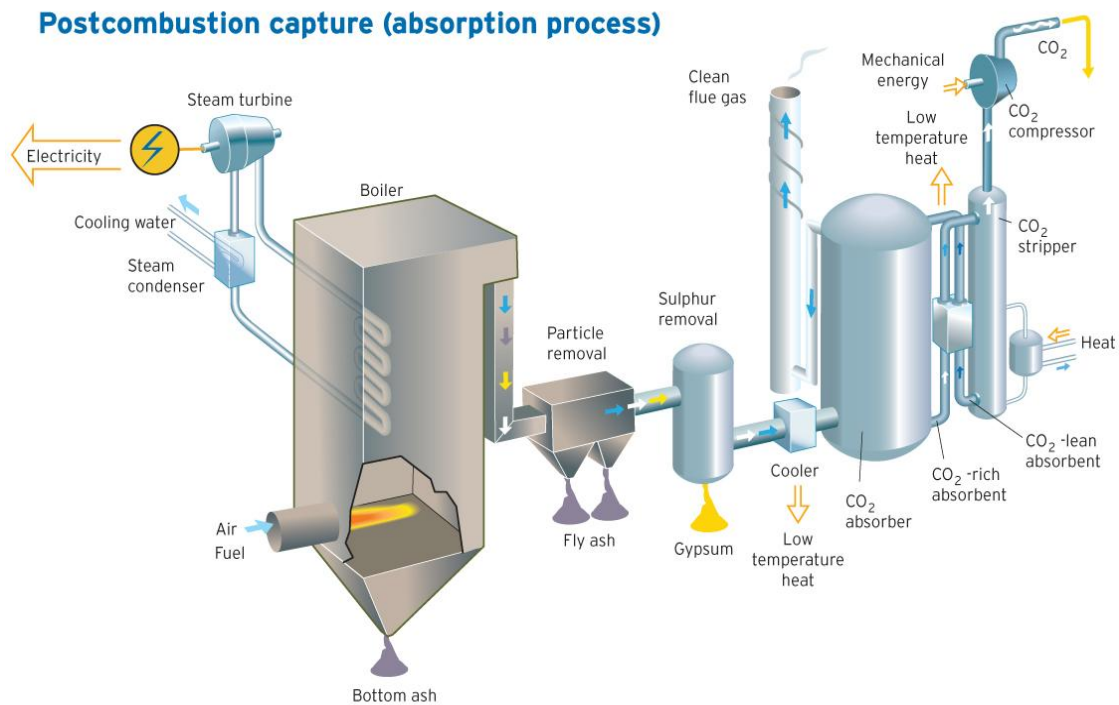


Ilustración 11 Esquema de captura con post-combustión en una Central Térmica

FUENTE: Documento de Trabajo de CONAMA 10 “Captura y Almacenamiento de CO₂” España

Como se ha mencionado anteriormente, el CO₂ aparece diluido en los gases de salida que se emiten a la atmósfera debido al gran contenido de nitrógeno del aire utilizado en la combustión. Por ejemplo el CO₂ está a una concentración de 12% a 15% en centrales térmicas de carbón o de 3% a 5% en ciclos combinados. El principal problema de la captura en post-combustión es debido al hecho que el CO₂ está diluido en una corriente de gas con muy alto flujo y sin presión que resulta más difícil de separar que si estuviera concentrado. El reto principal para la tecnología es minimizar el consumo de energía que repercute en una pérdida de eficiencia para separar el CO₂ del solvente y concentrarlo, y en el alto coste de la inversión requerida para la planta de captura dado que la planta tiene que ser dimensionada para el 100% de flujo de los gases de salida. Hay que tener en cuenta que una central térmica de carbón pulverizado, emite ~750 kg de CO₂ para

cada MWh de electricidad generada, es decir una central térmica de 550 MWe emite ~10.000 t/día de CO₂.

Entre los procesos más viables se encuentran el ciclo de Calcinación – Carbonatación y la absorción química con aminas. El resto de las opciones es menos utilizado ya sea por su bajo desarrollo o por los altos costos que implican. Dentro de ellas se encuentran la adsorción física, la destilación criogénica y las membranas.

Aunque existen varios procesos para la separación de CO₂ mediante la tecnología de post-combustión; para esta tesis solo consideraremos la absorción química con aminas, por ello solo se presentara a detalle este subtema.

2.1.3.1 Absorción química empleando aminas.

Los procesos de absorción química de CO₂ empleando disoluciones acuosas de alcanolaminas, como la monoetanolamina (MEA), dietanolamina (DEA), trietanolamina (TEA) y metildietanolamina (MDEA) constituyen el método más utilizado industrialmente para la separación de CO₂ de un flujo de gases, siendo una tecnología madura en el campo de la purificación de gas natural y la producción de CO₂ para usos comerciales (industria alimentaria, producción de NH₃ y urea para la producción de fertilizantes).

La base de todos estos procesos es la reacción de una base alcalina, normalmente aminas, en medio acuoso con un gas ácido. El layout y un diagrama del proceso típico para un sistema de aminas se puede observar en la Ilustración 12 e Ilustración 13.

El pre-tratamiento es crítico:

- SO₂ < 10vppm
- NO₂ < 20vppm
- Sólidos < 10mg/m³

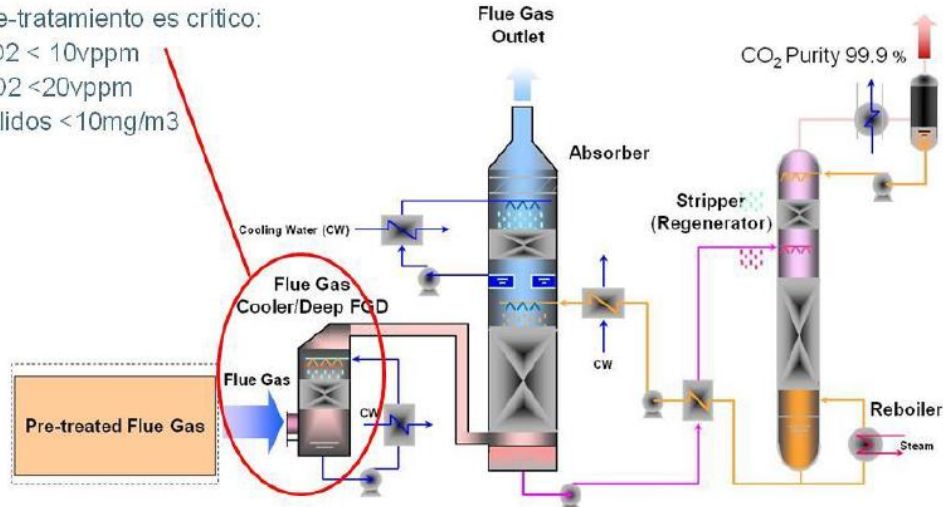


Ilustración 12 Layout de proceso de absorción

Fuente: Mitsubishi

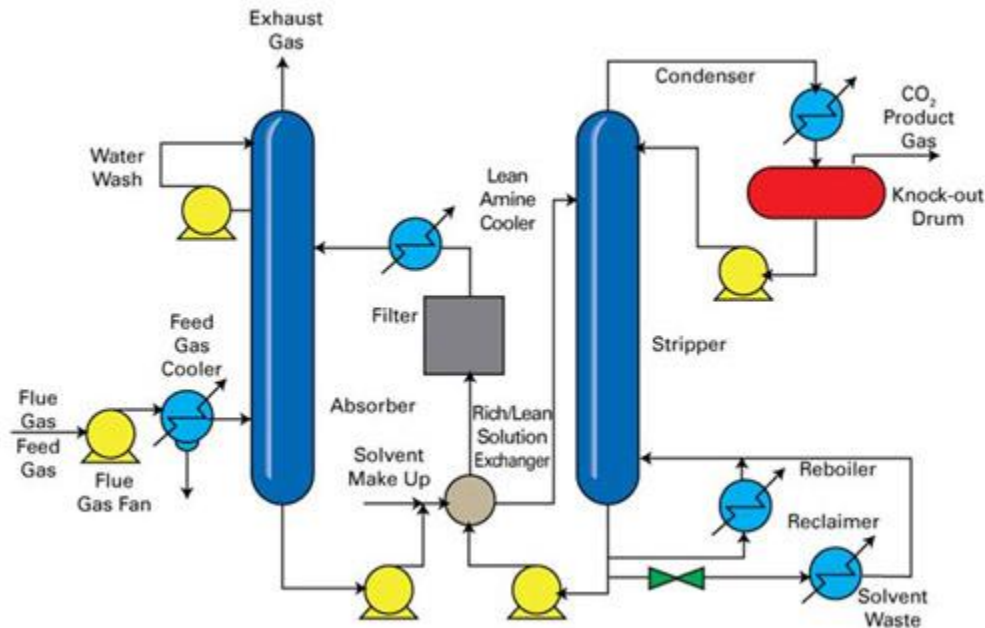


Ilustración 13 Recuperación de CO₂ de combustión por absorción química

Fuente: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage

En el caso de aminas la etapa de purificación de gases antes de la separación del CO₂ es crítica y consiste en un lavado de agua. Posterior a la purificación de gases, es probable que haya que enfriar el gas entre 40°C a 60°C antes de ponerlo en contacto con el absorbente en la columna de absorción. Es necesario introducir un ventilador para vencer la caída de presión que se produce en el

proceso. Los gases de salida que contienen el CO_2 se introducen por la parte inferior del absorbedor y ascienden por éste, pasando a contracorriente con la disolución de absorbente. En esta columna se encuentran en la parte superior con un lavado con agua para eliminar cualquier partícula de absorbente que haya sido arrastrada antes de salir del absorbedor.

Es posible reducir la concentración de CO_2 a la salida a valores muy bajos, pero los valores de concentración muy bajos conllevan aumentos en la altura de la columna de absorción. La solución rica en CO_2 , denominada absorbente rico, sale por la parte inferior de la torre y se calienta mediante un intercambiador de calor a contracorriente con la disolución de absorbente regenerado proveniente de la columna de regeneración. Posteriormente esta solución enriquecida es bombeada a la parte superior del regenerador, que funciona por intercambio térmico. La regeneración del solvente se lleva a cabo a elevadas temperaturas (100 - 140°C) y presiones no mucho mayores que la atmosférica. La regeneración implica una penalización de energía térmica en el calentamiento del solvente, para conseguir la desorción del CO_2 atrapado previamente. El vapor se recupera en un condensador y se devuelve a la columna de regeneración. El solvente se devuelve a la columna de absorción atravesando un intercambiador de calor regenerativo.

En la práctica se pueden conseguir recuperaciones típicas de entre 80% y 95%. La elección de la recuperación exacta es un parámetro con una influencia económica muy grande, ya que a medida que se aumenta la recuperación es necesario aumentar la altura de la columna de absorción. Otro beneficio de este proceso es que la concentración del CO_2 recuperado de un proceso de absorción química basado en aminas es del 99,9% en volumen, dado que se han removido los otros contaminantes antes de la separación. Una vez separado el CO_2 hay que comprimirlo de condiciones ambientales a condiciones supercríticas.

En la Tabla 7 se muestran solventes usados comúnmente para llevar a cabo esta tarea.¹⁷

Tabla 7 Solventes utilizados en el proceso

Tipo de Solvente	Ejemplo
Aminas Primarias	Monoetanolamina (MEA) Diglicolamina (DGA)
Aminas Secundarias	Dietanolamina (DEA) Diisopropanolamina (DIPA)
Aminas Terciarias	Metildiatanolamina (MDEA) Trietanolamina (TEA)
Soluciones de Sal Alcalina	Carbonato de potasio

Fuente: Informe y Captura de CO₂ PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

El EPRI (Electric Power Research Institute) de Estados Unidos ha identificado más de 20 diferentes procesos de absorción basados en aminas, no obstante en este momento los siguientes dos procesos de absorción están disponibles comercialmente para sistemas de captura después de la combustión:

- Fluor Daniel, ECONAMINE FG: Este proceso está basado en la utilización del MEA con una concentración del 30% en peso. Incorpora un inhibidor para resistir la corrosión del acero y otros compuestos. Está especialmente pensado para corriente con un alto contenido de oxígeno. La capacidad más grande existente es de 320 tCO₂ diarios y está utilizado en más de 20 plantas en los sectores químico y alimentario. La empresa ha introducido una versión Plus en una central de lignito en Canada.
- Mitsubishi Heavy Industries, Ltd, KS1: Este proceso se basa en la utilización de una amina con impedimento estérico, conocido como KS1. Fue comercializado en aplicaciones para la producción de urea. La capacidad más grande existente es JEPSCO en Malasia, que forma parte de una planta de amoniaco/urea de Petronas. Tiene una capacidad de captura de CO₂ de

¹⁷ PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATOLICA DE CHILE. Hernán Morales, Cristian Torres "Tecnologías de captura y secuestro de CO₂" 25 Mayo 2008.

210 T/día. Se trata de una tecnología que es interesante para bajas presiones parciales de la corriente de gases a tratar y parece más eficiente que MEA. Precisa, sin embargo, de una mínima presencia de impurezas en los gases a tratar, el límite de SO₂ es <1vppm¹⁸.

Además de las dos ofertas comerciales, los siguientes tres suministradores han terminado programas extensivos de pruebas y están a punto de ofrecer diseños comerciales:

- Aker Clean Carbon, Noruega; es la tecnología utilizada en Sleipner para separar el CO₂ del gas. En Sleipner el solvente es MEA, pero Aker ya ha anunciado que tiene un nuevo solvente optimizado. La empresa trabaja con IBERDROLA en el proyecto de Longannet en Escocia.
- CANSOLV, Cañada: El proceso utiliza dos solventes para eliminar SO₂ y CO₂ al mismo tiempo. E.ON está construyendo una planta piloto de esta tecnología en Heyden Alemania.
- HTC Purenergy: Ciclo de absorción-desorción empleando solventes propios,

Adicionalmente destacan los desarrollos de Alstom (con BASF) y Siemens que tienen en marcha programas de desarrollo de nuevos solventes. Las dos empresas dicen que sus tecnologías van a estar disponibles en el 2015.

2.2 Aspectos Claves para la captura en post combustión

2.2.1 Acondicionamiento de los gases de combustión

Los gases de combustión de una central térmica de generación de energía, están normalmente a temperaturas superiores a 100 °C, lo cual significa que tienen que ser enfriados hasta los niveles de temperatura requeridos para el proceso de

¹⁸ Vppm.: Partes por millón volumétricas.

absorción. Este enfriamiento se puede realizar poniendo el gas en contacto directo con agua de forma que también se eliminan las partículas finas que lleva en suspensión.

Adicionalmente, los gases de combustión de carbón contienen SOx y NOx, mientras que los gases de combustión de gas natural normalmente solo contienen NOx. Estos gases ácidos reaccionarían con el solvente alcalino, al igual que el CO₂. Estas reacciones dan lugar a la formación de sales estables que reducen la capacidad de absorción, aumentan el riesgo de la formación de sólidos en la mezcla y aumentan el consumo de reactivos utilizados para recuperar el disolvente, por lo tanto es esencial reducir el NOx y SOx a niveles muy bajos previa a la eliminación del CO₂. Esta cuestión es muy importante para los sistemas que utilizan aminas, por ejemplo la monoetanolamina (MEA), el solvente de referencia para estos sistemas, los niveles de contaminantes tienen que ser inferiores a los siguientes valores:

- SO₂ < 10 vppm
- NO₂ < 20 vppm
- Sólidos < 10 mg/m³:

Incluso con otras aminas el límite SO₂ puede ser inferior a niveles de < 1 vppm. Por lo tanto, muchos sistemas de captura en post-combustión incluyen un pretratamiento de gases antes del sistema de captura para limpiar los gases antes de reaccionar con el solvente.

2.2.2 Consumo de Energía

El punto clave de los procesos de captura de CO₂ en post-combustión basados en absorción es el alto consumo energético que tienen. Este consumo se debe fundamentalmente al calor necesario para regenerar el absorbente separando el CO₂ de la amina/amoniaco. La energía de la reacción de MEA para separar el CO₂ es 4.530 kJ/kg de CO₂. Para la amina KS1 de MHI se ha publicado que la energía de la reacción para separar el CO₂ es del orden de 3.3447 kJ/kg.

En estudios hechos en el proyecto europeo de I+D, ENCAP, se determina que para una central térmica de 500 MW, la adición de una planta de captura de aminas y la compresión del CO₂ a condiciones supercríticas supone una penalización en rendimiento de la central de 10 puntos (PCI). Otras organizaciones citan que para una central de 750 MW (netos), la captura y compresión de CO₂ supondrá un consumo auxiliar adicional de 200 MW, 110 MW debido a la planta de captura y 90 MW a la compresión. La mayoría de esta penalización es la extracción de vapor de baja presión.

Así el diseño de la turbina de vapor tendrá que ser modificado para permitir la extracción de vapor con el mínimo impacto en el rendimiento de la turbina de vapor. El calor para aumentar la temperatura en la columna de regeneración en el proceso de captura viene del vapor de Baja Presión. La cantidad de vapor de baja extraído puede ascender a rangos del 50 % de vapor de baja presión producido en una central térmica, por lo tanto la integración entre la planta de captura, su compresión y el sistema de vapor/agua de la planta es crítico para dar flexibilidad cuando el sistema de captura no está funcionando y minimizar la penalización de aumento en el consumo de energía.

Dado que la captura en post-combustión impone una penalización energética importante, los desarrollos en las centrales de carbón pulverizado resultando en mejor rendimiento a través de la obtención de vapor de mayor temperatura y presión, es decir, mejora del ciclo Rankine, son fundamentales. La clave aquí está en los materiales y en la actualidad se están probando nuevas aleaciones basadas en níquel que permitirán a medio plazo ir a temperaturas de vapor cercanas a los 700 °C y a presiones de 350 bar. Con ello, el rendimiento neto de la planta se acercará al 50%. (Ver Ilustración 14). El estado de arte en la actualidad es una temperatura de vapor de vapor de 600/620 °C y a una presión de 275 bar.

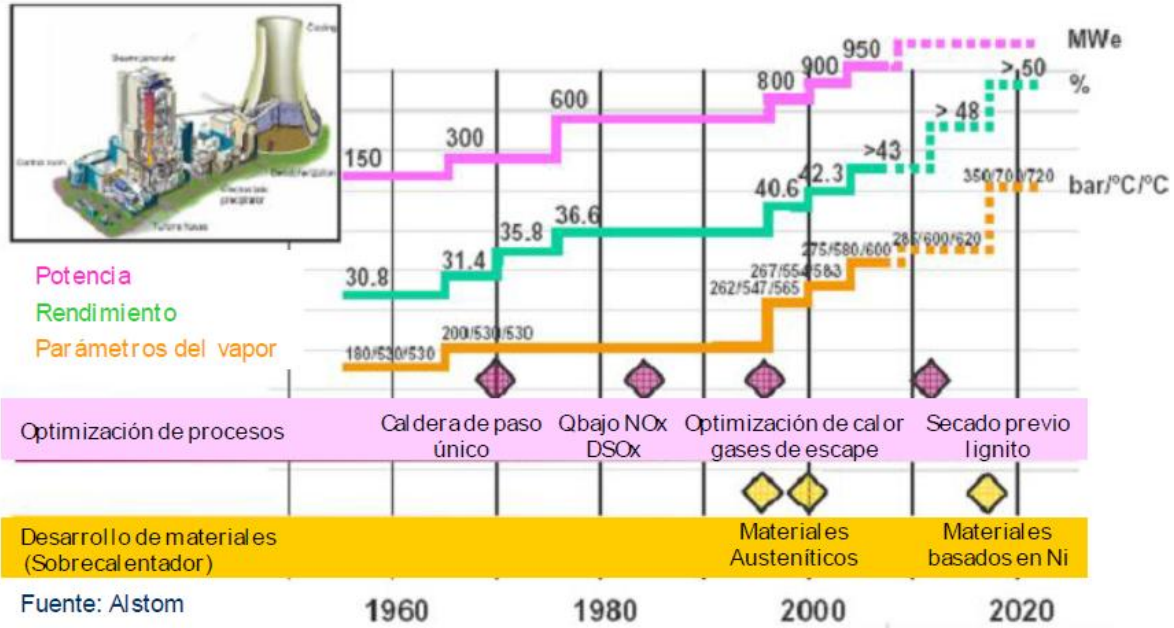


Ilustración 14 Tendencia en la mejora de rendimiento en centrales de carbón pulverizado

Fuente: Alstom

2.2.3 Proceso de Absorción

Procesos de absorción en captura por post-combustión hace uso de la naturaleza reversible de la reacción química de un solvente acuoso alcalino, usualmente una amina, con un ácido o gas amargo. La Ilustración 13 muestra el diagrama de flujo de proceso de un sistema de absorción comercial. Después de enfriar el gas de combustión, se pone en contacto con el solvente en el absorbedor. Se requiere de un ventilador para superar la caída de presión a través del absorbedor, a temperaturas de absorción típicamente entre 40 y 60 ° C. El CO₂ es alcanzado por el solvente químico en el absorbedor. A continuación, el gas de combustión se somete a una sección de lavado de agua para equilibrar el agua en el sistema y para remover cualquier gota del solvente o solvente de vapor arrastrados, y luego se deja el absorbedor. Es posible reducir la concentración de CO₂ en el gas de salida a valores muy bajos, como resultado de la reacción química en el disolvente, pero las concentraciones más bajas de salida tienden a aumentar la altura del recipiente de absorción tipo vessel. El solvente, que contiene CO₂

concentrado químicamente, se bombea a la parte superior de un separador (o recipiente de regeneración), a través de un intercambiador de calor. La regeneración del disolvente químico se lleva a cabo en el extractor a temperaturas elevadas (100 °C - 140 °C) y presiones no muy superiores a la presión atmosférica. El calor se suministra a la caldera para mantener las condiciones de regeneración. Esto conduce a una penalización de energía térmica como resultado de calentar el solvente, proporcionando el calor de desorción requerido para retirar el CO₂ químicamente unidos y para la producción de vapor de agua que actúa como un gas de arrastre. El vapor se recupera en el condensador y se devuelve al separador, mientras que el gas producto sale del separador de CO₂. El enfriador reductor de aminas contiene mucho menos CO₂ que es bombeado de nuevo al absorbedor a través del intercambiador de calor “reductor de aminas” y un enfriador para llevarlo hasta el nivel de temperatura del absorbedor. Adicionalmente muestra equipo necesario para mantener la calidad de la solución como resultado de la formación de productos de degradación, productos de corrosión y la presencia de partículas. Esto generalmente se hace mediante el uso de filtros, lechos de carbono y un recuperador térmico operado. Control de la degradación y la corrosión de hecho ha sido un aspecto importante en el desarrollo de los procesos de absorción durante las últimas décadas.

Los parámetros clave que determinan la operación técnica y económica de un sistema de absorción de CO₂ son:

- **Velocidad de flujo de gases de combustión** - El flujo de gas de combustión determinará el tamaño del absorbedor, este representa una contribución importante al coste global del proceso.
- **El contenido de CO₂ en los gases de combustión** - Dado que el gas de combustión se encuentra por lo general a la presión atmosférica, la presión parcial de CO₂ será tan baja como 3-15 kPa. Bajo estas condiciones de baja presión parcial de CO₂, las aminas acuosas (solventes químicos) son los disolventes de absorción apropiada (Kohl y Nielsen, 1997).

- **Eliminación de CO₂** - En la práctica, las recuperaciones típicas de CO₂ son entre un 80% y 95%. La opción de recuperación exacta es una compensación económica, una mayor recuperación llevará a una columna de absorción más alta, repercutiendo en mayor consumo energético y por lo tanto el aumento de los costos.
- **Velocidad del Flujo del Solvente** - La velocidad de flujo del solvente se determinará por el tamaño de la mayoría de los equipos, aparte del absorbedor. Para un determinado solvente, la velocidad de flujo será fijada por los parámetros anteriores y por las concentraciones elegidas de CO₂.
- **Requerimientos energéticos** – La energía consumida del proceso es la suma de la energía térmica necesaria para regenerar los solventes y la energía eléctrica necesaria para las bombas de líquido y el gas de salida del soplador o ventilador. La energía también se requiere para comprimir el CO₂ recuperado a la presión final requerida para el transporte y almacenamiento.

2.2.4 Efluentes:

Como resultado de la descomposición de aminas, los efluentes creados serán, particularmente amoníacos y sales termoestables¹⁹. Rao and Rubin (2002) han estimado estas emisiones para una MEA –basándose en datos limitados del proceso-, son removidos de la solución en el recuperador, y se crea un flujo de residuos y se dispone mediante prácticas de del uso HSE (Health, Safety and Environmental –Salud, Seguridad y Medioambiente). En algunos casos, estos desechos de fondo pueden ser clasificados como desechos peligrosos, que requieren de un manejo especial (Rao and Rubin, 2002).

También un filtro de partículas y filtros de carbón son normalmente instalados en el circuito solvente para remover subproductos. Finalmente, un poco de material solvente se pierde en el medioambiente a través de la evaporación y arrastre en el absorbedor, que se contabiliza en el consumo del solvente.

Se espera que otros gases ácidos como el CO₂, que todavía están presentes en el gas de combustión (SO_x NO₂) también sean absorbidos por la solución. Esto reducirá más la concentración de estos componentes gases e inclusive con las emisiones netas; en algunos casos dependiendo de la cantidad de uso de energía adicional para la captura de CO₂ (ver Tabla 8y Tabla 9).

Como el SO₂ es extraído antes que el CO₂ -es muy probable que se manifieste en las Centrales Carboeléctricas-, esto dará lugar a la producción a una corriente de residuos o subproductos que contiene yeso (CaSO₄·2H₂O) y agua proveniente de la unidad FGD.

¹⁹ Productos de descomposición de solventes, productos de corrosión, etc.

Tabla 8 Concentraciones de impurezas secas de CO₂, % por volumen

	SO ₂	NO	H ₂ S	H ₂	CO	CH ₄	N ₂ /Ar/O ₂	Total
COAL FIRED PLANTS								
Post-combustion capture	<0.01	<0.01	0	0	0	0	0.01	0.01
Pre-combustion capture (IGCC)	0	0	0.01-0.6	0.8-2.0	0.03-0.4	0.01	0.03-0.6	2.1-2.7
Oxy-fuel	0.5	0.01	0	0	0	0	3.7	4.2
GAS FIRED PLANTS								
Post-combustion capture	<0.01	<0.01	0	0	0	0	0.01	0.01
Pre-combustion capture	0	0	<0.01	1.0	0.04	2.0	1.3	4.4
Oxy-fuel	<0.01	<0.01	0	0	0	0	4.1	4.1

Fuente de datos: IEA GHG, 2003; IEA GHG, 2004; IEA GHG, 2005

- La concentración de SO₂ para oxí-combustión y la concentración máxima de H₂S para la captura mediante pre-combustión son para los casos donde las impurezas, han sido deliberadamente en el CO₂. Las concentraciones que se muestran en la tabla se basan en el uso de carbón con un contenido de azufre de 0.86%. Las concentraciones serán directamente proporcionales al contenido de azufre del combustible.
- El caso de oxí-combustión incluye la purificación criogénica del CO₂, para separar algo de N₂, Ar, O₂ y NO_x. La eliminación de esta unidad aumentara las concentraciones de impurezas pero reducirá los costos.
- Para todas las tecnologías, las concentraciones de impurezas mostradas en la tabla se podrían reducir a costos de captura más altos.

Tabla 9 Impactos de las necesidades energéticas de CCS en el consumo de recursos a nivel de planta y no las tasas de emisión de CO₂ para los tres sistemas generación..

Capture Plant Parameter ^a	PC ^b		IGCC ^c		NGCC ^d	
	Rate	Increase	Rate	Increase	Rate	Increase
Resource consumption (All values in kg/MWh-1)						
Combustible	390	93	361	49	156	23
Limestone	27.5	6.8	-	-	-	-
Ammonia	0.8	0.19	-	-	-	-
CCS Reagents	2.76	2.76	0.005	0.005	0.8	0.8
Solid Waste /by product (All values in kg/MWh-1)						
Ash/slag	28.1	6.7	34.2	4.7	-	-
FGD residues	49.6	12.2	-	-	-	-
Sulfur	-	-	7.53	1.04	-	-
Spent CCS Sorbent	4.05	4.05	0.005	0.005	0.94	0.94
Atmospheric emissions (All values in kg/MWh-1)						
CO ₂	107	-704	97	-720	43	-342
SO _x	0.001	-0.29	0.33	0.05	-	-
NO _x	0.77	0.18	0.1	0.01	0.11	0.02
NH ₃	0.23	0.22	-	-	0.002	0.002

*Los valores mostrados son flujo másico en kg/MWh, además de los incrementos en las tasas de referencia para cada tipo de planta.

Fuente: Rubin et al, 2005

- a) Potencia neta de todas las plantas es de aproximadamente 500 MW. Las plantas de carbón utilizan como combustible carbón Pittsburgh #8 con el 2.1% S, el 7.2% de cenizas, 5.1% de humedad y 303.2 MJ/kg base seca (PCI). El gas natural (PCI) = 59.9 MJ/kg. Todas las plantas capturan el 90% de las posibles emisiones de CO₂ y comprimir a 13.7 MPa.
- b) PC = Plantas de carbón pulverizado; basado en una unidad super crítica con SCR, ESP y sistemas FGD, seguido por un sistema de amina para la captura de CO₂. El sistema SCR asume 2 ppmv para la separación de amoníaco. La eficiencia de remoción de SO₂ es del 98% para la planta de referencia y el 99% para la planta de captura. La eficiencia neta de la planta (PCI) es de 40,9%, sin CCS y el 31,2% con CCS.
- c) IGCC Ciclo combinado con gasificación integrada, sistema basado en Texaco gasificación de enfriamiento (2 + 1 de repuesto), dos turbinas de gas de GE 7FA, 3 presiones de recalentamiento HRSG. Eficiencia de remoción de azufre es del 98% a través del sistema hidrolizer plus Selexol, recuperación de azufre a través de planta Claus y Beavon-Stretford tailgas unit. Eficiencia neta de la planta (PCI) es del 39.1% sin CCS y 33.8% con CCS.
- d) NGCC= Planta de gas natural de ciclo combinado con dos turbinas de gas de GE 7FA y 3 presiones de recalentamiento HRSG, con un sistema con aminas para la captura de CO₂. Eficiencia neta de la planta (PCI) es un 55.8% sin CCS y el 47.6% con CCS.

2.3 Tecnologías de transporte de CO₂

Una vez capturado el dióxido de carbono mediante alguna de las técnicas explicadas, es necesario transportar dicho gas hasta el lugar del depósito geológico seleccionado para su almacenamiento.

En la actualidad, dado el amplio crecimiento global que se desarrolla en las tecnologías, se comenzó a usar de manera económica este material y está comenzando a crearse un mercado de este producto cuya extracción no está perfeccionada al máximo y cuyo rendimiento disminuye a medida que aumenta la cantidad de gases que se debe tratar, es decir, a mayor cantidad de CO₂ por extraer la técnica funciona con menor eficiencia, el transporte juega un rol muy importante y sobre todo dada la necesidad de que el gas sea movido hacia donde será almacenado.

Existen dos opciones o tipos de transporte: Continuo o Discontinuo, ambos requiriendo de recursos sustanciales en términos de energía y costos. Debido al comportamiento bajo diferentes presiones y temperaturas del CO₂ el transporte debe ser tratado adecuadamente para evitar formas sólidas.

Previo al inicio del transporte del material este debe ser tratado a través de un rápido y simple proceso, dependiendo cual sea el tipo de transporte. En el caso de que el transporte sea continuo, es decir, a través de una tubería el CO₂ debe ser manejado con cambios de temperaturas y de presión mediante un compresor (Ilustración 15) para su compactación y con esto una mayor cantidad de flujo puede ser manejado en menos tiempo. En el caso del transporte discontinuo podemos ejemplificar con el caso de un buque o barco que transporta el CO₂ líquido criogenizado en barriles.

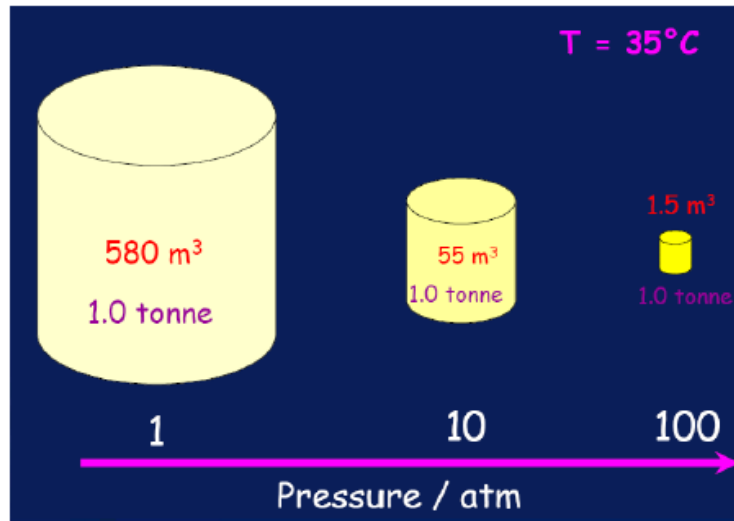


Ilustración 15 Efectos de la compresión de CO₂

Fuente: Informe y Captura de CO₂ PONTIFICIA UNIVERSIDAD DE CHILE.

2.3.1 Transporte continuo

En la actualidad, los gasoductos funcionan como una tecnología de mercados maduros y son el método más común de transporte de CO₂. Por lo general, el CO₂ gaseoso es comprimido a una presión superior a 8 MPa con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, facilitando y abaratando su transporte.

Existen en la actualidad más de 3,300 km de tuberías dedicadas al transporte de CO₂. El principal país que utiliza este método es EEUU, consecuencia de la utilización de este fluido en técnicas de recuperación de petróleo. En este tipo de transporte encontramos aspectos esenciales a su funcionamiento, los cuales se destacan por separado.

Aquí se tiene que tomar medidas de resguardo relacionadas con el CO₂. Es decir la tubería debe soportar una presión de 10 a 20 MPa ya que el CO₂ se encuentra en fase supercrítica (sobre 0.8 t/m³), de manera que se debe mantener un nivel de humedad lo más bajo posible con el fin de evitar la corrosión y algo fundamental

es estimar el diámetro de la tubería en función del flujo másico a transportar y la longitud de la pasarela.

- ❖ Tuberías: Esta selección estará determinada por la distancia entre el foco emisor y el emplazamiento donde se realizará el almacenamiento. Este medio de transporte puede ser utilizado para transportar el CO₂ capturado previamente en la fuente emisora y, transportarlo hasta el depósito almacén en estado supercrítico (fase líquida).

2.3.2 Transporte discontinuo (barco o camión)

En ciertas situaciones o lugares, el transporte de CO₂ por buque puede resultar más atractivo desde el punto de vista económico especialmente si el CO₂ tiene que ser transportado a largas distancias o a ultramar. El CO₂ puede ser transportado en buques cisterna a gran escala comercial (por lo general a una presión de 1.4 ~ 1.7 MPa y en un rango de temperatura de -25 y -30°C), la capacidad típica de una de estas naves es de 850 a 1400 toneladas de CO₂. Actualmente este proceso se lleva a cabo a pequeña escala debido a la escasa demanda. Para cargar un barco con la mayor cantidad de CO₂, el gas es convertido en líquido por presurización o una combinación de presurización y enfriamiento. Aprovechando estas bajas temperaturas a las que se mantienen, también ha llevado a mezclarse con el mercado de alimentos para una mantención refrigerada de estos. Las propiedades del CO₂ licuado son similares a las de los gases de petróleo licuado y la tecnología podría ampliarse para ajustarse a los grandes medios de transporte de CO₂ si se materializara la demanda de esos sistemas.

Los camiones y los vagones cisterna también son opciones viables ya que podrían transportar CO₂ a una temperatura de -20 °C y a una presión de 2 MPa. Sin embargo son costosos en comparación con gasoductos y los buques salvo a escalas reducidas y es poco probable que sea de utilidad a transportes de

gran escala. Su virtud reside en que no es necesaria ninguna infraestructura dedicada al transporte. Es empleado en aquellos proyectos donde la necesidad de CO₂ no es continua

2.4 Técnicas de almacenamiento

Para terminar el proceso es necesario almacenar el CO₂, englobando todas las formas de almacenamiento del mencionado gas: océanos, plantas y formaciones geológicas funcionan como reservas significativas de dióxido de carbono en el planeta.

Todas estas reservas intercambian CO₂ con la atmósfera, actuando por tanto, como reservas/almacén de carbono si el flujo entrante del citado gas es mayor que el saliente.

Existen tres categorías principales de almacenamiento:

- ❖ Geológica: existen diferentes formaciones geológicas que presentan las características necesarias para almacenar de forma segura el dióxido de carbono. Estas técnicas de almacenamiento tendrán grandes capacidades y permitirán un rápido almacenamiento del gas, evitando el peligroso incremento de la concentración de este gas en la atmósfera.
- ❖ Terrestre: es una forma indirecta de almacenamiento donde los ecosistemas terrestres se mantienen, incrementan y manipulan para incrementar su capacidad de almacenamiento de carbono.
- ❖ Océanos: Hay dos técnicas para incrementar el almacenamiento en los océanos: incremento de la productividad de sistemas biológicos en los océanos a través de la fertilización (algas, por ejemplo); otra técnica evaluada es la inyección de CO₂ en el fondo del océano.

2.4.1 Almacenamiento Geológico

Corresponde al confinamiento del CO₂ en una formación geológica idónea, cuya estructura favorece su acumulación de forma estable y segura en el tiempo (escala geológica: cientos a miles de años).

Las formaciones geológicas idóneas para almacenar el CO₂ son las sedimentarias, en especial las que han contenido petróleo, gas natural agua salada o capas de carbón.

❖ Yacimientos/ petróleo o gas natural

Puede ser bombeada a los depósitos para llenar los espacios vacíos dejados por la extracción de hidrocarburos. La geología de estos embalses es conocida y tienen almacenes de petróleo y gas durante mucho tiempo haciéndolos buenos sitios para el almacenamiento de CO₂.

❖ Acuíferos salinos profundos

También puede ser almacenado en profundas aguas saladas entre formaciones rocosas saturadas. Estos existen en todo el mundo y tienen el potencial para almacenar grandes cantidades de CO₂.

❖ Capas de carbón no explotables

Puede ser almacenado en las fosas de carbón profundas, donde se acumulará en los poros de la superficie del carbón y en las fracturas. Esto tiene la ventaja adicional de forzar el metano de los yacimientos de carbón que puede ser usado como combustible.

Las opciones de almacenamiento geológico se ejemplifican en la Ilustración 16.

Opciones de almacenamiento de CO₂

- 1 Uso del CO₂ en la recuperación de metano en capas de carbón (ECBM)
- 2 Capas de carbón no explotables
- 3 Reservas de petróleo y gas vacíos
- 4 Grandes cavidades
- 5 Incremento de la producción de petróleo
- 6 Acuíferos salinos profundos
- 7 Rocas basálticas

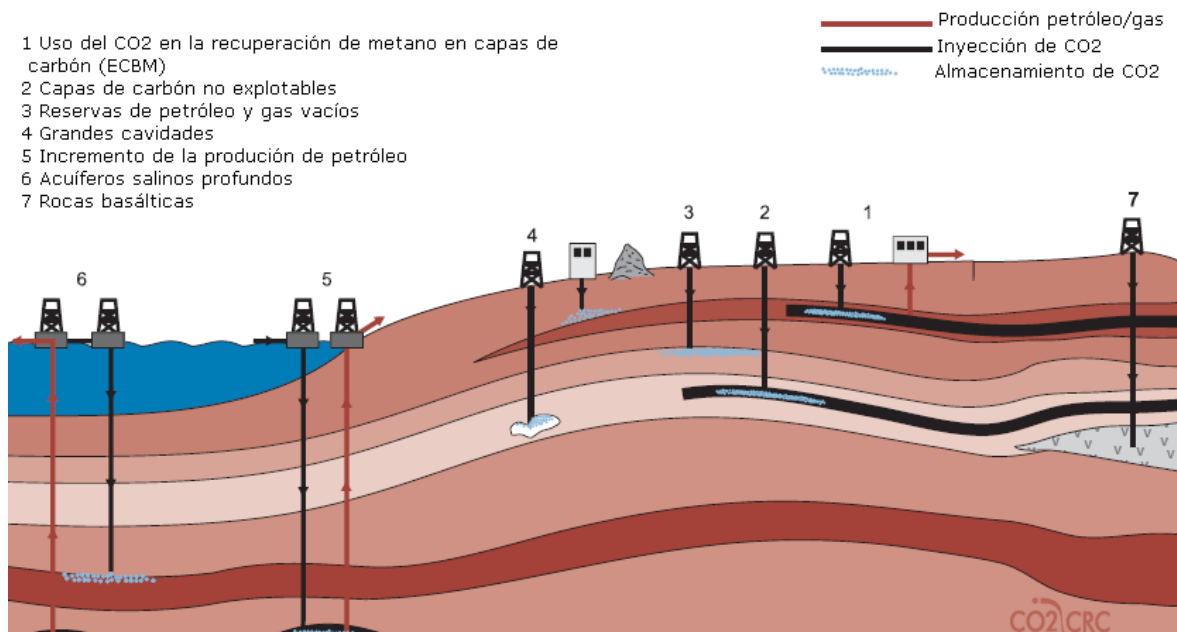


Ilustración 16 Opciones de almacenamiento del CO₂ geológicamente

Fuente: IPCC Carbon Dioxide Capture and Storage: 2009

Otra característica fundamental para la utilización de dichas estructuras como depósitos almacén de CO₂, es que deben estar a una profundidad superior a los 800 metros, ya que de esta forma este gas estará en estado supercrítico.

2.4.2 Yacimientos de hidrocarburos: petróleo y gas natural

Uno de los depósitos geológicos utilizables para almacenar el CO₂ capturado es en las reservas de petróleo que se encuentran en el final de su fase de producción. Estos depósitos son conocidos por haber tenido una alta efectividad en su cierre, el cual ha retenido los hidrocarburos durante largos períodos geológicos. También cuentan con la ventaja de haber sido investigados intensamente durante las fases de exploración y explotación de los mismos.

En lo que se refiere a los yacimientos de gas natural, es una técnica de represurización de los campos de gas natural vacíos que puede ser aplicada cuando se ha extraído entre el 80-90% del volumen total.

Aunque las reservas objeto del almacenamiento están vacías de metano (gas original) a presiones tan bajas como 20-30 bares, éstas no están del todo vacías: es posible recuperar una mayor cantidad de metano gracias a la inyección de CO₂.

El potencial de utilización del CO₂ aplicando esta técnica es mayor que la utilización de este gas en las técnicas de recuperación de petróleo.

2.4.3 Acuíferos salinos

Se pueden diferenciar dos tipos de acuíferos: abiertos y cerrados. Los acuíferos abiertos, son muy extensos, horizontales o ligeramente inclinados y la roca contiene agua. Por otro lado, el acuífero cerrado tiene definido los límites laterales, producidos por plegamientos geológicos, fallas o ambos.

Este último es más adecuado en localizaciones terrestres, pues las filtraciones a la superficie o fugas hacia acuíferos con agua potable pueden tener consecuencias directas para la actividad humana. Los depósitos cerrados mantienen el CO₂ inyectado en todo momento confinado dentro de la reserva al tener sus límites definidos.

Los acuíferos abiertos son aceptables en depósitos para almacenamientos marinos, ya que son más extensos y el impacto de las posibles fugas o filtraciones será menor, para el presente trabajo, este método será el empleado para su almacenamiento.

2.4.4 Capas de carbón no explotadas

El CO₂ puede ser adsorbido por el carbón, de hecho en la última década del siglo pasado, varios proyectos en Estados Unidos utilizaron este gas para mejorar la producción de metano (CH₄) procedentes de capas de carbón no explotables, desplazando el metano y facilitando su recuperación.

Si además la capa de carbón no es explotable económicamente, el almacenamiento de CO₂ será permanente.

Este tipo de almacenamiento en estas reservas resulta atractivo, ya que almacena de forma segura el CO₂, mientras que por otro lado se favorece la recuperación de CH₄, abriendo la posibilidad de emplear este gas con fines energéticos.

2.4.5 Otras técnicas de almacenamiento menos comunes

Almacenamiento biológico ó confinamiento natural: Hace referencia al proceso biológico en el que los ecosistemas marinos y terrestres son capaces de absorber CO₂ de la atmósfera. De esta forma no es necesario disponer de ningún equipo que capture, ni ningún medio de transporte que aisle y desplace al CO₂ hasta un posible sumidero.

Siempre ha existido este proceso mediante el cual se ha venido regulando la concentración de CO₂ en la atmósfera terrestre. Se trata de hacer un uso más eficaz de los bosques en los que almacenar CO₂ atmosférico a través de la fotosíntesis. Este método es aplicable a la limitación de las emisiones de CO₂ (transporte, vivienda, etc.).

Almacenamiento en océanos: Este método consiste en inyectar el CO₂ captado directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad), en donde la mayor parte quedaría aislada de la atmósfera durante siglos.

Ello puede lograrse mediante el transporte de CO₂ por gasoductos o buques a un lugar de almacenamiento oceánico, donde se inyecta en la columna de agua del océano o en los fondos marinos. Posteriormente, el CO₂ disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono. El almacenamiento oceánico aún no se ha desplegado ni demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación.

No obstante, se han realizado experimentos sobre el terreno a pequeña escala, así como 25 años de estudios teóricos, de laboratorio y modelos de almacenamiento oceánico intencional de CO₂.

Debido a que el dióxido de carbono es soluble en el agua, se producen intercambios naturales de CO₂ entre la atmósfera y las aguas en la superficie oceánica hasta que se alcanza un equilibrio. Si la concentración atmosférica de CO₂ aumenta, el océano absorbe CO₂ adicional en forma gradual.

2.5 Conclusión

El tema de la captura y el secuestro de CO₂ es muy importante a nivel mundial por lo que actualmente significa, la oportunidad de reducir la contaminación atmosférica y mitigar los efectos que ya se están vislumbrando como el calentamiento global. Es de gran interés la actitud que están tomando los países más importantes frente a esto, así como las potencias emergentes (llámense Brasil, Rusia, India y China), pero también es de mucha importancia lo que hace México frente a este tema, ya que en México también existen estas tres tecnologías a nivel experimental en el Instituto de Investigaciones Eléctricas, a su vez se está desarrollando la comprensión de esta tecnología mediante paqueterías que simulan el proceso de captura de CO₂ como se presentara en esta tesis en los siguientes capítulos.

Cabe señalar que la oxi-combustión utiliza oxígeno de un alto grado de pureza, ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una

separación más fácil del CO₂, pero tiene un inconveniente requiere mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire lo cual resulta en una afectación a la eficiencia.

En la actualidad para una Central termoeléctrica de carbón pulverizado (PC) como la que esta tesis pone en estudio, la tecnología más apta para la captura CO₂ es la de post-combustión mediante absorción química (aminas MEA) ya que solo se implementara una planta tipo paquete a la salida de los gases de escape después del precipitador electrostático, no afectando el diagrama de flujo de la Central, aunque si afectará al régimen termino de la misma (esto se analizara en los siguientes capítulos).

3 Caracterización de las condiciones de desempeño y operación de la central dual “Plutarco Elías Calles (Petacalco)”

Introducción

En este capítulo se caracterizarán las condiciones de operación de la Central Carboeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles "Petacalco, desde su ubicación geográfica, condiciones ambientales, entre otros. Así mismo se describirán los equipos principales y el sistema de combustión utilizado por la Central en estudio así como el diagrama de flujo de la misma, que servirá para la realización de la Central en el programa Thermoflex 22, de Thermoflow..

Se realizará y validará la réplica de la Central mediante datos de prontuario de CFE y el programa Thermoflex. Una vez realizado la réplica al 100% de carga este será el modelo base del cual surgirán diversos arreglos que le permitan a la central implementar la tecnología de Post-combustión mediante absorción química (aminas MEA).

Los planteamientos aquí generados tratarán de dar la mejor solución energética para la implementación de la tecnología de captura de CO₂, analizando la propuesta que tenga mejor eficiencia energética, valorando, la eficiencia global, potencia neta y régimen térmico neto, no obstante se presentarán los pormenores que implica la implementación de esta tecnología, ya sea en área para la instalación, suministro de combustible, y caracterización de gases así como equipos auxiliares necesarios para cada propuesta.

De igual manera se verificará ambientalmente la reducción o disminución de CO₂ para cada una de las propuestas.

La energía solar, la tecnología de ciclo combinado y el combustible GN serán de gran ayuda para que las propuestas presentadas en este capítulo converjan al arreglo que más eficiente energéticamente, que servirá para realizar el análisis económico en el siguiente capítulo.

3.1 Descripción la central Plutarco Elías Calles

3.1.1 Ubicación

Ubicada en el municipio La Unión, Guerrero, en la localidad de Petacalco, en la costa del océano pacífico, a 15 km de Lázaro Cárdenas, Michoacán. La Central se localiza a aproximadamente 7 km del puerto de descarga y a 5 km de los patios de almacenamiento de carbón, la capacidad de estos patios es de 1.920 MT de carbón. El combustóleo se almacena en 4 tanques con capacidad de 34,600 m³ cada uno.



Ilustración 17 Ubicación de la central Termoeléctrica

Fuente: Elaboración propia con la plataforma Google Maps

3.1.2 Condiciones ambientales de la Central

Los datos geográficos donde se ubica la Central son los siguientes:

Tabla 10 Condiciones ambientales de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles.

Parámetro	Valor
Altitud sobre el nivel del mar (msnm)	6.15
Longitud	102° 06'22" W

Parámetro	Valor
Latitud	17° 55'04" N
Zona climática	Cálido semi-húmedo
Velocidad del viento máx. (m/s)	10.6
Velocidad del viento mín. (m/s)	0.5
Temperatura máx.(°C)	38.3
Temperatura mín.(°C)	21.32
Temperatura: Media anual (°C)	30
Precipitación Anual (mm)	1,125
Humedad relativa anual (%)	70
Presión barométrica (mm Hg)	760

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

3.1.3 Condensador de vapor principal

Su objetivo es enfriar el vapor de escape procedente de la turbina de baja presión, para proporcionarlo en forma de condensado a través del pozo caliente a las bombas de extracción de condensado. Para sus sistemas de enfriamiento, la termoeléctrica de Petacalco –la más grande del país por su nivel de generación de electricidad– cuenta con un canal de llegada del Río Balsas a obra de toma, con un ancho de 24 m en la plantilla y talud de 2.5:1. La bocatoma tiene 180 m de ancho por 500 m de largo del canal. De igual manera se proyectó un canal de descarga el cual tiene una longitud total de 2681 m compuesto por dos secciones, una rectangular y otra trapezoidal, el cual desemboca directamente a la bahía de Petacalco.

En la Ilustración 18 se muestran los parámetros operativos del condensador principal durante la prueba a máxima carga [350 143 kW] y referencia de diseño.

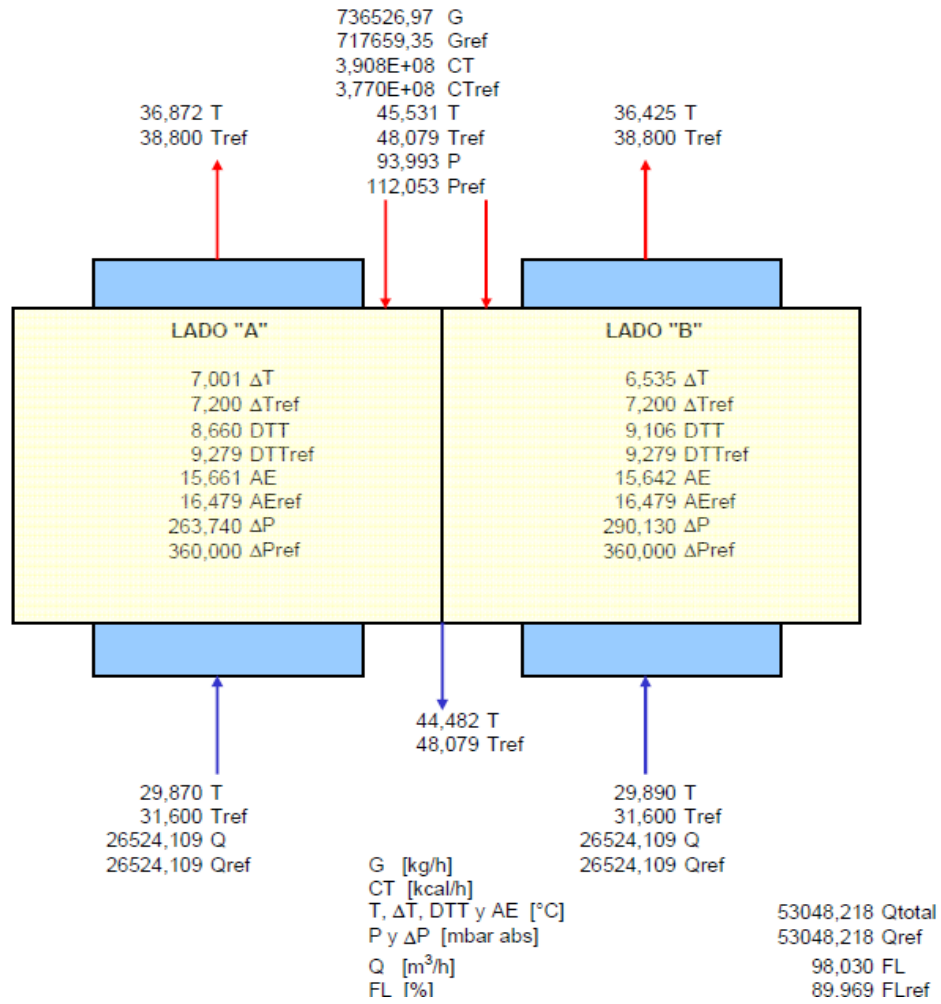


Ilustración 18 Parámetros operativos del condensador principal

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

3.1.3.1 Agua de enfriamiento.

El agua de enfriamiento es un insumo indispensable para centrales termoeléctricas con condensadores húmedos. Esta agua es la que se encarga de remover el calor de exceso en el vapor de escape de la turbina a través del condensador, al cual ingresa en grandes cantidades para llevar a cabo su función.

El agua de enfriamiento del condensador es suministrada por el Río Balsas como se describió anteriormente, esta agua llega al condensador principal de vapor para agotar la energía remanente de la última extracción de vapor de baja presión y generar condensado.

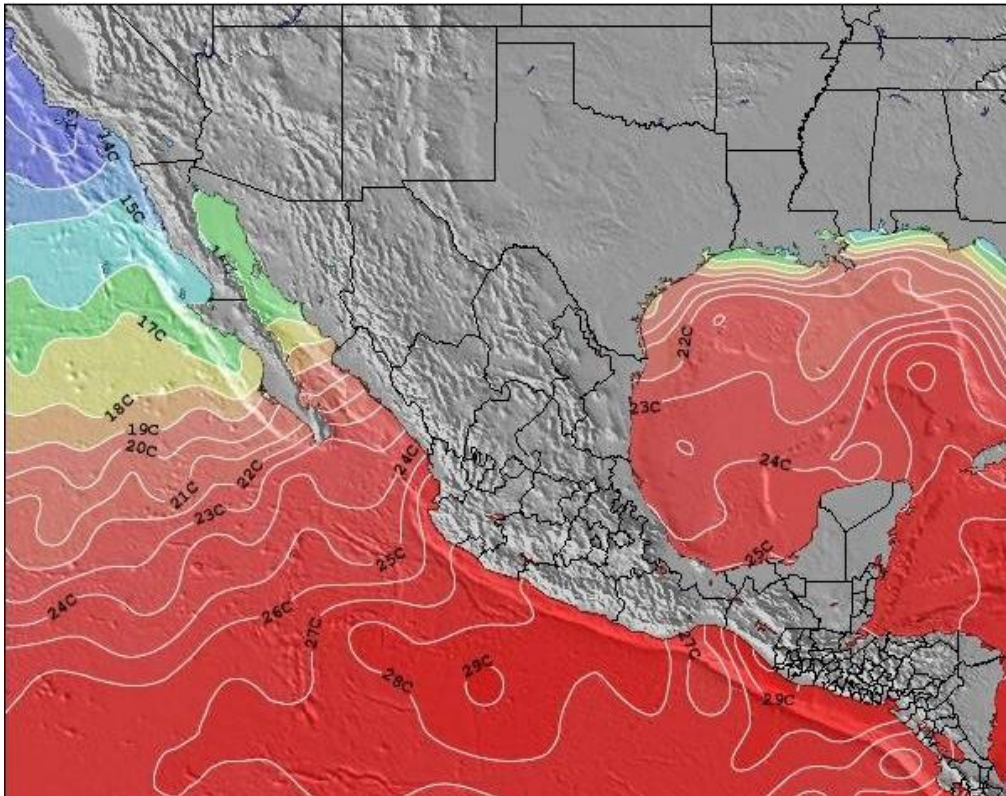
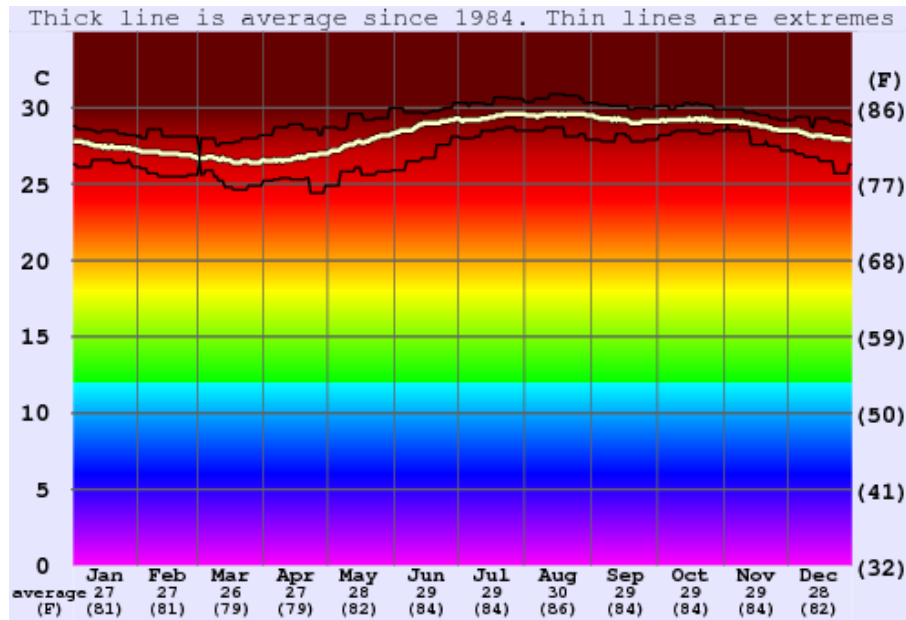


Ilustración 19 Mapa de la temperatura de superficie del mar en México [°C].

Fuente: <http://es.surf-forecast.com/breaks/Petacalco/seatemp>

A continuación se muestra un gráfico histórico (Gráfica 5) de la temperatura del mar para Petacalco. Estos datos han sido derivados a partir de análisis de dos décadas de observaciones de satélites oceanográficos en mar abierto. Se han

calculado los promedios de las variaciones de temperatura del agua a lo largo del año así como los extremos observados en cada fecha.



Gráfica 5 Rango de temperatura de agua de mar superficial para Petacalco

Fuente: <http://es.surf-forecast.com/breaks/Petacalco/seatemp>

La temperatura del agua superficial cercana a la costa en Petacalco puede variar de algunos grados comparada con los promedios en el mar abierto. Eso ocurre especialmente después de fuertes lluvias, cerca a una desembocadura de río o después de una temporada de fuertes vientos de tierra. Los vientos de tierra hacen que las aguas más profundas emerjan y enfríen las aguas superficiales calentadas por el sol. Hay que tener en cuenta la temperatura del aire, el enfriamiento del viento y el sol antes de decidir el tipo de traje para surfear caliente en Petacalco. Siendo 29 °C la temperatura de llegada al condensador, la cual se considerara para el modelado de la Central.

3.1.4 Generador de Vapor

La tecnología denominada Carboeléctrica, para generar energía eléctrica, utiliza como combustible primario carbón para producir vapor de alta presión (entre 120 y 170 Kg/cm²) y alta temperatura (del orden de 520°C) mediante la transformación

de la energía química contenida en el combustible, el cual se conduce hasta las aspas de una turbina de vapor, haciéndola girar y al mismo tiempo hace girar el generador eléctrico que esta acoplado al rotor de la turbina de vapor; se fundamenta en el mismo principio que la tecnología conocida como termoeléctrica de tipo vapor, que emplea combustóleo, gas o diesel como combustible, para hacer girar los generadores eléctricos, el único cambio importante es que las cenizas de los residuos de la combustión, requieren de varias maniobras y espacios muy grandes para su manejo y confinamiento. Las especificaciones del generador de vapor se presentan en la Tabla 11.

Tabla 11 Datos de diseño del Generador de Vapor a 100% de carga

Marca Mitsubishi Heavy Industries. LTD	
Flujo de vapor	1 049.80 t/h (291.61 t/s)
Presión de vapor SH	173.00 bar man
Temperatura de vapor SH / RH	541.00 °C / 541.00 °C
Sistema de combustión	Quemadores de combustóleo y carbón con hogar balanceado y recirculación de gases
Temperatura ambiente	(Tbs) 31.50 °C
Humedad relativa	70.00%
Temperatura de referencia a la descarga de los VTF	35°C
Eficiencia de diseño	89.98 % con carbón

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

3.1.5 Turbina de vapor y generador eléctrico

Es el equipo encargado de llevar a cabo la segunda etapa de transformación de energía del ciclo termodinámico. En ella la energía térmica del vapor se convierte en trabajo mecánico de flecha para accionar el generador eléctrico.

En las instalaciones de esta Central se cuenta con seis unidades generadoras Carboeléctricas en operación, con una capacidad nominal de 350 MW (Tabla 12) cada una, haciendo una capacidad instalada total de 2,100 MW.

Tabla 12 Datos de diseño de la Turbina a 100% de carga

Marca Mitsubishi Heavy Industries. LTD	
Capacidad	350 MW
Presión vapor principal	167.00 bar abs
Temperatura vapor SH / RH	538.00 °C / 538.00 °C
Presión escape TBP Variable	(0.112 bar abs @ 350 MW)
Número de Extracciones	7
CTU de diseño	1,943.50 kcal/kWh (8,137 kJ/kWh) @ 350 MW sin serv.

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

En el generador eléctrico la energía mecánica proporcionada por la turbina de vapor mediante acoplamiento se transmite y se transforma en energía eléctrica en las terminales de salida.

Las fechas de entrada en operación comercial de sus unidades generadoras son las siguientes:

U-1, noviembre 8 de 1993;

U-2, diciembre 14 de 1993;

U-3, octubre 16 de 1993;

U-4, diciembre 21 de 1993;

U-5, julio 27 de 1994

U-6, noviembre 16 de 1994.

Y una unidad de respaldo U-7, febrero de 2010 con una capacidad de 678 MW.

En la Ilustración 20 puede verse un esquema casi real de una central de carbón.

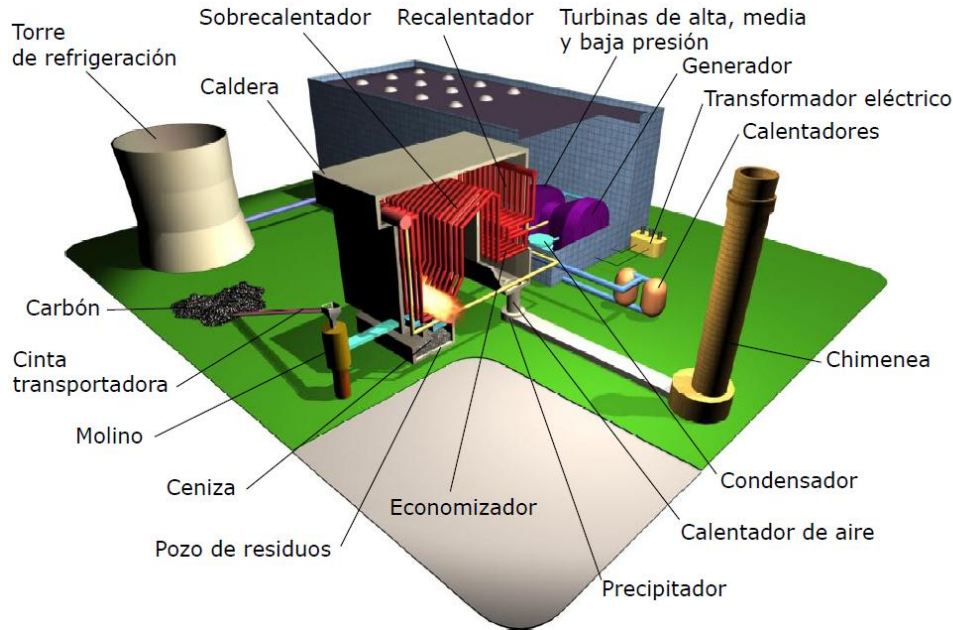


Ilustración 20 Esquema básico de una central eléctrica de carbón

FUENTE: Roque Calero "Energía del carbón" Escuela Técnica superior de Ingenieros. España

La Central utiliza como combustible principal carbón importado desde Australia, el cual es transportado en barcos con capacidad de hasta 150,000 toneladas de peso muerto. También se utiliza combustóleo pesado como combustible alternativo y diesel para los arranques, estos últimos se descargan desde buques-tanque de 50,000 toneladas de peso muerto de capacidad. Debido a que estas unidades generadoras cuentan con quemadores de combustible diseñados para poder quemar carbón y también combustóleo, se le denomina Central "Dual".

3.1.6 Interconexiones y transmisión de la Central

La Central se encuentra interconectada a la subestación Lázaro Cárdenas, Potencia y está a su vez interconectada al Sistema Eléctrico Nacional a través de la Subestación Carapan y Subestación Pitirera, (enlace a Mazamitla y Donato Guerra Nopala), contándose además con una línea directa Lázaro Cardenas Potencia a Donato Guerra Nopala.

La energía eléctrica producida en la Central fluye a través de quince líneas de transmisión: cuatro de 400 kV (tres al Estado de Michoacán y una al Estado de México); siete de 230 kV (seis al Estado de Michoacán y una al Estado de

Guerrero), cuatro de 115 kV (tres al Estado de Michoacán y una al Estado de Guerrero).

3.1.7 Operación de la Central

Los primeros años de operación de la Central consumirá combustóleo en sus generadores de vapor, mismo que será recibido mediante barcos tipo Panamax con descarga a un muelle en Terminal marítima de PEMEX, dos tanques de balance de 100,000 Bls de capacidad cada uno, sistema de bombeo y combustóleducto de 20 pulgadas de diámetro y 10.3 km de longitud, el combustible será almacenado en cuatro tanques de almacenamiento de 200,000 Bls de capacidad cada uno, ubicados dentro del predio de la Central. A principios del año 2000 se inicio el consumo de carbón mineral, para lo anterior se construyo la Terminal Marítima de carbón en el puerto industrial Lázaro Cárdenas Michoacán, con capacidad de recepción y manejo de 6'000,000 de toneladas anuales, dicha Terminal puede recibir barcos de 50,000 hasta 150,000 toneladas de peso muero procedentes del extranjero.

3.2 Proceso de combustión en la unidad seleccionada.

3.2.1 Sistemas de Combustión de Carbón Pulverizado

La industria se ha esforzado continuamente para incrementar las eficiencias de las plantas convencionales; por ejemplo, la eficiencia térmica promedio de las centrales de generación en los Estados Unidos se ha incrementado de un 5% en 1900 hasta casi un 35% actualmente. Las nuevas plantas de generación con sistemas de pulverización convencionales alcanzan eficiencias superiores al 40%. Las plantas modernas avanzadas utilizan aleaciones de acero, especialmente desarrolladas para alta resistencia que hacen posible el uso de vapor a condiciones supercríticas y ultra-supercríticas (presiones mayores a 248 bar y temperaturas mayores a 566° C) pueden alcanzar, dependiendo de la localización, cerca del 45% de eficiencia. Esto conduce a una reducción en las emisiones de CO₂, por cuanto se usa menos combustible por unidad de electricidad producida.

La combustión de carbón pulverizado es el método más ampliamente usado para quemar carbón para generación eléctrica. En este método, el carbón es molido, pulverizado e inyectado con aire a la caldera. El carbón pulverizado tiene una gran área superficial, lo cual facilita su combustión en los quemadores. El calor generado es usado para producir vapor a altas presiones y temperaturas para activar las turbinas y generar electricidad. En la actualidad casi toda la electricidad generada en el mundo en plantas térmicas a carbón es producida usando sistemas de carbón pulverizado.

3.2.2 Emisiones Gaseosas de la Combustión de Carbón Pulverizado

Las emisiones de la combustión de carbón pulverizado pueden ser reducidas mediante tecnologías de limpieza de los gases de combustión. Los precipitadores electrostáticos y/o filtros de manga pueden remover más del 99% de la ceniza volante de los gases de combustión, el cual la central en estudio ya cuenta. Los métodos de desulfurización de gases de combustión (FGD) pueden remover de 90 a 97% de los óxidos de azufre (SO_x) de los gases y pueden convertirlos en yeso para uso en construcción (para el caso en estudio no se cuenta con un desulfurizador, pero será incluido en la propuesta de captura de CO₂ para el tratamiento de los gases).

Entre las tecnologías limpias de carbón para la combustión de carbón pulverizado que reducen emisiones de nitrógeno (NO_x), se encuentran los quemadores de bajo NO_x y las técnicas de requemado. Estas modifican el proceso de combustión para reducir emisiones de NO_x hasta el 50% y están siendo ampliamente adoptadas, por cuanto ellas pueden ser instaladas en plantas existentes. El método de reducción catalítica selectiva de NO_x, una tecnología de post combustión, puede lograr reducciones de 80 a 90%.

3.2.3 Circuito del aire de combustión

El aire de combustión es enviado al hogar de la caldera por medio del ventilador de tiro forzado a través del precalentador de aire que tiene por objeto calentar el

aire aprovechando parte del calor que contienen los gases antes de pasar a la chimenea.

Una parte de este aire primario, sirve para secar el carbón en el molino y para la inyección del carbón pulverizado en la cámara de combustión, mientras que la parte restante del aire, llamado aire secundario, se suministra alrededor de los quemadores para lograr un contacto íntimo con las partículas del carbón. Así, se obtiene una combustión rápida y una menor cantidad de productos no quemados.

En la Ilustración 21 se presenta el diagrama de flujo de la central Termoeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles "Petacalco", en donde se aprecia claramente el proceso del combustible, en este caso, carbón. Desde su llegada al puerto, trituración y cribado, hasta generación de vapor de alta presión, su condensación y el flujo de aire para la combustión en la caldera.

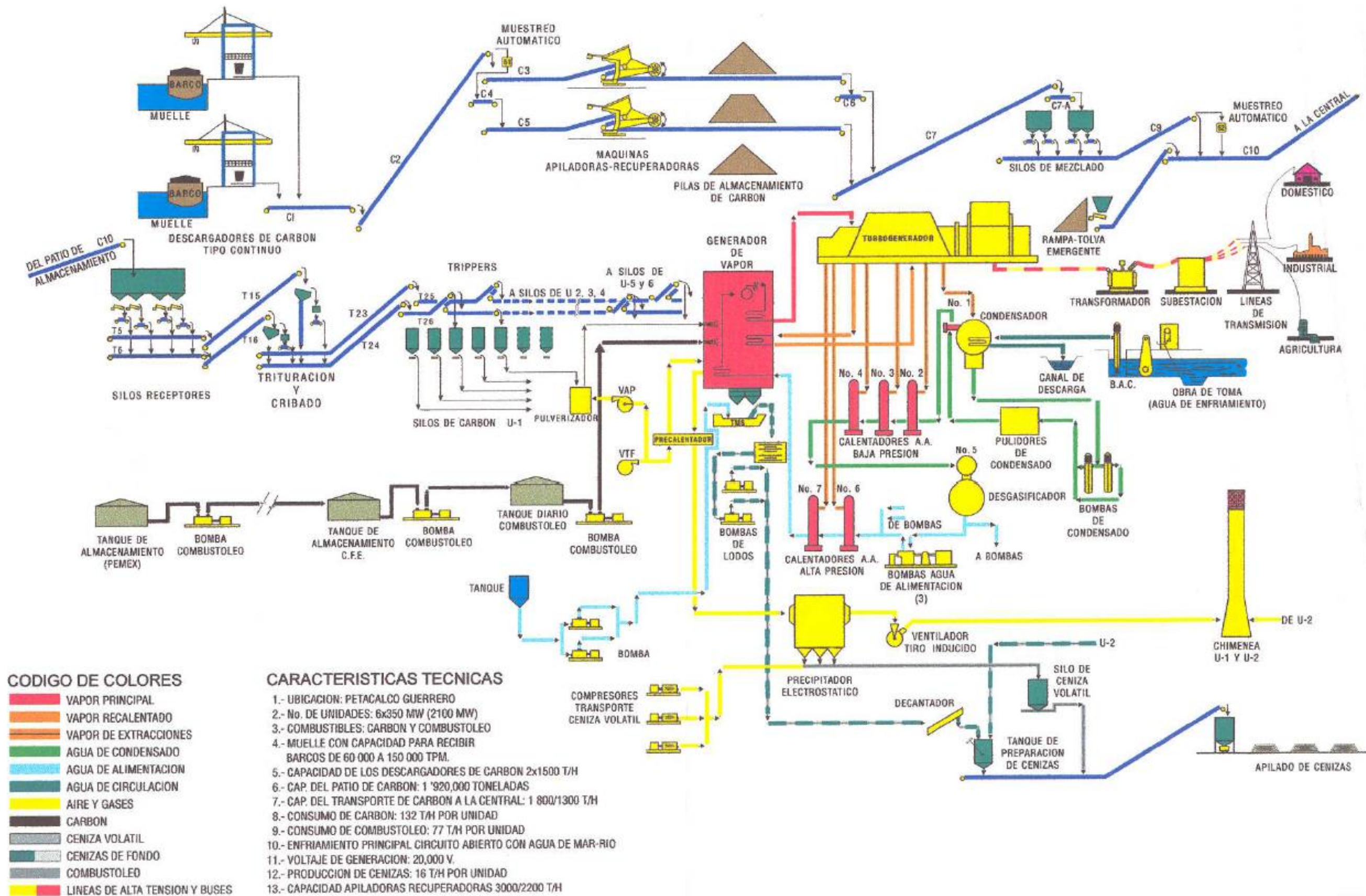


Ilustración 21 Diagrama de Flujo de C. T. Pdte. Plutarco Elías Calles

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

3.2.4 Criterios de diseño y modelado

3.2.4.1 Consideraciones generales para la generación del modelo.

Para la generar el modelo y realizar la simulación del balance de materia y energía de un proceso, se recurrió a algunas consideraciones y suposiciones, derivadas de su la literatura, experiencia propia, y recomendaciones del tutor de la tesis así como del mismo programa, con advertencias mostradas y recomendaciones de su librería. Dependiendo de las herramientas tecnológicas con las que cuente en ese momento, balances operacionales, además de la información del proceso, datos técnicos y las condiciones de sitio.

A continuación se enlistan las consideraciones más relevantes para el modelado de la Central en estudio, así como de las simulaciones elaboradas en el presente trabajo.

- La simulación se ha realizado con el Software especializado Thermoflex, una herramienta del paquete Thermoflow²⁰.
- Las entradas al programa (inputs) que se conocen ya sea en base a diagramas o pruebas de operación de la Central, fueron capturadas y utilizadas como parámetros de operación; sin embargo aquellos que se desconocen o que no poseen datos técnicos y que el software demanda, se han tomado como valores los sugeridos por el por el propio programa (de manera que el balance de materia y energía concuerde), quedando especificado en “Modo de diseño termodinámico (Thermodynamic Design Mode”.
- El análisis se ha enfocado al estudio de parámetros de la primera ley de la termodinámica, considerando suficientes estos datos para la toma de decisiones técnicas.

²⁰ Es un software de ingeniería térmica para la industria eléctrica y cogeneración.

- El proceso simulado trato de validar la mayoría de los datos términos, específicamente en las extracciones de vapor de la turbina hacia los recalentadores, ya que se contaba con los datos de pruebas de operación. Aunque en algunos casos donde existía flujo de vapor mínimo para consumo de algún equipo en particular, se dejo especificado en el modo de diseño térmico, por la complejidad que a veces provoca. Valorando los resultados finales, esta consideración conlleva un impacto mínimo.
- La eficiencia mecánica en las turbinas se considero al 90% constante en cada una de las turbinas, ya que oscila entre 85%-93% aproximadamente.
- Cabe señalar que las opciones de captura de CO₂ aquí presentadas son algunos casos, que se eligieron por experiencias y conocimientos previos del autor, así como por literatura que se presentara si es el caso.
- La Central cuenta con 6 unidades (U-1, U-2, U-3, U-4, U-5, y U-6) que se encuentran en operación. Aunque se tienen datos de operación de la unidad No. 5 el modelo no representa una unidad en específico, ya que el comportamiento de las 6 unidades es muy similar, además que todas tienen la misma potencia de generación, pero para esta tesis no referiremos a la Unidad 1.
- El combustible de la Central, se caracterizo de acuerdo a los resultados de los análisis químicos reportados para el carbón que se importa de Australia, tomando el valor promedio para esta simulación (a continuación se expone con más detalle).

Una vez realizadas las diferentes propuestas para implementar la tecnología de captura de CO₂ mediante post combustión por absorción química, se analizaran los modelos para visualizar cuál de ellos es más factible energéticamente, siendo el régimen térmico y la potencia o generación neta los principales indicadores.

3.2.4.2 Combustible.

Como se menciona en los capítulos anteriores, el combustible que en la actualidad utiliza la Central es carbón, el cual es importado de Australia, para conocer su poder calorífico, se utilizó el promedio de los poderes caloríficos recopilados de los análisis operacionales y de las especificaciones de diseño²¹, en la Tabla 13 se muestra el poder calorífico superior e inferior que se utilizó para la modelación.

Tabla 13 Poderes caloríficos del carbón importado de Australia

Datos combustible	
Poder Calorífico Inferior (PCI) kJ/kg	25,511.69
Poder Calorífico Superior (HHV) kJ/kg	26,701.00

Fuente: Prontuario de operación de la Central "Pdte. Plutarco Elías Calles", CFE

Con 77°C de temperatura del suministro de combustible, así junto con los datos de diseño y resultados de las pruebas operacionales se fue construyendo el modelo que servirá de base para la implementación de diferentes propuestas que ayuden a mitigar las emisiones de CO₂.

3.3 Caso base del Modelo de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles "Petacalco".

Para la creación del modelo se utilizó el programa Thermoflex 22 y se utilizaron datos del "*Informe de las pruebas para determinar el comportamiento térmico de la unidad no. 5, de la C. T. Pdte. Plutarco Elías Calles, después de Mantenimiento en diciembre del 2010*". Así como los datos de diseño de los equipos térmicos que se incluyen en el Anexo I, la mayoría de los datos fueron recopilados de los datos de las pruebas de operación, aunque los datos de diseño solo sirvieron como referencia para el cotejo de los mismos.

²¹ Los valores de las pruebas se encuentran en la sección de Anexos.

En el modelo se replicó una central termoeléctrica que utiliza como combustible carbón, con 7 extracciones de vapor, un recalentamiento de vapor y un precipitador electrostático. Quedando el diagrama base de nuestro modelo de la siguiente forma:²²

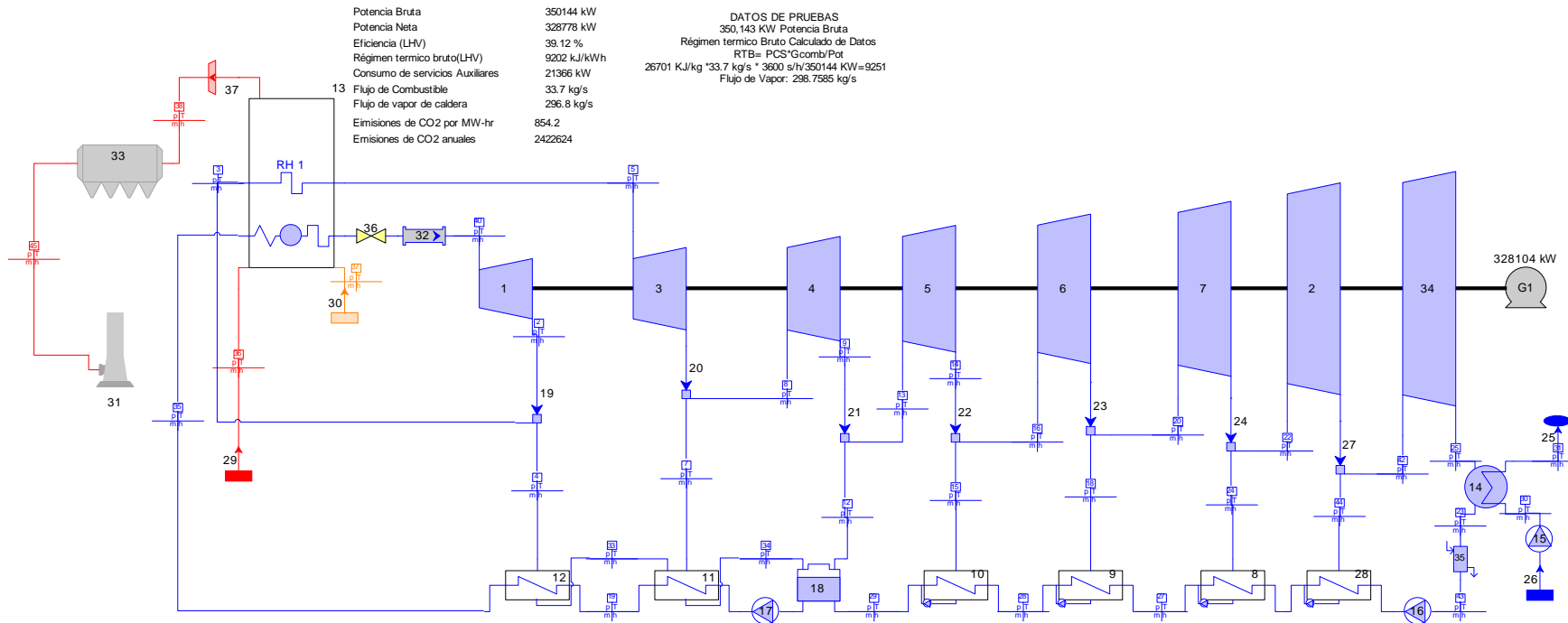


Diagrama 1 Diagrama de la planta Pcte. Plutarco Elías Calles al 100% de carga realizado en Thermoflex 22.

Fuente: Elaboración propia con diagramas de la Central Pcte. Plutarco Elías Calles de CFE

²² Para la realización de este modelo se utilizó el balance térmico del “Informe CT Plutarco Elías Calles U5 dm diciembre 2010” ver anexos.

A continuación se ejemplifica una lista con los datos más representativos de la planta así como los datos operacionales obtenidos del informe antes mencionado que validaron el modelo.

Tabla 14 Datos para validar el modelo de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles.

Variable	Unidad	Thermoflex	Operación
Potencia bruta	kW	350144	350143
Eficiencia térmica indirecta	%	39.12	39.7
Régimen Térmico Bruto(PCI)	kJ/kWh	9202	9251
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	9800	N/A
Flujo de vapor principal	t/s	296.8	291.8
Temperatura de vapor principal	°C	538.2	538.2
Consumo principal de agua de alimentación	kg/s	2.968	2.984
Flujo de combustible	kg/s	35.08	33.723

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex 22

Como se ve en la Tabla 14 la potencia bruta generada del modelo con respecto a la obtenida por pruebas de operación tiene una variación 1 MW, representando esto un error porcentual de 0.0003%, así mismo el régimen térmico presenta un error porcentual de 0.53% respecto al de operación; lo que no representa una variación considerable para efectos de esta tesis, con ello, se valida el modelo realizado. Aunque en los documentos no se contaba con el valor del régimen térmico neto, se tomara el calculado por Thermoflex como base para el presente estudio.

Una vez validado este modelo se obtuvieron las emisiones anuales de la planta y las emisiones de CO₂ generadas por la Central mediante los cálculos realizados por el programa Thermoflex 22, resaltando que la planta genera 2'422,624 toneladas anuales de CO₂ que son emitidos a la atmosfera (Tabla 15).

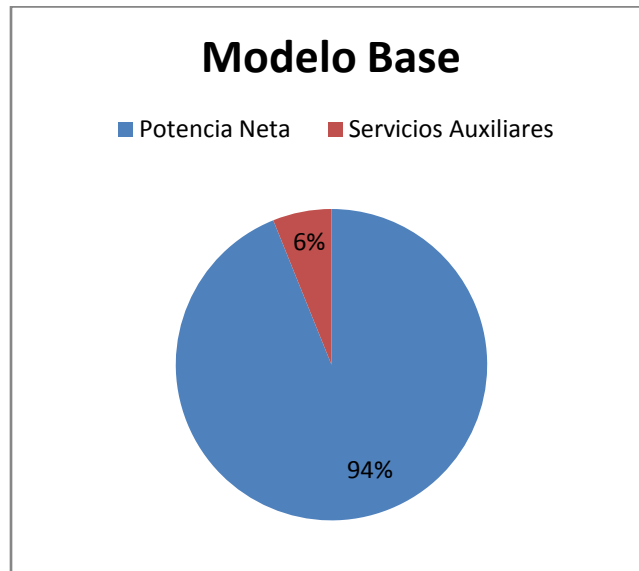
Tabla 15 Emisiones de CO₂ para la Central Pdte. Plutarco Elías Calles al 100% de carga.²³

Emisiones de CO ₂	
CO ₂ t/a	2,422,624
CO ₂ kg/MWh (bruto)	854.2

²³ Elaboración propia con resultados obtenidos de Thermoflex 22

Con el modelo base se generaran diferentes propuestas para mitigar la emisión de CO₂ mediante la implementación de la tecnología de post-combustión mediante absorción química con aminas (MEA), proponiendo diferentes arreglos.

Así mismo se muestra la Gráfica 6 en donde se aprecia que solo el 6% de la potencia bruta es destinada para servicios auxiliares de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles “Petacalco”.



Gráfica 6 Comportamiento porcentual de generación del modelo base

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4 Implementación de alternativas para la captura de CO₂

3.4.1 Captura de CO₂ alimentado por una extracción de vapor de BP.

De lo visto anteriormente la opción más factible para una Central Carboeléctrica de carbón pulverizado como la de Petacalco es la tecnología de Postcombustión por aminas. A continuación se describe el modelo y los parámetros utilizados para la primera alternativa a implementar.

De este proceso se sabe que requiere recursos energéticos para los servicios auxiliares de la planta así como recursos térmicos para la regeneración de las aminas; en este caso, de vapor de baja presión, el cual suministrará la energía

térmica al proceso de post-combustión. Se optó por una extracción de vapor de baja presión²⁴ (de manera que satisficiera los requerimientos del proceso presentados en el capítulo dos) a 3.29 kg/cm², ya que tiene menor impacto energético que si se tomara una de mayor energía como la de 6.55 kg/cm² que es la inmediata superior de las extracciones de la Central (Ilustración 22).

Esta extracción posee 212 °C de temperatura, si se inyectara al ciclo de captura de CO₂ degeneraría la amina muy rápido y repercutiría en el consumo de amina por tCO₂ capturado, que al final se manifestaría en un mayor costo, siendo necesario acondicionar el vapor de BP a un intervalo de 100°C-140°C²⁵ mediante un intercambiador de calor, que expulsara el mismo a 136°C.

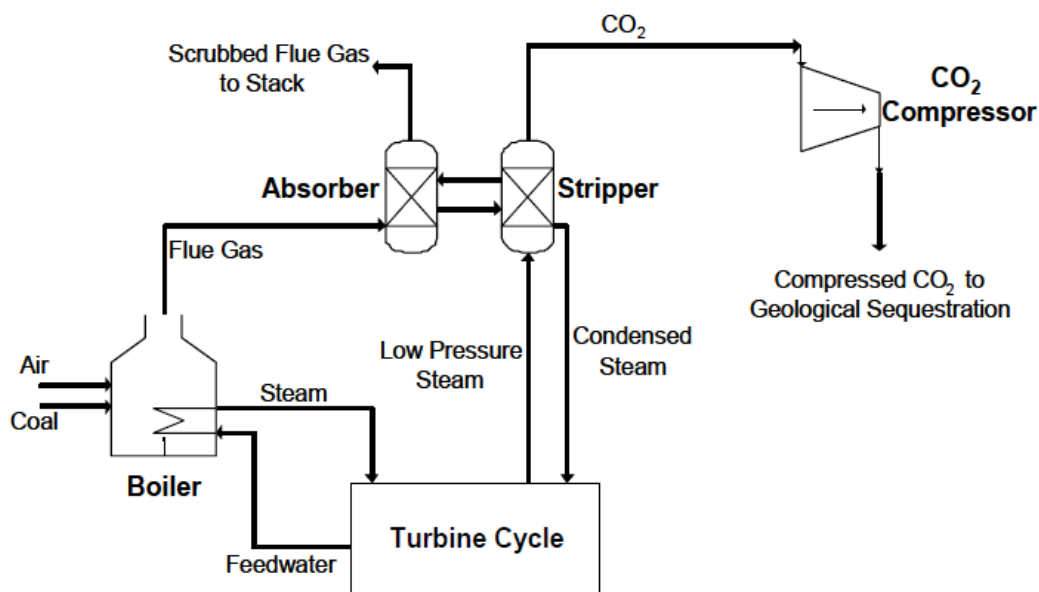


Ilustración 22 Esquema de una planta de energía de carbón con captura de post-combustión CO₂ con extracción de vapor de la turbina de baja presión (se utiliza para proporcionar calor para la regeneración de disolventes).²⁶

²⁴ Se tomo esta presión, de acuerdo a la recomendación 3-6 kg/cm² por Gary T. Rochelle "CO₂ Capture by Amine Scrubbing" The University of Texas at Austin; así como al *Estudio técnico del proceso de captura de CO₂ con monoetanolamina para una planta termoeléctrica* realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) publicado en el Boletín IIE de Octubre-Diciembre de 2010, el cual utilizo 5.9 bar [6.01 kg/cm²].

²⁵ IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. Chapter 3: Capture of CO₂

²⁶ Lehigh Energy Update "Analyses Show Benefits Of Improving Unit Heat Rate As Part Of A Carbon Mitigation Strategy" Febrero 2010

Así mismo se acondicionaron los gases de escape a la salida del precipitador, ya que los gases de combustión o gases de chimenea que se encuentran en sistemas de combustión son por lo general a presión atmosférica. Debido a la baja presión, la gran presencia de nitrógeno del aire y la gran escala de las unidades, los flujos enormes de gases generados. Sin embargo, las impurezas en el combustible son muy importantes para el diseño y los costes de la planta completa (Rao y Rubin, 2002). Los gases de combustión procedentes de la combustión de carbón contendrá no sólo el CO_2 , N_2 , O_2 y H_2O , sino también los contaminantes del aire como el SO_x , NO_x , partículas, HCl , HF , mercurio, otros metales y trazas de contaminantes orgánicos e inorgánicos. La Ilustración 23 muestra un esquema general de una central eléctrica de carbón en el que se han implementado unidades adicionales para eliminar los contaminantes del aire antes de la captura de CO_2 en un proceso de absorción química.

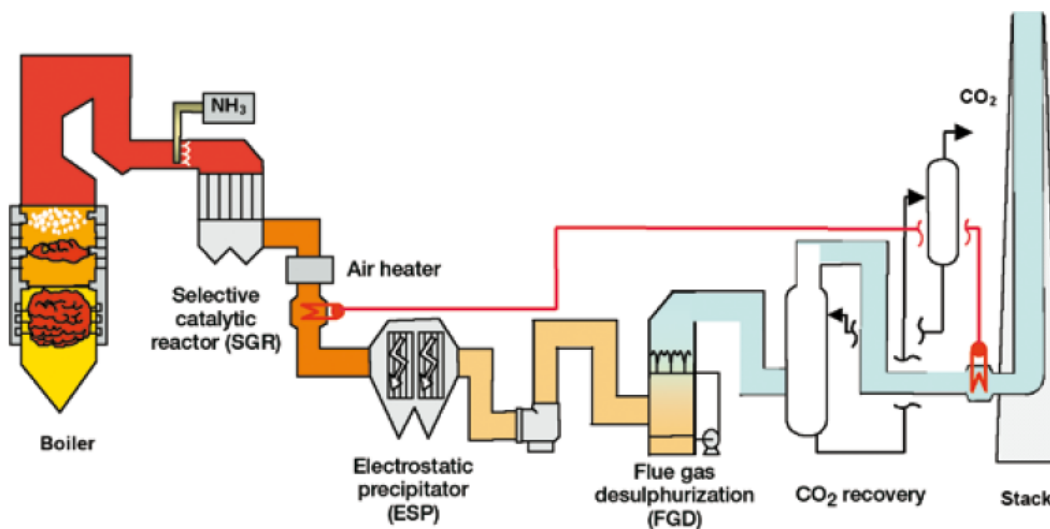


Ilustración 23 Esquema de una Central Carboeléctrica de carbón pulverizado con un sistema de captura de CO_2 basado en amina y otros controles de emisión

FUENTE: IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage

El contenido permisible de SO_x en el gas de combustión está determinado principalmente por el costo del solvente o amina -como este se consume por la reacción con SO_x . Concentraciones de SO_2 en los gases de combustión son típicamente alrededor de 300-5000 ppm. En el mercado existen plantas desulfuradoras que ayudan a la eliminación de SO_2 , quitando hasta un 98-99%.

Las aminas son compuestos químicos relativamente baratos, pero incluso los solventes baratos como MEA (con un precio de alrededor de 1.25 dólares EE.UU/kg (Rao y Rubin, 2002) pueden requerir concentraciones de SO_x de alrededor de 10 ppm, para mantener el consumo de disolvente (alrededor de 1,6 kg de MEA / tCO₂ separado) y llevar los costos a valores razonables, lo que a menudo significa que la desulfuración de gases de combustión adicional sea necesario. Una vez hecho esto, se estableció una eficiencia de captura de CO₂ del 90%.

En el Diagrama 2 se muestra el modelo final de la propuesta presentada.

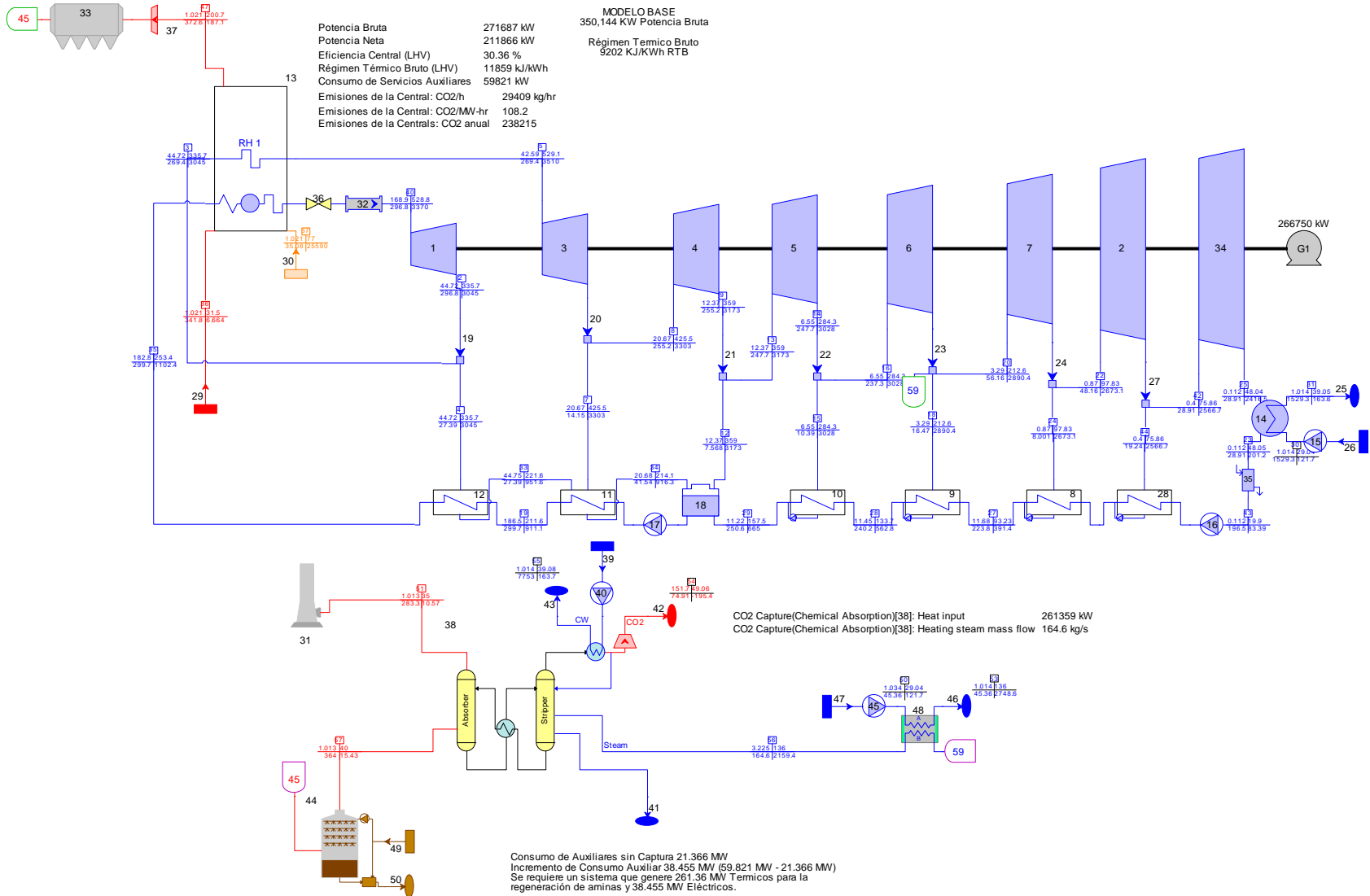


Diagrama 2 Propuesta 1 con Captura de CO₂ y extracción de vapor de BP.

Fuente: Elaboración propia con diagramas de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles de CFE

En la Tabla 16 se muestran los resultados más representativos de la simulación.

Tabla 16 Resultados de la simulación con captura de CO₂ y extracción de vapor de BP.

Parámetro	Unidades	Propuesta 1
Potencia Bruta	kW	271,687.0
Eficiencia de la planta	%	30.4
Régimen Térmico Bruto (PCI)	kJ/kWh	11,859.0
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	15,208.0
Potencia Neta	kW	211,866.0
Servicios Auxiliares	kW	59,821.0
Emissiones Totales	t/a	238,215.0
Emissiones CO ₂ /MWh	kg/MWh _(Brutos)	108.2
Incremento de S. Aux.	kW	38,455.0
Consumo térmico	kWth	261,359.0
Consumo de Solvente	t/d	3.681

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

Del Plot Plan o vista de planta del sistema de captura de CO₂ que arroja Thermoflex 22 se observa que se requieren 5,000 m² necesarios para la implementación de este proceso en la Central. Para la verificación de disponibilidad de terreno en sitio se utilizó la herramienta Google Maps (Ilustración 24), resultando 4,000 m² disponibles para cada tren; para fines de esta tesis esta área será suficiente, ya que no es parte de los objetivos particulares, pero si es importante el conocer la disponibilidad de área en la Central para futuros trabajos.



Ilustración 24 Área disponible en Central Carboeléctrica Petacalco

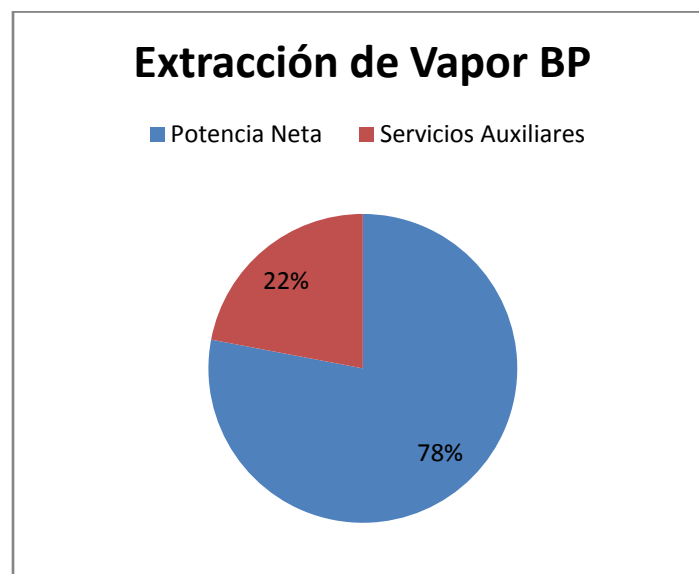
Fuente Elaboración propia con plataforma Google Maps en Petacalco Guerrero

3.4.1.1 Análisis de Captura de CO₂ mediante una extracción de vapor de BP.

El uso de la extracción de vapor de la turbina de baja presión para el funcionamiento del proceso de regeneración de la amina, la necesidad de energía para accionar el compresor de CO₂ y el aumento de la potencia ventilador para superar caída de presión necesaria de los gases de combustión para la absorción de CO₂ se combinan para causar una sustancial disminución de la potencia neta y la eficiencia de la unidad, así como un incremento del régimen térmico bruto en 2,657 kJ/kWh y 5,408.0 kJ/kWh en régimen térmico neto, aunque las emisiones de CO₂ por Mega watt generado disminuyeron en un 87.33% con respecto al caso base, así mismo la eficiencia de la Central disminuyó en 8.8 puntos porcentuales.

Adicionalmente, se incremento un consumo de 3.68 toneladas diarias de solvente tipo MEA²⁷ y un consumo térmico para este proceso de 261,350 kWh.

A continuación se presenta la Gráfica 7 en donde se aprecia que el 22% de la generación bruta está destinado al consumo de servicios auxiliares, dejando el restante como potencia neta. Respecto al modelo base sin captura, está propuesta incrementa un 16% el consumo de servicios auxiliares, esto debido al consumo térmico para la regeneración de las aminas y los equipos auxiliares del proceso de Post-combustión.



Gráfica 7 Comportamiento porcentual de generación de la Propuesta 1

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.2 Alternativa de Captura de CO₂ abastecida con energía solar.

Del modelo anterior se sabe que el proceso de captura de CO₂ mediante post-combustión consume 261 MW térmicos y 38 MW eléctricos aproximadamente. Para esta alternativa se tratara de satisfacer las necesidades térmicas del sistema con un calentador solar que generara el vapor necesario para que las aminas se regeneren a las condiciones (138 °C @ 3.48 bar [3.58 kg/cm²]), de manera que se visualice la variación del régimen térmico y la producción de la potencia bruta y

²⁷ Se incluye el diagrama de flujo de captura de CO₂ en el Anexo II sección a, resultado de la simulación en Thermoflex 22.

neta, este calentador solar estará acoplado a una bomba de alimentación de agua con la temperatura de agua de alimentación de 29 °C, la bomba se definió en modo de diseño termodinámico por el Software.

En el Diagrama 3 se visualiza el modelo de la propuesta 2 antes descrito, cabe señalar que las condiciones de operación no han sido cambiadas, lo único que se modificó para esta propuesta es que en lugar de que el vapor de BP salga de una extracción hacia el proceso de captura de CO₂, este será suministrado por el calentador solar.

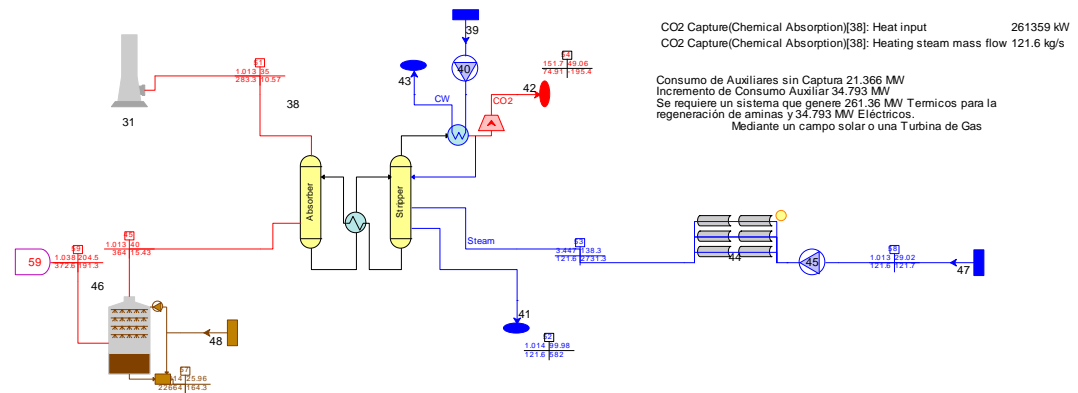
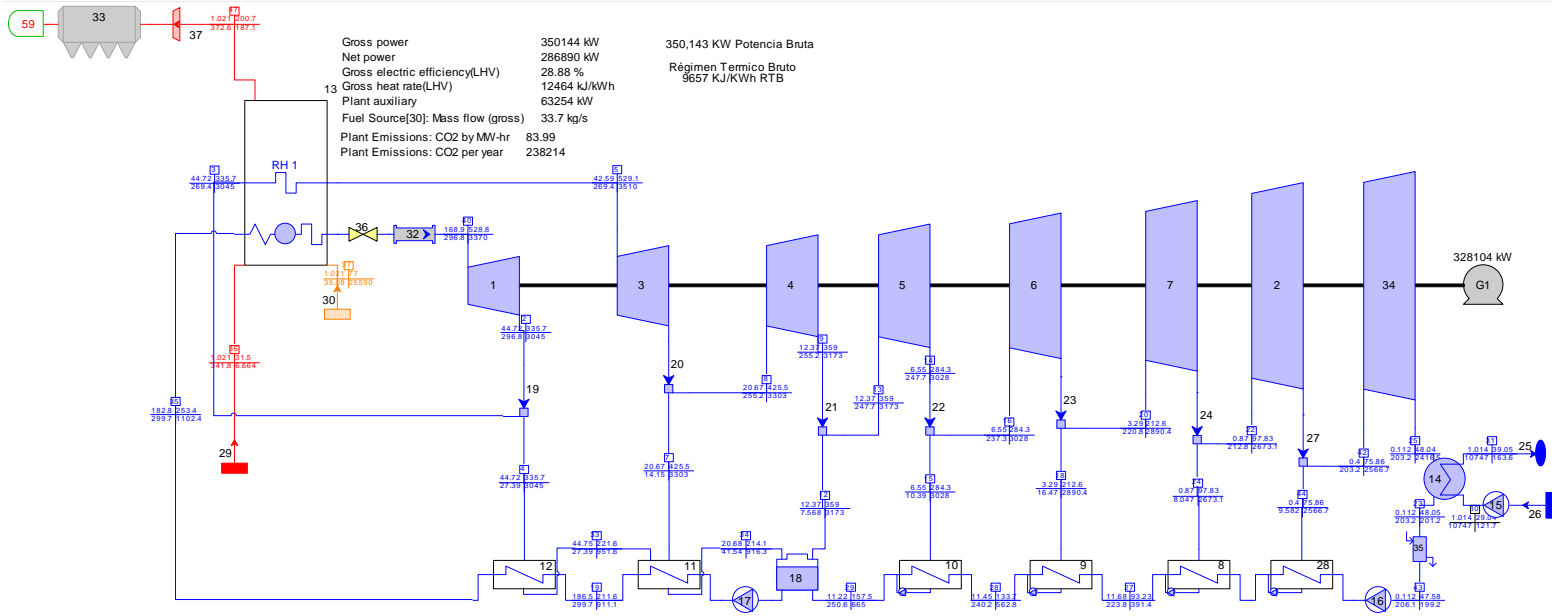


Diagrama 3 Propuesta 2 con captura de CO₂ abastecido por energía térmica con un calentador solar.

Fuente: Elaboración propia con diagramas de la Central Pcte. Plutarco Elías Calles de CFE

En la Tabla 17 se muestran los resultados más representativos de la simulación.

Tabla 17 Resultados de la propuesta 2 captura de CO₂ abastecido por energía solar.

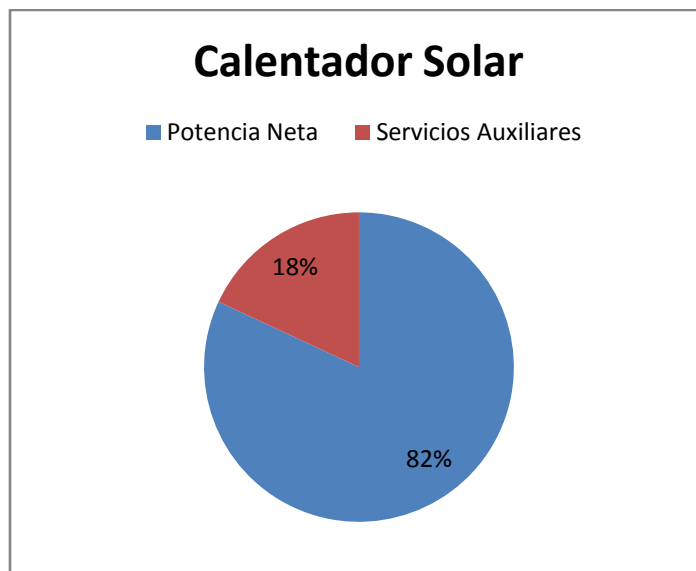
Parámetro	Unidades	Propuesta 2
Potencia Bruta	kW	350,144.0
Eficiencia de la planta	%	28.9
Régimen Térmico Bruto (PCI)	kJ/kWh	12,464.0
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	15,212
Potencia Neta	kW	286,890.0
Servicios Auxiliares	kW	63,254.0
Emisiones Totales	t/a	238,214.0
Emisiones CO ₂ /MWh	kg/MWh _(Brutos)	84.0
Incremento de S. Aux.	kW	41,888.0
Consumo térmico	kWth	261,359.0
Consumo de Solvente	t/d	3.681

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.2.1 Conclusión de Captura de CO₂ abastecida con energía solar.

En esta propuesta se mantuvo la generación de potencia bruta, ya que la energía térmica para el proceso de regeneración de aminas fue suministrada por el calentador solar, aunque la eficiencia global de la Central fue inferior en 10.2 puntos porcentuales al modelo base e inferior a la propuesta 1 en 1.5 puntos porcentuales, ya que esta alternativa solo suministra energía térmica y no energía eléctrica para el consumo mismo la alternativa solar. Del mismo modo la potencia neta de la Central fue menor en 41.8 MW que la base y mayor en 75 MW que la propuesta 1 y las emisiones de CO₂ se mantuvieron en 84 kg/MWh. El régimen térmico neto fue superior en 5,412 kJ/kWh que la Base y 4 kJ/kWh que la propuesta 1. El consumo térmico del proceso de captura de CO₂ se mantuvo uniforme, así como el consumo de solventes.

A continuación se presenta la Gráfica 8 en donde se aprecia que el 18% de la generación bruta está destinado al consumo de servicios auxiliares, dejando el restante como potencia neta. Respecto al modelo base sin captura, esta propuesta incrementa un 12% el consumo de servicios auxiliares.



Gráfica 8 Comportamiento porcentual de generación de la Propuesta 2

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.3 Alternativa de Captura de CO₂ abastecida por una turbina de gas.

Del modelo de la propuesta 1 se sabe que el proceso de captura de CO₂ mediante post-combustión consume 261 MW térmicos y 38 MW eléctricos aproximadamente. Para esta alternativa se tratará de satisfacer las necesidades térmicas del sistema con el acoplamiento de una turbina de gas (ciclo combinado) en paralelo de generación de energía eléctrica para el consumo de servicios auxiliares del proceso de captura de CO₂ y de la Central. Para ello se utilizará la Turbina Modelo Mitsubishi 501 G²⁸ con 264.570 MW ISO, la cual estará acoplada a un arreglo de economizador-evaporador, esto se hará para mantener los parámetros necesarios para la regeneración de aminas –No se incluye el sobre calentador porque no se requiere mayor energía térmica- obteniendo a la salida del evaporador las condiciones de (138 °C @ 3.447 bar [3.58 kg/cm²]), así mismo este arreglo no estará acoplado a una turbina de vapor, como el esquema tradicional de ciclo combinado.

²⁸ Las características se encuentran en la sección de Anexos a condiciones ISO.

La turbina será alimentada por GN²⁹ con un poder calorífico base seca de 46,280 KJ/kg para este modelo. Las variables de flujo de combustible y presión de suministro fueron seleccionadas en modo diseño por el software.

En los gases de escape de esta turbina también se generara dióxido de azufre así que este gas será enviado al desulfurador junto con los gases efectos de la combustión del carbón, para así llegar al proceso de captura de CO₂ y salir por la chimenea, cabe señalar que al enviar los gases del TG al desulfurador, estos gases se sumaran a los ya generados por la Central Petacalco y entraran al proceso de Captura de CO₂; implicando que el consumo térmico y de servicios auxiliares se incremente por la regeneración de aminas.

A su vez se verifico que para esta zona existieran sistemas de abastecimiento de gas natural, así como Procesadores de Gas que podrían suministrar de combustible a la nueva turbina (Ilustración 25 e Ilustración 26), aunque para esta zona no existen centros procesadores de gas, existe el gasoducto en Lázaro Cárdenas, el cual tiene 24 pulgadas D. N. y está disponible para su uso.

En el Diagrama 4 se presenta el modelo con los parámetros y consideraciones explicadas anteriormente.

²⁹ EL combustible utilizado para esta turbina es gas natural al 87% Metano (CH₄) con un poder calorífico de 46,280 KJ/kg base seca, se decidió utilizar este valor por valores cotejados de CFE que están alrededor de 47,000 KJ/kg en base seca.



Ilustración 25 Red de ductos y centros procesadores de gas, diciembre, 2011
 Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026 SENER



Ilustración 26 Gasoductos en la zona Centro, Golfo y Occidente
 Fuente: Prospectiva del Mercado de Gas Natural 2012-2026 SENER

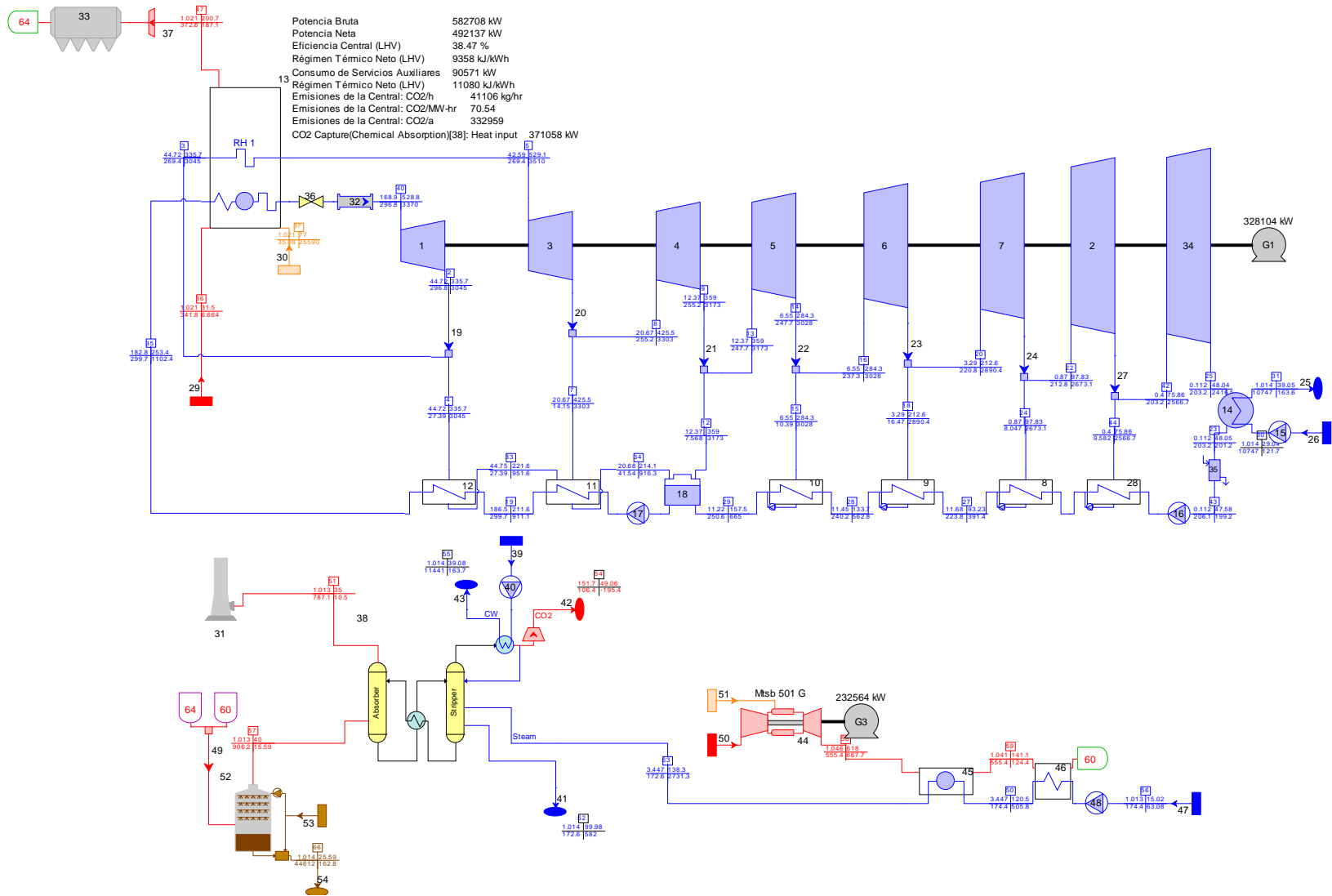


Diagrama 4 Propuesta 3 con captura de CO₂ abastecida por una turbina de gas.

Fuente: Elaboración propia con diagramas de la Central Pcte. Plutarco Elías Calles de CFE

En la Tabla 18 se muestran los resultados más representativos de la simulación.

Tabla 18 Resultados de la propuesta 3 con captura de CO₂ abastecido por una TG.

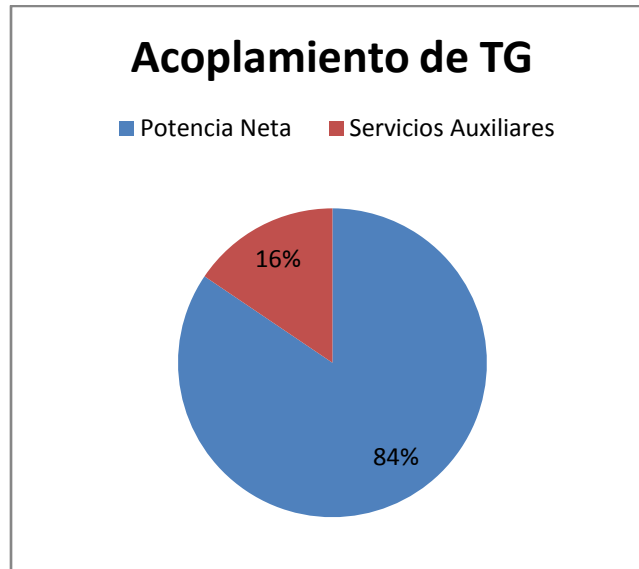
Parámetro	Unidades	Propuesta 3
Potencia Bruta	kW	582,708.0
Eficiencia de la planta	%	38.47
Régimen Térmico Bruto (PCI)	kJ/kWh	9,358
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	11,080.0
Potencia Neta	kW	492,137.0
Servicios Auxiliares	kW	90,571.0
Emisiones Totales	t/a	334,660.0.0
Emisiones CO ₂ /MWh	kg/MWh _(Brutos)	69.9
Incremento de S. Aux.	kW	69,205.0
Consumo térmico	kWth	371,058.0
Consumo de Solvente	t/d	4.767

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.3.1 Análisis de Captura de CO₂ abastecida con un TG.

En esta propuesta se incremento la potencia bruta en 232.564 MW del modelo base, se mejoro la eficiencia del ciclo en 8 puntos porcentuales respecto a la primer propuesta con captura de CO₂ y respecto al modelo base sin captura hubo una desviación de 0.6% para alcanzar la eficiencia. En este modelo el régimen térmico neto ha sido el mejor de todas las propuestas presentadas que incluyen captura de CO₂. Así mismo las emisiones por mega watt hora disminuyeron, siendo 69.9 kgCO₂/MWh_(Brutos). Para el consumo térmico y el consumo de solvente se reflejo un incremento de 109.699 MW y 1.1 t/d, respectivamente, esto debido a que se produjo mayor potencia, cabe señalar que al ser el GN un combustible más limpio que el carbón, el incremento en el consumo de aminas no se presento de forma exponencial.

A continuación se presenta la Gráfica 9 en donde se aprecia que para este caso solo el 16% de la generación bruta está dirigido al consumo de servicios auxiliares y el restante como potencia neta. Esto se debe a que se genera mucho más energía con la tecnología del TG y el combustible es más limpio, en comparación con el modelo base, el consumo de servicios auxiliares es superior en 10%.



Gráfica 9 Comportamiento porcentual de generación en la propuesta 3

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.4 Alternativa de Captura de CO₂ abastecida por un calentador solar y un CC.

Para este modelo se implementara la propuesta del calentador solar para el abastecimiento térmico de la regeneración de aminas y un ciclo combinado con la turbina vista en la propuesta 3 (Turbina Modelo Mitsubishi 501 G³⁰ con 264.570 MW ISO) acoplada a un generador de vapor de 87.339 MW, generando un total de 310.685 MW para este ciclo, de manera que se puedan abastecer los dos requerimientos energéticos de la tecnología de post-combustión así como incrementar la generación eléctrica para mejorar el régimen termino neto.

Las condiciones de salida del calentador solar son 138 °C @ 3.447 bar [3.58 kg/cm²]), así mismo para el arreglo del ciclo combinado. Las variables de la turbina, condensador, bombas, turbina de gas y flujo de combustible serán determinadas por el Software, dejándolas en modo de diseño termodinámico (Thermodynamic Mode Design) para efectos prácticos. La turbina de gas será

³⁰ Las características se encuentran en la sección de Anexos I sección j a condiciones ISO.

alimentada por GN³¹ con un poder calorífico base seca de 46,280 KJ/kg para este modelo.

En el Diagrama 5 se presenta la el modelo con los parámetros y consideraciones explicadas para esta propuesta.

³¹ EL combustible utilizado para esta turbina es gas natural al 87% Metano (CH₄) con un poder calorífico de 46,280 KJ/kg base seca, se decidió utilizar este valor por valores cotejados de CFE que están alrededor de 47,000 KJ/kg en base seca.

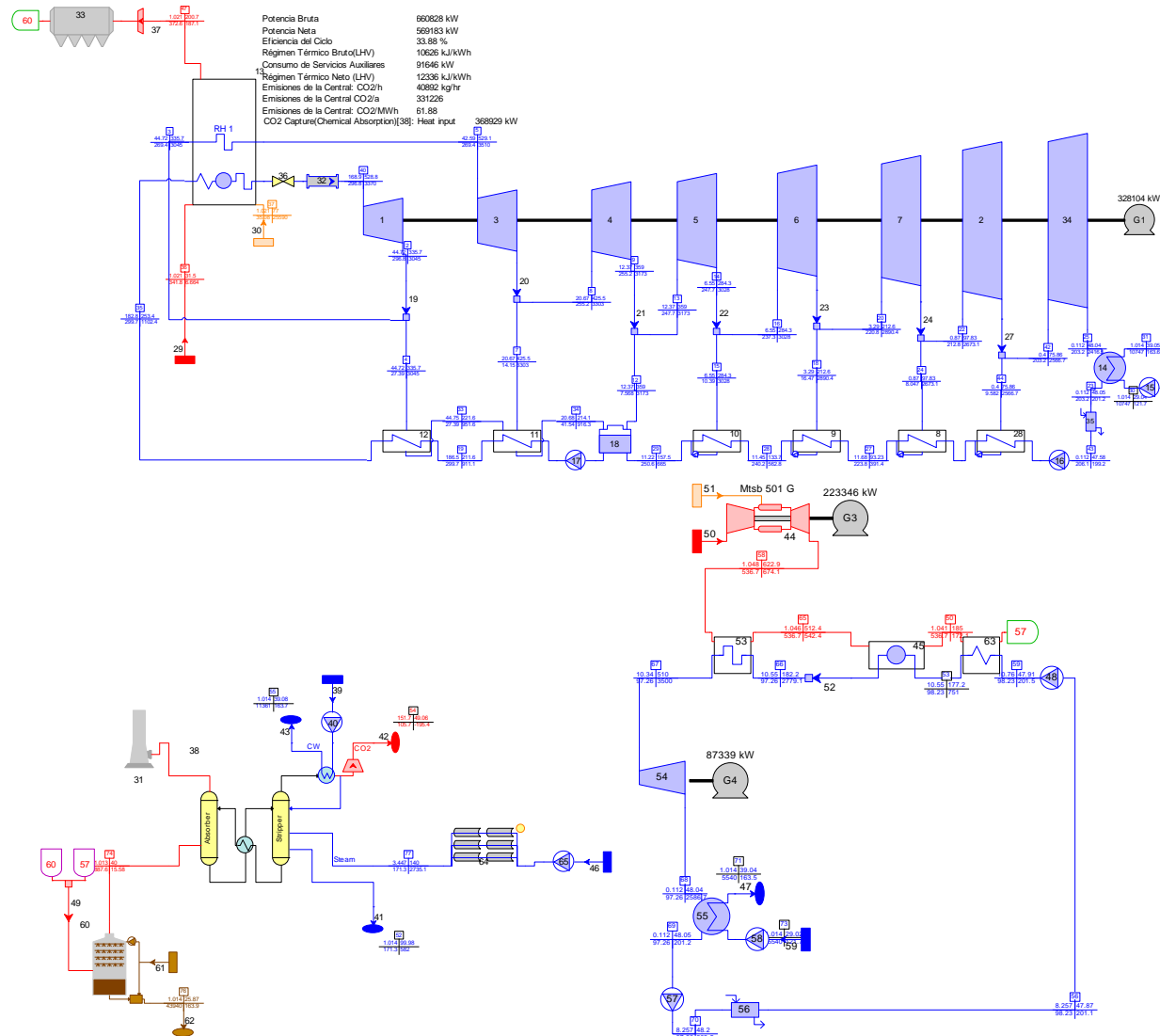


Diagrama 5 Propuesta 4 con captura de CO₂ abastecida por un calentador solar y un ciclo combinado.

Fuente: Elaboración propia con diagramas de la Central Pde. Plutarco Elías Calles de CFE

En la Tabla 19 se muestran los resultados más representativos de la simulación.

Tabla 19 Resultados de la propuesta 4 con captura de CO₂ abastecido por un calentador solar y un CC.

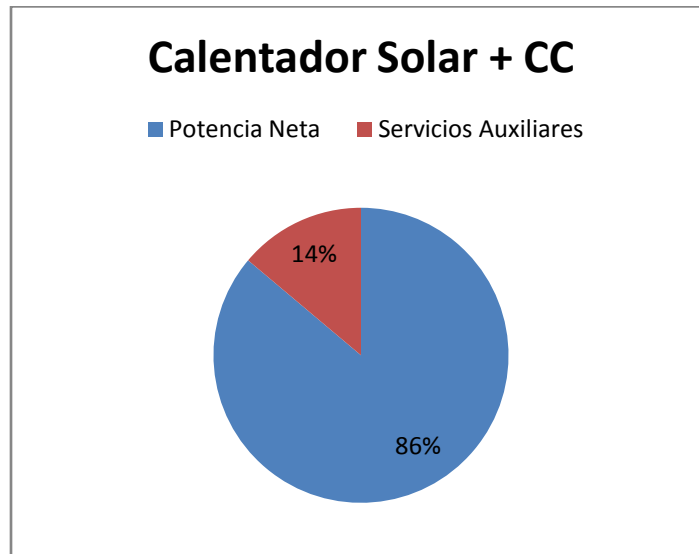
Parámetro	Unidades	Propuesta 4
Potencia Bruta	kW	671,953.0
Eficiencia de la planta	%	34.2
Régimen Térmico Bruto (PCI)	kJ/kWh	10,529.0
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	12,209.0
Potencia Neta	kW	579,505.0
Servicios Auxiliares	kW	92,449.0
Emisiones Totales	t/a	333,001.0
Emisiones CO ₂ /MWh	kg/MWh _(Brutos)	61.2
Incremento de S. Aux.	kW	71,083.0
Consumo térmico	kWth	368,929.0
Consumo de Solvente	t/d	4.746

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.4.4.1 Análisis de Captura de CO₂ abastecida con un calentador solar y un CC.

En esta propuesta se incremento la potencia bruta en 321.809 MW del modelo base, se mejoro la eficiencia del ciclo en 3.8 puntos porcentuales respecto a la primer propuesta y respecto al modelo base sin captura hubo una desviación de 4.9% para alcanzar la eficiencia global. En este modelo el régimen térmico neto fue de 12,336 kJ/kWh. Así mismo las emisiones por mega watt hora disminuyeron, siendo 61.2 kgCO₂/MWh_(Brutos), ya que el ciclo combinado utiliza un combustible más limpio para generar casi la misma potencia de la Central de Petacalco. Para el consumo térmico y el consumo de solvente se reflejo un incremento respecto a la primer propuesta de 107.570 MW y 1.06 t/d, respectivamente, esto debido a que se produjo mayor potencia, el incremento en el consumo de aminas no es comprometedor, ya que comparando que para 350 MW de potencia bruta con carbón se consumen 3.68 t/d de aminas y para los 310 MW restantes de esta propuesta se utilizan 1.065 t/d (casi el 30% de lo que se requiere para carbón), este resultado será un punto a tratar en las conclusiones finales, ya que podría ayudar a impulsar este tipo de proyectos y así hacerlos más rentables en el mediano plazo.

A continuación se presenta la Gráfica 10 en donde se aprecia que para este caso solo el 14% de la generación bruta está dirigido al consumo de servicios auxiliares y el restante como potencia neta. Esto se debe a que se genera mucho más energía con la tecnología del TG y el combustible es más limpio.



Gráfica 10 Comportamiento porcentual de generación en la propuesta 4

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

3.5 Inyección y almacenamiento de CO₂.

Una vez comprimido en CO₂ este será transportado por ductos, contemplando las condiciones geográficas y las características del sitio, la opción más factible es la de inyección en el lecho marino, ya que en la Ilustración 27 se identifica que la zona de Guerrero, más preciso Petacalco, es un lugar que no tiene el potencial de almacenamiento geológico, siendo la zona norte del país la que cuenta con esta capacidad.

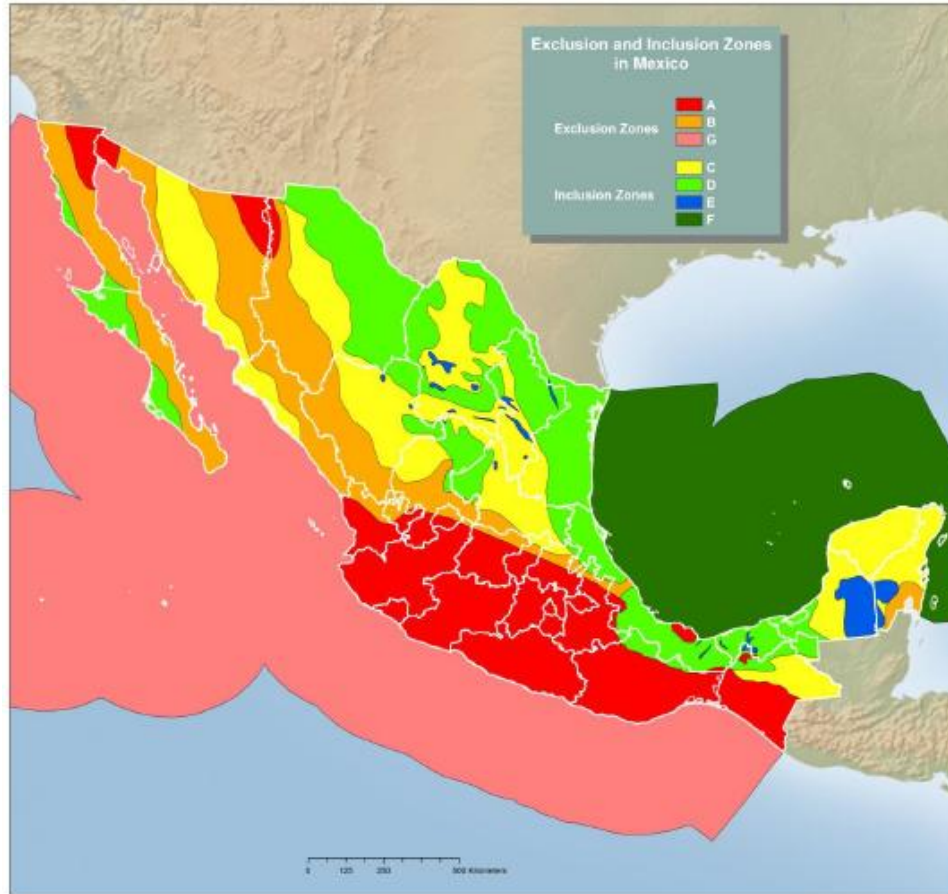


Ilustración 27 Mapa de zonas de inclusión exclusión para CCS en México

Fuente³²

Se eligió esta opción ya que la central está ubicada a 2 km de distancia de la costa y por la disposición económica que implica este proceso (Ilustración 28).

³² Moises Dávila "Estado actual del inventario de sitios para almacenamiento geológico de CO2 en México" Instituto de ingeniería, CFE, México 2012.



Ilustración 28 Distancia de la C.T. Pdte. Plutarco Elías calles a la Costa

Elaboración propia con Google Maps 2013.

El sistema de inyección abarca las instalaciones de superficie del sitio de inyección; p. ej.: instalaciones de almacenamiento, colectores distribuidores múltiples al final de las tuberías de transporte, tuberías de distribución a pozos, instalaciones adicionales para la compresión (en el sistema de captura), sistemas de medición y control, cabezales de pozos y pozos de inyección. Es de considerar que el acero al carbono y los cementos convencionales pueden ser atacados por aguas con elevada salinidad y fluidos ricos en CO_2 (Scherer et al. 2005).

En la Ilustración 29 se aprecia en el almacenamiento oceánico por “disolución”, el CO_2 se disuelve rápidamente en las aguas oceánicas, mientras que en el almacenamiento oceánico de “lago”, inicialmente, el CO_2 es un líquido en el fondo oceánico. Este proceso deberá almacenarse a 3000 metros de profundidad.

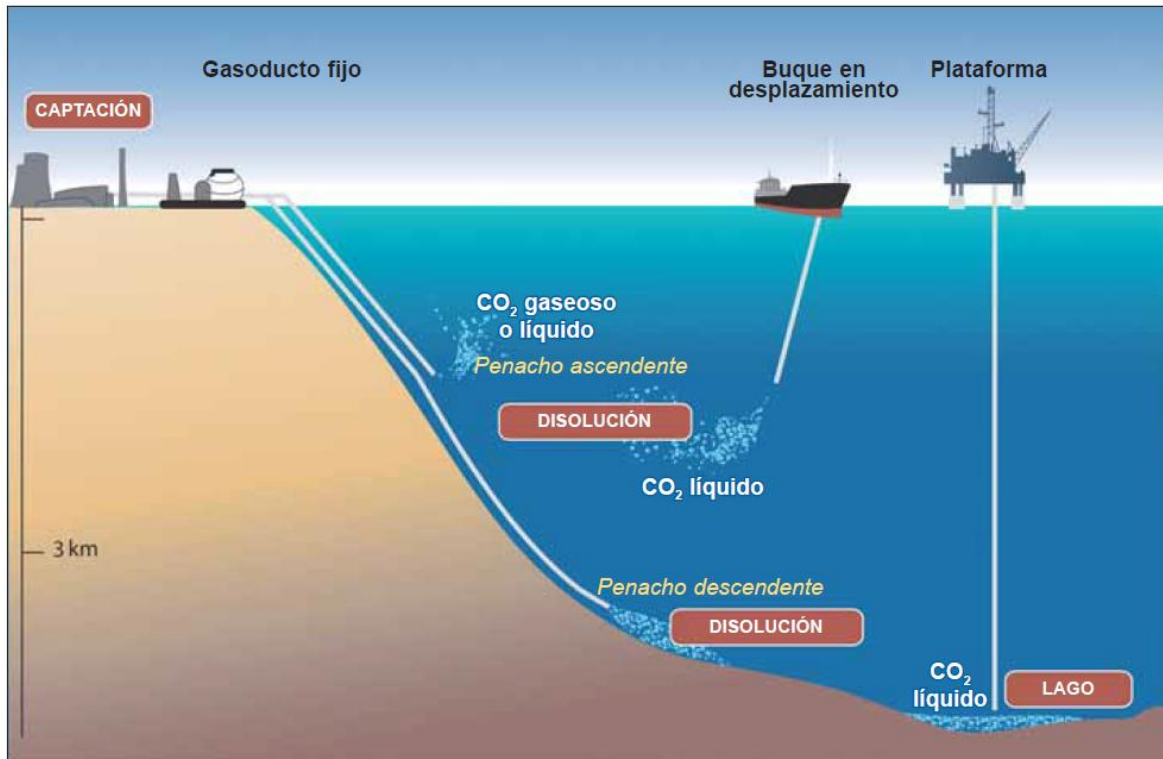


Ilustración 29 Visión general de conceptos de almacenamiento oceánico.

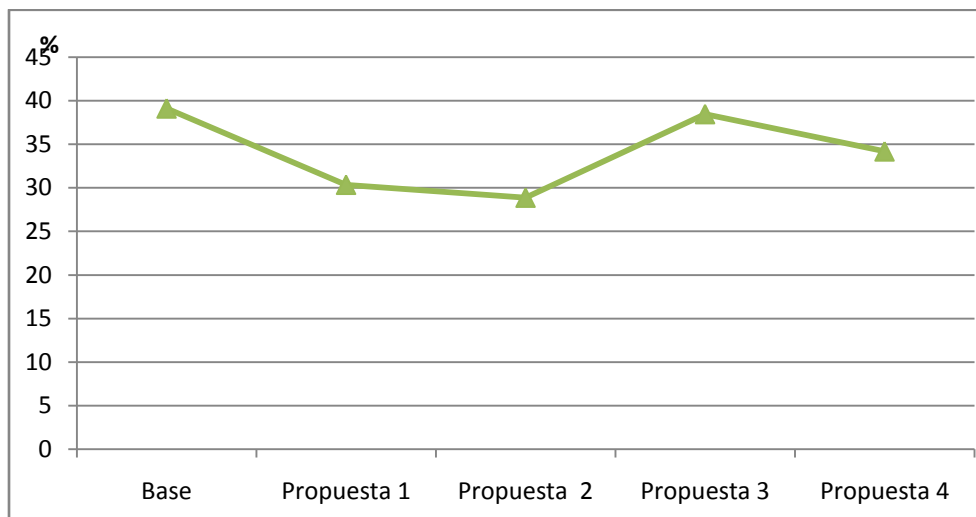
Fuente³³

³³ Bert Metz, Ogunlade Davidson, Heleen de Coninck, Manuela Loos, Leo Meyer "La Captación Y El Almacenamiento De Dióxido De Carbono" Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico. Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Informe especial del IPCC

3.6 Conclusión.

Se verifico que la reproducción del modelo base fuera lo más exacto posible, ya que de este modelo se tomaran los datos iniciales para compararse con las tecnologías de captura de CO₂ mediante la tecnología de Post- combustión, así mismo se estudiaron las 4 alternativas implementar la captura deCO₂ en la Central Carboeléctrica “Petacalco”.

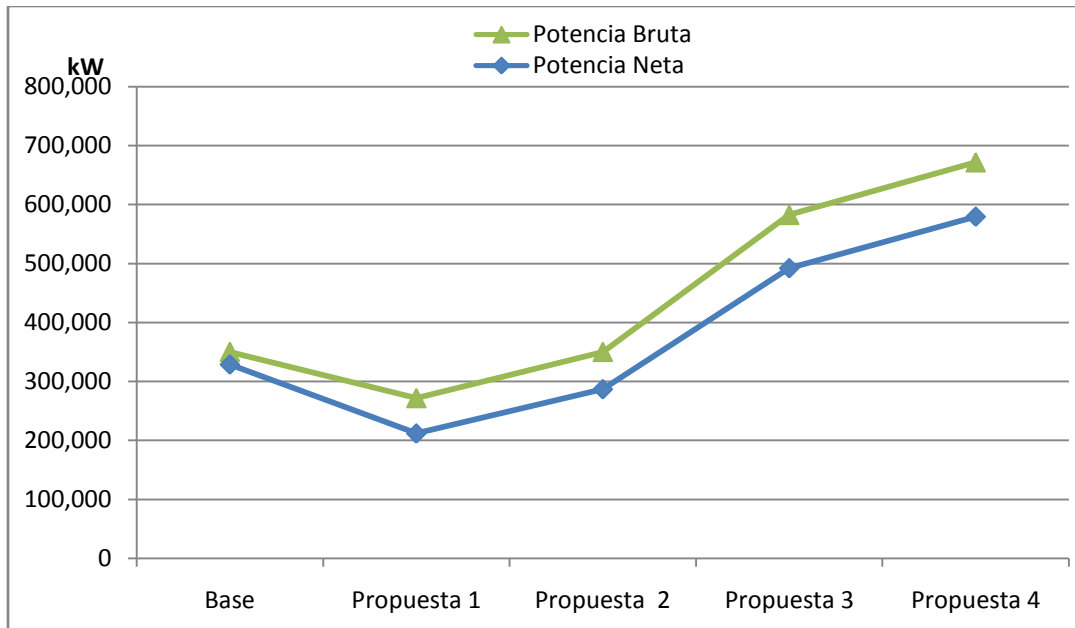
Para la eficiencia global de la planta se tiene la Gráfica 11, en donde se presenta que para el modelo base se tiene una eficiencia global de 39% (eficiencia de aprobación en la reproducción del modelo) y la eficiencia global más baja de las propuestas se presenta en la opción que tiene una extracción de vapor de BP (propuesta 2), esto debido a que se debe de atemperar el vapor para suministrarse al proceso de post-combustión a las condiciones de operación requeridas por el mismo, siendo esto una operación ineficiente energéticamente, pero necesaria para el proceso, ya que se destruye energía. En cambio para la propuesta 3 se tiene la mayor eficiencia de los modelos con captura de CO₂, teniendo una eficiencia global de 38.5% (0.6% menor a la base sin captura de CO₂), indicando que de las 4 propuestas presentadas, la propuesta 3 es la mejor energéticamente.



Gráfica 11 Comparación de la eficiencia global de los modelos presentados

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

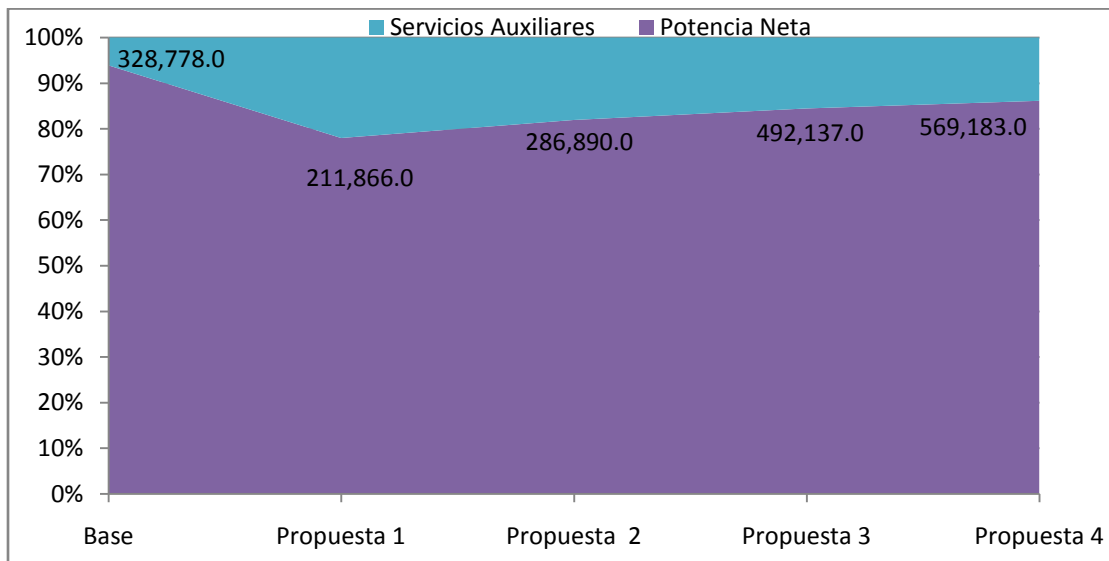
En la Gráfica 12 se presentan los valores de generación bruta y generación neta para el caso Base sin captura, y las para las 4 propuestas con captura de CO2.



Gráfica 12 Generación Bruta y Neta de los casos en estudio en kW

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

A continuación se presenta la Gráfica 13 en donde se compara la distribución de la energía requerida para servicios auxiliares porcentualmente y el porcentaje destinado a generación neta.



Gráfica 13 Comparación del comportamiento de generación de las propuestas.

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

De lo visto anteriormente, se puede ver, que la mejor alternativa con captura de CO₂ es la presentada en la propuesta 3, ya que al acoplar un TG que genera electricidad, una parte proporcional puede ser utilizada en el proceso de post-combustión y utilizar el calor remanente de los gases efectos de la combustión del GN para generar vapor de BP. Esto hace que se mejore el régimen térmico, así como la eficiencia del ciclo completa.

Se puede ver que el régimen térmico neto tuvo incremento de 1,280 KJ/kWh respecto al modelo sin captura y una reducción de 784 kgCO₂/MWh_(Bruto) (una reducción del 92%), es decir que por cada mega watt generado, se emitirán 69 kgCO₂ a la atmosfera, generando en un año 334,660 tCO₂/a, lo cual resulta mucho menor que los 2,422,624 tCO₂/a que actualmente se emiten por no contar con este proceso.

Para el consumo térmico y el consumo de solvente se reflejo un incremento respecto a la propuesta 1 de 109.699 MW y 1.086 t/d, respectivamente, esto debido a que se produjo mayor potencia, el incremento en el consumo de aminas no es comprometedor, ya que comparando que para 350 MW de potencia bruta para la primera propuesta con captura de CO₂ se consumen 3.68 t/d de aminas y para los 310 MW restantes de esta propuesta se utilizan 1.086 t/d (casi el 30% de lo que se requiere para carbón), el combinar este tipo de tecnologías carbón-gas natural, podría ayudar a impulsar este tipo de proyectos y así hacerlos más rentables en el mediano plazo, en paralelo con la maduración de la tecnología de captura de CO₂, ya que el GN es menos contaminante que el carbón.

A continuación se muestran la Tabla 20 con un resumen de los valores obtenidos en el caso base y las propuestas con captura de CO₂, en donde se aprecian, la potencia bruta, eficiencia de la planta, régimen térmico bruto, régimen térmico neto, potencia, consumo de servicios auxiliares, emisiones totales anuales de CO₂, emisiones de CO₂ por mega watt producido, el incremento en servicios auxiliares respecto al caso base, consumo térmico de proceso de captura y consumo del solvente.

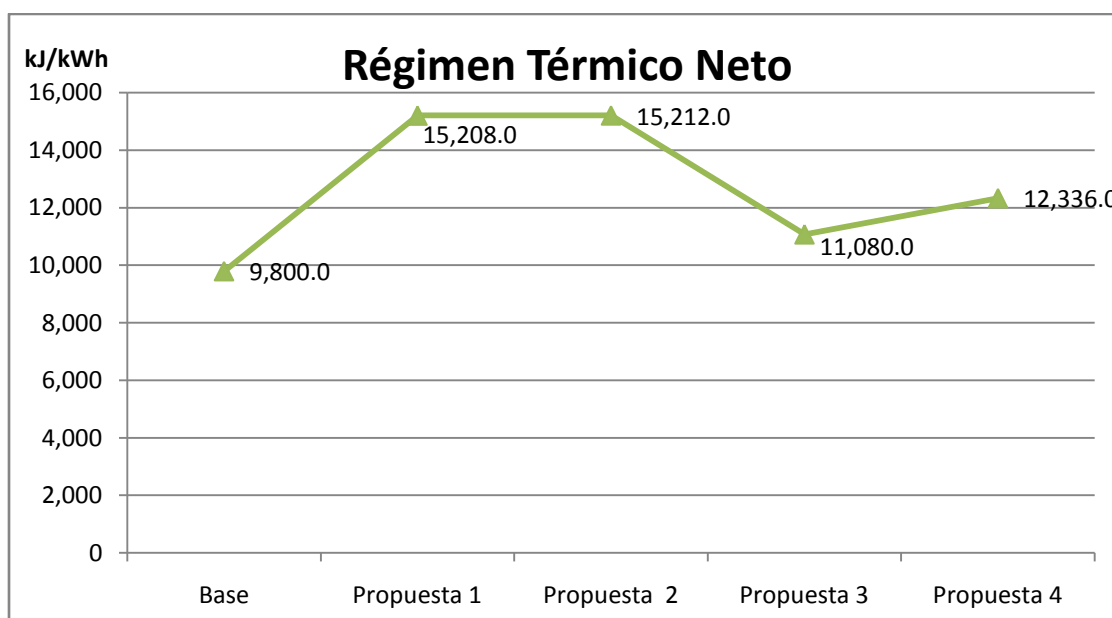
Tabla 20 Resumen de modelos simulados en Thermoflex

Parámetro	Unidades	Base	Propuesta 1	Propuesta 2	Propuesta 3	Propuesta 4
Presión	Bar	1.013	1.013	1.013	1.013	1.013
Temperatura	°C	30	30	30	30	30
Humedad Relativa	%	70	70	70	70	70
Potencia Bruta	kW	350,144.0	271,687.0	350,144.0	582,708.0	671,953.0
Eficiencia de la planta	%	39.1	30.4	28.9	38.5	34.2
Régimen Térmico Bruto (PCI)	kJ/kWh	9,202.0	11,859.0	12,464.0	9,358.0	10,529.0
Régimen Térmico Neto (PCI)	kJ/kWh	9,800.0	15,208.0	15,212.0	11,080.0	12,209.0
Potencia Neta	kW	328,778.0	211,866.0	286,890.0	492,137.0	579,505.0
Servicios Auxiliares	kW	21,366.0	59,821.0	63,254.0	90,571.0	92,449.0
Emisiones Totales	t/a	2,422,624.0	238,215.0	238,214.0	334,660.0	333,001.0
Emisiones CO ₂ /MWh	kg/MWh _(Brutos)	854.2	108.2	84.0	69.9	61.2
Incremento de S. Aux.	kW	NA³⁴	38,455.0	41,888.0	69,205.0	71,083.0
Consumo térmico	kWth	NA	261,359.0	261,359.0	371,058.0	368,929.0
Consumo de Solvente	t/d	NA	3.681	3.681	4.767	4.746

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex.

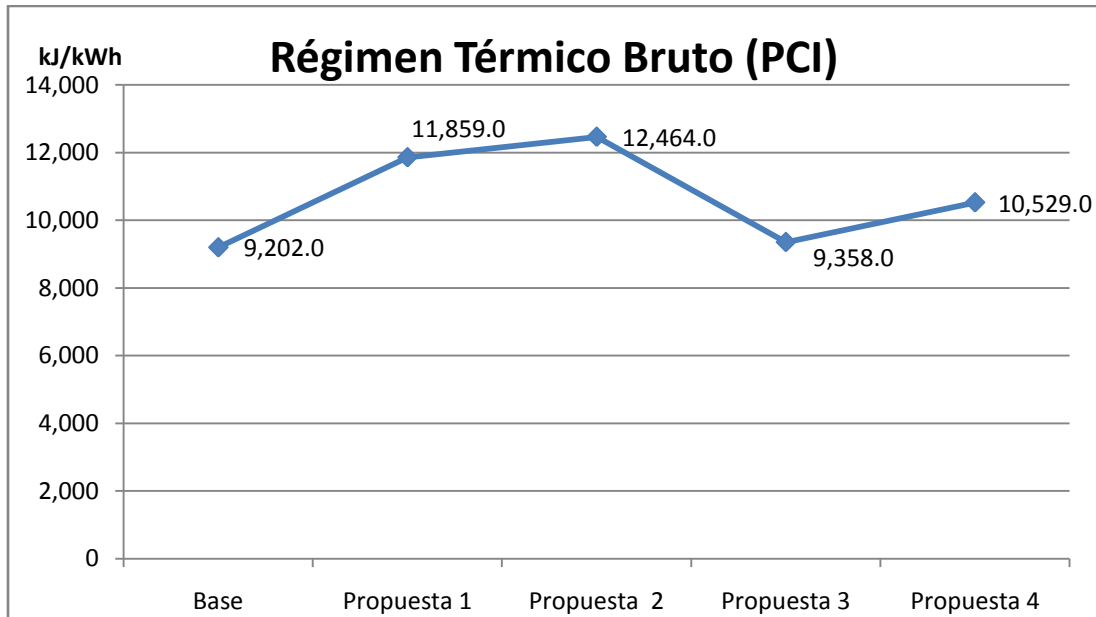
³⁴ NA: No aplica o no existe información.

La Gráfica 14 presenta el comportamiento del régimen térmico neto de cada una de las propuestas, siendo el modelo base nuestra referencia de 9,800 kJ/kWh. Comparando los regímenes térmicos netos se visualiza que al implementar la tecnología de captura de CO₂ para la propuesta 2 del acoplamiento de un calentador solar, se incrementa en 5,412 kJ/kWh (siendo el mayor) y para el caso de la propuesta 3 que incluye un TG acoplado a un evaporador se tiene un incremento de 1,280 kJ/kWh generando más energía eléctrica.



Gráfica 14 Comparación de régimen térmico neto (PCI) de los modelos presentados.
Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

Así mismo en la Gráfica 15 se presenta la comparación del régimen térmico_(Bruto) para todos los casos. En donde es notorio que para la propuesta 3 se tiene un menor régimen térmico_(Bruto), siendo superior en 156 kJ/kWh, pero con la característica que en la propuesta 3 se considera la captura de CO₂.



Gráfica 15 Comparación de régimen térmico bruto (PCI) de los modelos presentados.

Fuente: Elaboración propia con resultados de Thermoflex

Con lo expuesto anteriormente, se concluye que la opción a evaluar es la tercera, la cual tiene un turbogenerador de gas y el proceso de captura de CO₂.

4 Evaluación económica financiera de la opción seleccionada.

Introducción

Una vez identificada la mejor opción técnica para la captura de CO₂ es indispensable realizar un análisis económico y financiero del proyecto, este constituye la técnica matemático-financiera y analítica, a través de la cual se determinaran los beneficios o pérdidas en los que se puede incurrir al pretender realizar dicho proyecto o inversión, en donde uno de sus objetivos es obtener resultados económicos que sustenten la toma de decisiones referente a la inversión.

A partir de los datos obtenidos del análisis técnico, se compararan el caso base y la opción 3 que incluye captura de CO₂, de manera que se pueda identificar si al implementar esta opción habrá algún beneficio económico, aparte del ambiental que es uno de los motivos del presente trabajo. Así mismo se atribuirán costos asociados a externalidades tales como a óxido de azufre (SO₂), y óxido de nitrógeno (NO_x), los cuales trataran de dar una idea del costo que conlleva el evitar estos compuestos a la atmosfera.

Cabe señalar que aunque actualmente se utiliza la metodología de toneladas de CO₂ equivalente, la cual convierte las toneladas de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno y otros GEI a toneladas de CO₂ equivalente, para el presente trabajo se utilizó el método anterior al CO₂ equivalente, el método utilizado desde los 90's en la Unión Europea (UE), el cual evalúa las externalidades más relevantes de la generación eléctrica. En México un estudio realizado por SEMARNAT y CEPAL en el 2004 se obtuvieron algunos datos tales como: efectos adversos a la salud, costo de toneladas de SO₂ y de NO_x emitida, entre otros, siendo los mencionados anteriormente trascendentes para la evaluación de externalidades del presente. Se decidió utilizar esta metodología ya que los precios actuales de bonos de carbono por tCO₂ es muy bajo, así con esta metodología se pretende que el proyecto a analizar tenga mayores probabilidades de cumplir los indicadores como TIR y B/C.

A continuación se tratara más a detalle algunas de las consideraciones que se hicieron para esta evaluación, ya que al ser un trabajo de investigación académico, algunos valores, tales como cotizaciones de equipos no son actuales o no se tiene cotización formal de ellos, de manera que para los alcances de esta tesis, esta evaluación solo tratara de comprobar la metodología de acuerdo a los datos obtenidos en publicaciones o investigaciones científicas.

4.1 TREMA

Es la tasa de referencia base de comparación y de cálculo en las evaluaciones económicas que se hagan, de tal forma, que si no se obtiene cuando menos esa tasa de rendimiento, se rechazara la inversión. Todo inversionista desea que su inversión crezca en términos reales y crecer en términos reales significa ganar un rendimiento superior a la inflación, y este excedente de la inflación es conocido como prima de riesgo.

$$\text{TREMA} = \text{tasa de inflación} + \text{prima de riesgo}$$

La TREMA es la tasa que representa una medida de rentabilidad, la mínima que se le exigirá al proyecto de tal manera que permita cubrir:

- La totalidad de la inversión inicial
- Los egresos de operación
- Los intereses que deberán pagarse por aquella parte de la inversión financiada con capital ajeno a los inversionistas del proyecto
- Los impuestos
- La rentabilidad que el inversionista exige a su propio capital invertido

4.2 Valor Presente Neto VPN

El método de valor presente es uno de los criterios económicos más ampliamente utilizados en la evaluación de proyectos de inversión. Consiste en determinar la equivalencia en el tiempo 0 de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. Cuando dicha equivalencia es mayor que el desembolso inicial, entonces, es recomendable que el proyecto sea aceptado.

El valor presente neto es una técnica de evaluación económica que consiste en traer del futuro al presente cantidades monetarias a su valor equivalente, para de esta forma poder comparar con otras inversiones u otros parámetros, permitiendo

con esto tener los elementos de juicio necesarios para tomar una decisión en cuanto a la mejor inversión.

Cuando se trasladan cantidades al futuro se dice que se utiliza una tasa de interés, pero cuando se trasladan cantidades del futuro al presente, como en el cálculo del VPN, se dice que se utiliza una tasa de descuento debido a lo cual los flujos de efectivo ya trasladados al presente se les llaman flujos descontados.

La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Donde:

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n es el número de períodos considerado.

k es el tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico. En otros casos, se utilizará el coste de oportunidad.

Cuando el VAN toma un valor igual a 0, k pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno). La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

4.3 Anualidad equivalente

En algunos casos, como cuando se busca el coste por mantener en servicio una máquina o un bien de consumo duradero, se puede emplear la anualidad equivalente en lugar del VPN con ventaja. La anualidad equivalente es la cantidad

constante k que aplica en cada periodo entre 1 y t , siendo t la duración del proyecto, proporciona el mismo VPN.

En el método de la Anualidad equivalente, todos los ingresos y gastos que ocurren durante un período del proyecto son convertidos en una anualidad equivalente (uniforme); cuando el valor es positivo, denota que los beneficios son mayores que los costos y, en consecuencia el proyecto es aceptable:

Forma de cálculo:

$$A = S - \left[(P - F) \left(\frac{A}{P} \cdot i \cdot n \right) + F \cdot i \right]$$

Donde:

A = Anualidad

P = Inversión inicial

S = Flujo de efectivo neto del año

i = Tasa de recuperación mínima atractiva (TREMA)

n = Numero de años de vida del proyecto

F = Valor de rescate

4.4 Periodo de recuperación Payback

El payback o "periodo de recuperación" es un criterio estático de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto en base a cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja. Resulta muy útil cuando se quiere realizar una inversión de elevada incertidumbre y de esta forma tenemos una idea del tiempo que tendrá que pasar para recuperar el dinero que se ha invertido.

Se define como el plazo en el que se recupera la inversión inicial a través de los flujos de caja netos, ingresos menos gastos, obtenidos con el proyecto.

La forma de calcularlo es mediante la suma acumulada de los flujos de caja, hasta que ésta iguale a la inversión inicial.

4.5 Tasa interna de retorno TIR

La tasa interna de retorno de una inversión o proyecto es la tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos como negativos) de una determinada inversión sea igual a cero. Es decir, la (TIR) de una inversión es 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, diversos autores la conceptualizan como la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero.

La TIR de un proyecto equivale a la tasa de interés que dicho proyecto le va a dar a quien invirtió en él.

Este indicador refleja el rendimiento de los recursos invertidos, y se define como:

- La tasa de descuento a la que el valor actual neto de una inversión se hace cero.
- La tasa de actualización que hace nulo el Valor Actual Neto del Proyecto, es decir cuando el VAN es cero.
- La máxima tasa de interés que puede pagarse o que gana el capital no amortizado en un período de tiempo y que conlleva la recuperación o consumo del capital.

La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad; así, se utiliza como uno de los criterios para decidir sobre la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el coste de oportunidad de la inversión (si la inversión no tiene riesgo, el coste de oportunidad utilizado para comparar la TIR será la tasa de rentabilidad libre de riesgo TREMA). Si la tasa de rendimiento del proyecto - expresada por la TIR- supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza.

- Si $TIR < TREMA$ -> Se rechazará el proyecto. La rentabilidad que nos está requiriendo este préstamo es mayor que nuestro costo de oportunidad.
- Si $TIR > TREMA$ <- Se aceptará el proyecto.

4.6 Relación Beneficio Costo B/C

La relación beneficio-costo es un indicador que permite hallar la relación existente entre el valor actual de los ingresos y el valor actual de los costos del proyecto (incluida la inversión inicial). Es el cociente que resulta de dividir ambos valores actuales.

Interpretación:

Si $B/C > 1$. Indica que el valor presente de los ingresos es mayor que el valor presente de los costos; por lo tanto debería realizarse el proyecto. Así un ratio $B/C > 1$ es equivalente a un VAN mayor que 0 y a una TIR mayor que la tasa de descuento.

Si $B/C = 1$. El valor presente de los ingresos es igual al valor presente de los costos. En este caso el inversionista será indiferente, porque el proyecto brinda una rentabilidad igual al costo de capital. Cuando el ratio $B/C = 1$, la TIR es igual a la tasa de descuento.

Si $B/C < 1$. Los beneficios son menores que los costos, por tanto el proyecto no debería ejecutarse. Es decir al ser el ratio $B/C < 1$, la TIR es menor que la tasa de descuento.

La fórmula que se utiliza es:

$$B/C = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{V_i}{(1+i)^n}}{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+i)^n}}$$

Dónde:

B/C = Relación Beneficio / Costo

V_i = Valor de la producción (beneficio bruto)

C_i = Egresos ($i = 0, 2, 3, 4 \dots n$)

i = Tasa de descuento

4.7 Costos de Inversión

En el mercado actual, es imposible determinar el costo capital de un sistema de captura de CO₂ o de un sistema de desulfuración (FGD), solo se conoce hasta la firma del contrato con el proveedor, y este puede variar dependiendo de varios factores, entre ellos, tipo de cambio, entidad geográfica, tipo de paquete (llave en mano), intereses de la misma empresa o compra al mayoreo.

Para conocer los costos de inversión de la propuesta 3, se enfocara dichos costos a los equipos principales tales como: Turbina de Gas³⁵, Sistema de Captura de CO₂³⁶ y equipo de desulfuración³⁷, en los datos obtenidos en la literatura no fue posible encontrar cierta homogeneidad entre cada uno de ellos, así que se tomaran solo los costos de cada proceso y una vez obtenido el total, se atribuirá un 17% para costos de ingeniería, proceso, instrumentación y control y construcción (Tabla 21), dando un total de 509.2 MMUSD.

Tabla 21 Costo unitario de equipos principales para la propuesta 3

Descripción	MMUSD
Turbina de Gas	60.8
Sistema de Captura de CO ₂	300.17
Sistema de Desulfuración	74.4
Sub total	435.2
Total (17%)	509.4

*Elaboración propia con datos en diversas fuentes (Ver anexos)

Siendo este un trabajo de investigación no se garantiza que los costos aquí presentados sean netamente veraces, debido a lo antes mencionado, pero para los alcances del presente son suficientes para dar una idea de las implicaciones económicas que resulta la implementación de estas tecnologías.

35 Base de datos Thermoflex 22.

36 Luis M. Romeo, Irene Bolea, Jesús M. Escosa "Integration of power plant and amine scrubbing to reduce CO₂ capture costs" Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (CIRCE), Universidad de Zaragoza, Centro Politécnico Superior, 2007 pp. Tabla 3

37 Sargent & Lundy "FLUE GAS DESULFURIZATION TECHNOLOGY EVALUATION Dry Lime vs. Wet Limestone FGD", National Lime Association, March 2007, pp. 42

4.8 Externalidades.

Dentro de los beneficios que incluye la implementación de esta tecnología, es la mitigación de CO₂, SO₂ y NO_x, los cuales conllevan costos asociados a externalidades difíciles de representar económicamente, salvo el caso del CO₂, que para el presente se tomo como referencia de 4 USD/ton CO₂ evitado, sabiendo esto, se tomo como referencia valores presentados en la t

Tabla 22 Costo de externalidades

Emisión	USD/t
CO ₂	4
SO ₂	244
NO _x	144

*Elaboración propia³⁸

Así mismo se considera un costo asociado a la salud de 0.41 ¢USD/kWh, este costo incluye el efecto de la emisiones en la salud humana, para un perímetro de 50 km alrededor de la central termoeléctrica en cuestión, así mismo no se considera el impacto en cultivos, bosques o ecosistemas que conllevan un costo económico considerable.

Estas externalidades fueron consideradas para el caso base (sin proyecto) y para el caso con la propuesta 3 (con proyecto) de manera que para el caso base se considero el precio de transferencia o transmisión de 68 USD/MWh y se aplico el siguiente razonamiento:

³⁸ "Evaluación de la externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México", SEMARNAT, CEPAL, 2004.

Tabla 23 Evaluación de externalidades sin proyecto

Ingresos	Erogaciones			Externalidades			
(+)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Transferencia	Agua	O&M	Combustible	SO ₂	NOx	CO ₂	Salud

*Elaboración propia

Donde la transferencia es el único ingreso que se tiene por venta de electricidad y los demás son costos por consumo de agua, operación y mantenimiento, combustible y las externalidades para este caso son “penalizaciones” de manera que de alguna forma la cuestan a la central aunque para el caso real, los paga el habitante o el gobierno en salud.

Del mismo modo se hizo una consideración semejante para el caso con proyecto, salvo que para este caso existe un ingreso por bonos de carbono o emisiones evitadas a la atmosfera, así para el caso de costos asociados a la salud se considero un factor del 10%, debido a que las emisiones se reducirán en un 90% para el CO₂, un 99% para el SO₂, de tal forma que el impacto a la salud solo representara una erogación del 10% a para este caso.

Tabla 24 Evaluación de externalidades con proyecto

Ingresos	Erogaciones			Externalidades			
(+)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)	(+)	(-) ^{10%}
Transferencia	Agua	O&M	Combustible	SO ₂	NOx	CO ₂	Salud

*Elaboración propia

El resultado de realizar la diferencia monetaria de sin proyecto y con proyecto será el resultado neto de operación total en USD.

Una vez explicado lo anterior, se presentan los supuestos técnicos para la evaluación con proyecto y sin proyecto.

4.9 Supuestos técnicos de la propuesta 3.

Para la propuesta se tomaron los supuestos técnicos presentados en la Tabla 25, estos se obtuvieron de las simulaciones realizadas en el capítulo 3.

Tabla 25 Parámetros técnicos para la unidad 5 de C. T. Pdte. Plutarco Elías Calles.

Descripción	Sin Proyecto	Con Proyecto
Potencia bruta (MW)	350	232.7
Factor de planta sin proyecto	0.8	0.8
Eficiencia sin proyecto	0.39	0.385
Usos propios	0.06	0.04
Régimen térmico neto sin proyecto BTU/kWh	9285.7182	9113.2479
Poder calorífico superior (carbón importado) BTU/ton	27722	27722
Horas en el año	8760	8760

*Elaboración propia

Así mismo en la Tabla 26 se presentan los supuestos económico financieros para la propuesta de implementación de un sistema de captura de CO₂ con una turbina de gas y un desulfurador (propuesta 3).

Tabla 26 Supuestos económico-financieros para la propuesta 3.

Supuestos económico-financieros	Valor
Tipo de cambio \$/dól	12.4
Tasa de descuento real anual	10%
Inflación anual (EUA):	1.88%
Tasa nominal	12.07
Moneda de	2013
Precio de transferencia a transmisión	Variable
Sensibilidad al incremento en la inversión	3.3479629
Sensibilidad económica	2.3999499
Tasa nominal VP de los pagos formato UIDEP	0.1
Costo total de inversión(MMUSD ₂₀₁₃)	509.38
Tasa de descuento real mensual	0.79%
Tasa de descuento nominal anual	12.06%

*Elaboración propia

4.10 Resultados económicos

Con base en los costos estimados y beneficio de externalidades y bonos de carbono se realizó el análisis económico para saber si el proyecto es rentable o

no. En la Tabla 27 se presentan los resultados económicos de la implementación de la propuesta 3, en donde se aprecia una TIR de 9.05% y una relación B/C de 0.81.

Tabla 27 Resultados económicos de la propuesta 3.

Trema	12.00%
VPN en 2013	-\$95,481,508
AE	-\$12,782,948
B/C	0.81
TIR	9.05%
TIRM	10.84%
PR	9.47

*Elaboración propia

Los resultados no son atractivos para que un proyecto pueda llevarse a cabo. En la parte de conclusiones se tratara este tema.

4.10.1 Análisis de sensibilidad económica.

Realizando el análisis de sensibilidad mediante la variación de algunos parámetros, tales como: costo a la transferencia, costo del gas natural, costo del carbón, TREMA e inversión inicial. Se identifica que los escenarios que podrán hacer rentable a este proyecto son que el costo de transferencia sea un 20% superior para obtener una TIR igual 15.51% y una relación B/C de 1.25, así como que el costo del gas natural disminuya en un 30%, para obtener una TIR igual a 15.33% y una relación B/C de 1.24 (Tabla 28).

Tabla 28 Resultados de sensibilidad para el caso de la propuesta 3.

VARIABLE	CASO BASE	TRANSFERENCIA		GAS NATURAL		CARBÓN		TREMA	INVERSION INICIAL	
		+20	-20	-30%	+30	-40%	+40	10%	-40	-20%
Trema	12.00%	12%	12%	12%	12%	12%	12%	10%	12%	12%
VPN en 2012	-\$95,481,508	\$126,412,174	-\$317,375,190	\$122,223,208	-\$313,186,224	-\$90,045,798	-\$100,917,217	-\$28,982,765	-\$54,142,880	-\$74,812,194
AE	-\$12,782,948	\$16,923,908	-\$42,489,803	\$16,363,094	-\$41,928,990	-\$12,055,222	-\$13,510,674	-\$3,404,305	-\$7,248,583	-\$10,015,765
B/C	0.81	1.25	0.38	1.24	0.39	0.82	0.80	0.94	0.82	0.82
TIR	9.0%	15.51%	-0.45%	15.33%	-0.96%	9.22%	8.87%	9.18%	9.91%	9.43%
TIRM	10.8%	13.25%	6.67%	13.21%	6.78%	10.92%	10.77%	9.68%	10.91%	10.87%
PR	9.5	6.46	19.08	6.61	18.16	9.36	9.59	9.37	9.98	9.70

*Elaboración propia

Para el caso de que la inversión fuera de 20% o del 40%, no se presento alguna mejora considerable, ya que aunque se decremente el valor de inversión inicial no hace más rentable al proyecto.

Una vez realizado este análisis se obtuvo el valor necesario que deberían de tener los bonos de carbono para que este proyecto fuera rentable. Obteniendo que para que fuera rentable con la TIR mínima necesaria de 12% los bonos de carbono tendrían que incrementar su precio un 118.5%, lo cual nos da un valor de 8.7 USD/tCO₂, lo cual es razonable, pero en los mercados de hoy en día es difícil.

4.10.2 Evaluación Financiera.

Cuando se realiza un estudio económico y financiero de un proyecto de ingeniería en ocasiones es necesario recurrir al apalancamiento, en donde relaciona las variaciones del beneficio neto con las variaciones del beneficio bruto en cuanto al hecho de que un proporcional importante de la inversión inicial sea a crédito, de manera que no haga la inversión inicial el inversor.

El apalancamiento financiero se estudia para evaluar la relación entre la deuda y los capitales propios por un lado, y el efecto de los gastos financieros en los resultados, por el otro.

De manera que para este análisis se tomó un tipo de apalancamiento al 40% con un esquema de seis pagos iguales anuales a una tasa de 4.5%³⁹.

Tabla 29 Esquema financiero de apalancamiento al 40%.

Esquema Financiero			
Pagos anuales, seis pagos iguales al			4.50%
Apalancamiento	40%	USD	-\$203,752,000

*Elaboración propia

Realizando el análisis de sensibilidad para conocer cuál es el esquema financiero que podría ayudar a que el proyecto sea rentable con la TIR igual a 12%, se obtiene que el crédito debe ser del 92.5 % del costo total del proyecto.

Tabla 30 Sensibilidad de esquema financiero mediante apalancamiento.

VARIABLE	CASO BASE	APALANCAMIENTO				
		20.0%	40.0%	60.0%	80.0%	92.5%
Trema	12.00%	12%	12%	12%	12%	12%
VPN en 2012	-\$95,481,508	-\$74,812,194	-\$54,142,880	-\$33,541,626	-\$12,872,312	\$46,009
AE	-\$12,782,948	-\$10,015,765	-\$7,248,583	-\$4,490,512	-\$1,723,329	\$6,160
B/C	0.81	0.82	0.82	0.84	0.87	1.00
TIR	9.0%	9.43%	9.91%	10.51%	11.32%	12.00%
TIRM	10.8%	10.87%	10.91%	11.11%	11.60%	12.00%
PR -	9.5	9.70	9.98	10.27	10.56	10.74

*Elaboración propia

³⁹ Tasa de interés del financiamiento tipo FIDE

4.11 Conclusión

Uno de las primeras expectativas de este proyecto es que es el costo es muy alto y más aún cuantificar las externalidades que pueden ayudar a que un proyecto de este tipo sea atractivo. Más aún en la actualidad y con las leyes nacionales que no presionan o incentivan este tipo de proyectos.

De las diversos análisis de sensibilidad para que este proyecto fuera rentable con la TIR mínima necesaria se identificaron tres caso, el primero mediante un apalancamiento con el 92.5% de la inversión, lo cual es demasiado. El segundo que puede ser un tanto posible en el corto plazo, es que el costo de gas natural se deprecie en un 30%, este escenario podría ser posible, ya que con los descubrimientos de nuevos pozos de gas natural o el mismo shale gas (gas de esquito) que están emergiendo, podrían abaratar el costo de este combustible, haciendo así rentable este proyecto. El tercer escenario, que probablemente sea el más posible en el corto plazo es que el costo de la tonelada de CO₂ incremente a 8.7 USD/tCO₂, ya que desde el 2008 el costo bajo cerca de un 80% debido a la crisis europea y sobreoferta de proyectos y según Barclays, el precio promedio estimado para los CER⁴⁰ en 2012 y 2013 será de 4 euros y 7 euros para 2014, Hasta 2020, esto se acercaría a 10 euros por tonelada de CO₂. Así mismo el estudio de externalidades asociadas al campo, ecosistemas, fauna y otros que para el presente no se contemplaron podrían incluirse junto con el costo por vender yeso para la construcción asociado a la implementación del desulfurizador SO₂.

⁴⁰ Certificados de Reducción de Emisiones de CO₂ (CER, por su nombre en inglés)

5 Conclusiones

En el presente trabajo se compararon las diferentes tecnologías existentes en materia de captura de CO₂, analizando la factibilidad de la mejor opción que podría implementarse en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles “Petacalco”.

Así mismo se caracterizó y modeló C.T. en cuestión, replicando los valores promedio de pruebas a plena carga para así conseguir el modelo de la planta en la plataforma Thermoflex 22 y poder realizar diversos análisis y propuestas de implementación de nuevas tecnologías, tales como los arreglos mostrados en el presente y así elegir la mejor configuración técnica, de manera que el régimen térmico no incremente considerablemente, ya que se sabe que por la implementación de la captura de CO₂, la eficiencia cae 9% y su régimen térmico se incrementa en 2,657 kJ/kWh. De manera que la mejor opción es la llamada propuesta 3, la cual consta de un sistema de absorción química de captura de CO₂ mediante post-combustión, un desulfurador y una turbina de gas, esta opción tiene un régimen térmico superior al actual en 156 kJ/kWh y una eficiencia menor en 0.6% con un 90% de emisiones de CO₂ y un 99% de SO₂ evitadas a la atmosfera, lo cual es benefico para el medio ambiente y para la humanidad.

De lo expuesto en el presente trabajo se sabe que la implementación de un sistema de captura de CO₂ con un desulfurador de SO₂ acoplado a un turbogenerador de gas natural no es rentable, debido principalmente a que en la actualidad los bonos de carbono están por los suelos y en México no se cuenta con suficientes datos que permitan cuantificar las externalidades locales y se pueda estimar al 100% el beneficio ambiental económicamente por la implementación de tecnologías limpias. Aunque se sabe que en otros países existen políticas ambientales muy estrictas que penalizan la emisión de GEI de manera particular, no es posible transportar estos costos al caso México, debido a que la regulación no es tan estricta y se está trabajando en nuevas políticas ambientales.

Esta propuesta, técnicamente es viable y en el corto plazo, podría ser rentable, así mismo se plantean nuevos objetivos para un futuro trabajo, en donde se cuantifique el ingreso económico por concepto de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) debido a el desulfurador (FGD), así como con nuevos arreglos para el equipo de captura de CO_2 y la realización de una simulación semejante en la plataforma llamada “Aspen HYSYS” en donde se puede elegir de entre una cantidad de aminas para realizar el proceso de captura y conocer que amina es más eficiente para el proceso en función de las temperaturas de operación, composición química del combustible y así elegir la que sea más compatible y prolongar la vida útil de la misma.

Uno de los escenarios que permite que este proyecto sea rentable es que el precio a la transferencia se incremente en un 20%, este escenario aunque un poco difícil que se dé en México por el “subsidio” que existe, podría ser el punto de partida para tomar decisiones sociales y sensibilizar a los Mexicanos sobre el uso desmedido y el despilfarro de la energía en cualquiera de sus formas y servicios.

Tratando de hacer una reflexión a futuro, de una u otra forma en algún momento la humanidad tendrá que pagar el costo por el daño ambiental causado al planeta, llámese, incremento desmedido la temperatura, deshielo de los polos, muertes por cáncer en la piel, incendios, acidez de la tierra ó pagar un poco más el costo por kilowatt hora consumido, con la finalidad de que los usuarios de estos servicios racionalicen y utilicen eficientemente los recursos. El incremento no es la opción, pero podría funcionar como una forma de sensibilizar el uso de la energía.

ANEXOS

a. Combustible

Reporte de Análisis elemental de Carbón								
Compuesto	50% Carga		75% Carga		100% Carga		Diseño	
	Base Humedad*	Base Seca	Base Humedad*	Base Seca	Base Humedad*	Base Seca	Base Humedad*	Base Seca
Carbono	65.14%	71.85%	64.33%	71.0%	63.31%	70.38%	66.90%	82.50%
Hidrogeno	3.87%	4.27%	3.86%	4.26%	3.78%	4.20%	3.80%	5.60%
Nitrógeno	1.17%	1.29%	1.17%	1.29%	1.14%	1.27%	1.30%	1.80%
Azufre	0.62%	0.68%	0.72%	0.79%	0.79%	0.88%	0.66%	1.10%
Ceniza	12.8%	14.12%	13.9%	15.37%	13.2%	14.64%	8.30%	0.00%
Oxigeno	7.06%	7.79%	6.56%	7.27%	7.75%	8.61%	10.80%	8.96%
Humedad Total	9.30%	0.00%	9.40%	0.00%	10.10%	0.00%	8.20%	0.00%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%
Poder Calorífico kCal/kg	6,262.00	6,907.00	6,206.00	6,852.20	6,206.00	6,869.60	5,920.00	6,333.00
Poder Calorífico kJ/kg	26,217.74	28,918.23	25,983.28	28,688.79	25,983.28	28,761.64	24,785.86	26,515.00

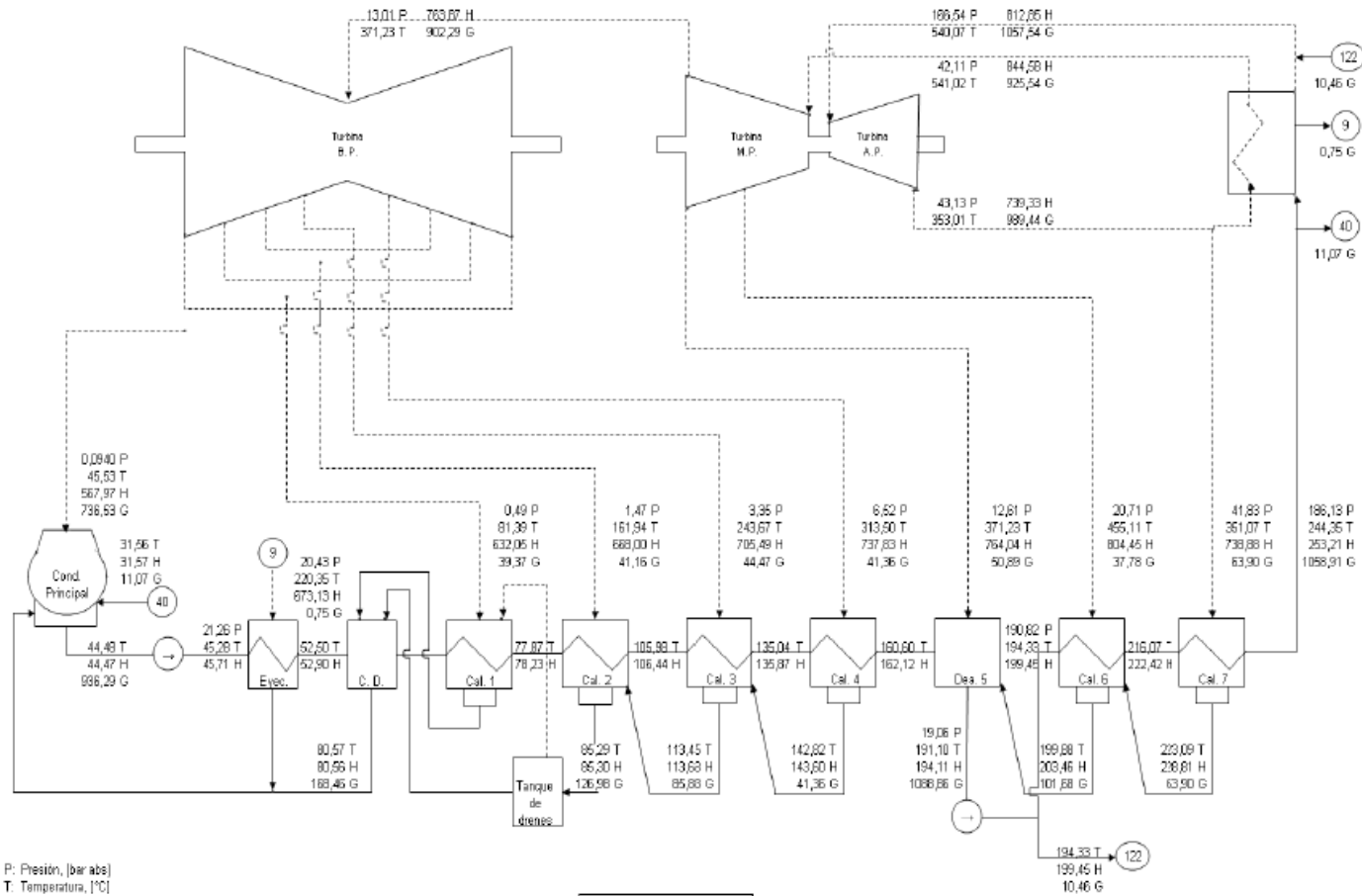
*Como se recibe

b. Turbina de Gas Mitsubishi 501 G

RPM	PR	TIT °C	TET °C	Flujo de Aire kg/s	Potencia de Generación MWe	PCI HR KJ/KWh	PCI Eff %	Precio MMUSD
3600	20	1500	592	589	264.570	9142	39.4	60.8

c. Balance Térmico a plena Carga de la Central Carboeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles.

C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles Unidad 5
 Fecha: 06-DICIEMBRE-2010 Prueba No. 1
 Después de mantenimiento a la capacidad de 350 143 kW
 Balance térmico



P: Presión, [bar abs]
 T: Temperatura, [°C]
 H: Entalpía específica, [kcal/kg]
 G: Flujo másico, [T/h]

d. Cotos de equipos principales para la propuesta 3.

Tabla 31 Costos de unidad de desulfuración para una capacidad de 500MW

Descripción	FGD (MMUSD)
Sistema de alimentación de reactivo (instalado)	8.4
Sistema de remoción de SO ₂ (instalado)	22.6
Sistema de filtros (instalado)	26.8
Sistema de gases de combustión (instalado)	14.6
Residuos Hdlg / Rec. Sys. (instalado)	5.4
Equipo de Apoyo General (instalado)	2.7
Proceso total	74.4

Tabla 32 Costos de sistema de captura de CO₂.

Descripción	costo MMUSD*
Ventilador / Soplador	5.422
Absorber / Absorbedor	43.376
Desorber	5.106
Rehervidor	4.473
MEA planta y sistemas auxiliares	20.848
Regenerador	3.059
Total de costos de los equipos de captura	82.285
Total de costos de los equipos de compresión	217.884
Costos total de los equipos	300.169

*Los datos se convirtieron de euros a dólares usando la relación de 1.2987 (USD/€)

INDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Central termoeléctrica	7
Ilustración 2 Central turbogas.....	8
Ilustración 3 Central de ciclo combinado	9
Ilustración 4 Central carboeléctrica	10
Ilustración 5 Principales países vendedores de bonos de carbono.....	23
Ilustración 6 Proceso de producción de energía eléctrica a partir del carbón	28
Ilustración 7 Depósito de carbón a pie de central.....	29
Ilustración 8 Diseño y esquema de operación de la oxí-combustión.....	40
Ilustración 9 Planta con tecnología de captura en pre combustión	42
Ilustración 10 Ciclo de Absorción-desorción	44
Ilustración 11 Esquema de captura con post-combustión en una Central Térmica	45
Ilustración 12 Layout de proceso de absorción	47
Ilustración 13 Recuperación de CO ₂ de combustión por absorción química.....	47
Ilustración 14 Tendencia en la mejora de rendimiento en centrales de carbón pulverizado.....	53
Ilustración 15 Efectos de la compresión de CO ₂	60
Ilustración 16 Opciones de almacenamiento del CO ₂ geológicamente	64
Ilustración 17 Ubicación de la central Termoeléctrica	71
Ilustración 18 Parámetros operativos del condensador principal	73
Ilustración 19 Mapa de la temperatura de superficie del mar en México [°C].....	74
Ilustración 20 Esquema básico de una central eléctrica de carbón.....	78
Ilustración 21 Diagrama de Flujo de C. T. Pdte. Plutarco Elías Calles.....	82
Ilustración 22 Esquema de una planta de energía de carbón con captura de post-combustión CO ₂ con extracción de vapor de la turbina de baja presión (se utiliza para proporcionar calor para la regeneración de disolventes).....	89
Ilustración 23 Esquema de una Central Carboeléctrica de carbón pulverizado con un sistema de captura de CO ₂ basado en amina y otros controles de emisión.....	90
Ilustración 24 Área disponible en Central Carboeléctrica Petacalco	94
Ilustración 25 Red de ductos y centros procesadores de gas, diciembre, 2011 ..	101

Ilustración 26 Gasoductos en la zona Centro, Golfo y Occidente	101
Ilustración 27 Mapa de zonas de inclusión exclusión para CCS en México	109
Ilustración 28 Distancia de la C.T. Pdte. Plutarco Elías calles a la Costa	110
Ilustración 29 Visión general de conceptos de almacenamiento oceánico.....	111

INDICES DE TABLAS

Tabla 1 Centrales pertenecientes a CFE en operación*	11
Tabla 2 Potencial de calentamiento global de los distintos G.E.I. considerados... 16	
Tabla 3 Porcentaje de generación por tipo de fuente.....	25
Tabla 4 Tabla de poderes caloríficos de sustancias combustibles.....	26
Tabla 5 Reservas y producción mundial de carbón, 2009 (millones de toneladas)33	
Tabla 6 Aspectos a desarrollar en la calcificación/carbonización.....	41
Tabla 7 Solventes utilizados en el proceso	49
Tabla 8 Concentraciones de impurezas secas de CO ₂ , % por volumen	57
Tabla 9 Impactos de las necesidades energéticas de CCS en el consumo de recursos a nivel de planta y no las tasas de emisión de CO ₂ para los tres sistemas generación.....	58
Tabla 10 Condiciones ambientales de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles.....	71
Tabla 11 Datos de diseño del Generador de Vapor a 100% de carga	76
Tabla 12 Datos de diseño de la Turbina a 100% de carga.....	77
Tabla 13 Poderes caloríficos del carbón importado de Australia.....	85
Tabla 14 Datos para validar el modelo de la Central Pdte. Plutarco Elías Calles. 87	
Tabla 15 Emisiones de CO ₂ para la Central Pdte. Plutarco Elías Calles al 100% de carga.	87
Tabla 16 Resultados de la simulación con captura de CO ₂ y extracción de vapor de BP.	93
Tabla 17 Resultados de la propuesta 2 captura de CO ₂ abastecido por energía solar.	98

Tabla 18 Resultados de la propuesta 3 con captura de CO ₂ abastecido por una TG.	103
Tabla 19 Resultados de la propuesta 4 con captura de CO ₂ abastecido por un calentador solar y un CC.	107
Tabla 20 Resumen de modelos simulados en Thermoflex.	115
Tabla 21 Costo unitario de equipos principales para la propuesta 3.	126
Tabla 22 Costo de externalidades.	127
Tabla 23 Evaluación de externalidades sin proyecto.	128
Tabla 24 Evaluación de externalidades con proyecto.	128
Tabla 25 Parámetros técnicos para la unidad 5 de C. T. Pdte. Plutarco Elías Calles.	129
Tabla 26 Supuestos económico-financieros para la propuesta 3.	129
Tabla 27 Resultados económicos de la propuesta 3.	130
Tabla 28 Resultados de sensibilidad para el caso de la propuesta 3.	131
Tabla 29 Esquema financiero de apalancamiento al 40%.	132
Tabla 30 Sensibilidad de esquema financiero mediante apalancamiento.	132
Tabla 31 Costos de unidad de desulfuración para una capacidad de 500MW	139
Tabla 32 Costos de sistema de captura de CO ₂	139

NOMENCLATURA

\$	Pesos Mexicanos
%HR	Porcentaje de humedad relativa
°C	Grados centígrados
ASU	Unidad separadora de aire
BP	Baja presión
¢	Centavos
C.T.	Central termoeléctrica
CAC	Captura y almacenamiento de carbono

CC Ciclo Combinado

CER Certificados de Emisiones Reducidas

CFE Comisión Federal de Electricidad

CH₄ Gas metano

CIUDEN Ciudad de la energía

CO Monóxido de Carbono

CO₂ Dióxido de carbono

CONAGUA Comisión Nacional del Agua

COPAR Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos en el Sector Eléctrico

Ef. Eficiencia

EUA Estados Unidos de América

FGD Desulfurador de gases de combustión

GEI Gases efecto invernadero

GW Giga watts

GWh Giga watts hora

HRSG Recuperador de calor para generación de vapor

HVAC Aire acondicionado, ventilación y calefacción

IEA Agencia Internacional de Energía

IGCC Ciclo combinado con gasificación integrada

IPCC Panel Intergubernamental para Cambio Climático

K grados kelvin

kcal Kilocaloría

kg Kilogramos

kJ Kilo joule

kPa kilo pascal
kW Kilowatts
kWh Kilowatts hora
kWth Kilowatts térmico
m² Metros cuadrados
MEA monoetanolamina
MJ Mega joule
Mm Milímetros
MMUSD\$ Millones de dólares
MPa Mega pascal
MUSD Miles de dólares
MW Megawatts
MWh Megawatts hora
N₂ Nitrógeno diatómico
NO_x Óxidos de nitrógeno
O₂ Oxígeno diatómico
PC Pantas de carbón pulverizado
PCI Poder calorífico inferior
PCS Poder calorífico superior
PEMEX Petróleos Mexicanos
PIE Productor Independiente de Energía
POISE Programa de Obras e Inversiones en el Sector Eléctrico
ppm partículas por millón
B/C Relación Beneficio Costo
RPM revoluciones por minuto

RTU Régimen térmico unitario
SF₆ hexafloruro de azufre
SO₂ Dióxido de azufre
syngas gas de síntesis
T Temperatura
Tbh Temperatura de bulbo húmedo
TC Termoeléctricas Convencionales
TG Turbina de gas
TIR Tasa Interna de Rendimiento
TREMA Tasa Interna de Rendimiento Mínima Aceptable
TV Turbina de vapor
TWh Tera watts hora
UNAM Universidad Nacional Autónoma de México
USD dólares americanos
VPN Valor Presente Neto
Vppm Partes por millón volumétricas
W Watts

BIBLIOGRAFÍA

Abigail Gonzalez Díaz, J. M. (s.f.). Estudio Técnico de Captura de CO₂ con Monoetanolamina para una Planta Termoeléctrica. *Boletín IIE* .

Anthony Adegbulugbe (Nigeria), Ø. C. (s.f.). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Capítulo 1 Introduction* .

Association, N. L. (2007). *Flue Gas Desulfurization Technology Evaluation*. USA: Sargent & Lundy LLC.

Benito Navarrete, R. C.-C. (2010). *Captura y Almacenamiento de CO₂*. España: CONAMA.

Bert Metz, O. D. (2005). Resumen para responsables de políticas y Resumen técnico. *La Captación y el almacenamiento de dióxido de carbono* . Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático - Cambridge University Press.

(2011). *Carbon Capture and Storage*. Francia: International Energy Agency.

CO₂ Capture and Storage. (2008). *Energy Technology Analysis* . International Energy Agency.

Coninck, H. d. (2005). The IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Annual Conference on Carbon Sequestration*. Alexandria: Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico. (2007). Comisión Federal de Electricidad.

Dávila, M. Workshop of CO₂ Geological Storage and EOR. *Estado actual del inventario de sitios para almacenamiento geológico de CO₂ en México*. México: Comisión Federal de Electricidad.

E. Tzimas, A. G. (2009). *Future Fossil Fuel Electricity Generation in Europe: Options and Consequences*. Países bajos: JRC Reference Reports.

Evaluación de externalidades ambientales de la generación termoeléctrica en México. (22 de Noviembre de 2004). México: SEMARNAT, CEPAL.

Finkenrath, M. (2011). *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. Francia: International Energy Agency.

Gilbert/Commonwealth, Inc. (Septiembre de 1995). Clean Coal Reference Plants: Pulverized Coal Boiler With Flue Gas Desulfurization. U.S. Department of Energy.

Hernán Morales, C. T. (25 de Mayo de 2008). Tecnologías de captura y secuestro de CO₂. Chile: Pontificia Universidad Católica de Chile.

Informe Anual 2000 . (2000). México: Comisión Federal de Electricidad.

(1990-2006). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero*. México: Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

Jason Anderson (United States), S. B. (s.f.). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Capítulo 5 - Underground geological storage* .

Jos G.J. Olivier, G. J.-M. (s.f.). Trends in Global CO₂ Emissions. *2012 Report* . PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

Key World Energy Statistics. (2011). París: International Energy Agency.

Masami Nakata, J. O. (2003). *Carbon Dioxide Emissions Reduction Potential in Japan's Power Sector*. Japón: WWF.

Materiales, L. d. (2010). *Informe de la Pruebas para Determinar el Comportamiento Térmico de C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles, después de mantenimiento en Diciembre de 2010*. México.

Plataforma Experimental para el Desarrollo Tecnológico de Oxidación y captura de CO₂. Bierzo: Fundación Ciudad de la Energía - CIUDEN.

Pradeep Dadhich (India), J. D. (s.f.). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Capítulo 8 -Cost and economic potential* .

Programa de Obras e Inversiones del Sector Electrico 2010-2014. (2010). México: Comisión Federal de Electricidad.

Programas y Actividades de Educación Ambiental. (Cap. 14. Energía del Carbón). Recuperado el 12 de Enero de 2013, de <http://comunidad.eduambiental.org/>: <http://comunidad.eduambiental.org/file.php/1/curso/contenidos/docpdf/capitulo14.pdf>

Prontuario de datos técnicos de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles. México: Comisión Federal de Eléctricidad.

Protocolo de Kyoto de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Organización de la las Naciones Unidas.

(2011). Reglas de operación del Puerto Industrial y Comercial de Lázaro Cardenas Michoacán. Administración Portuaria Integral de Lazaro Cardenas, S.A. de C.V.- Secretaría de Comunicaciones y Trasnportes-.

Rodney Allam (United Kingdom), O. B. (s.f.). IPCC Special Report on Carbon dioxide Capture and Storage. *Capítulo 3 - Capture of CO2* .

Sam Holloway (Reino Unido), A. K. (2006). Transporte, Inyección Y Almacenamiento Geológico De Dióxido De Carbono. En *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* (pág. Cap. 5). IPCC.

Samudra Vijay, Luisa T. Molina y Mario J. Molina. (abril de 2004). Cálculo de Emisiones de Contaminación Atmosférica por uso de Combustibles Fósiles en el Sector Eléctrico Mexicano. Massachusetts Institute of Tecnology.

The Coal Resource. (Mayo de 2005). Reino Unido, Cambridge: World Coal Institute.

Vega, D. L. (2008). El dióxido de carbono como recurso. *VIII Seminario Internacional sobre el Cambio Climático*, (pág. 32). Madrid.