



**UNIVERSIDAD MICHOACANA
DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO**



**DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERÍA QUÍMICA**

**Optimización de ciclos de potencia integrados con
procesos de captura y compresión de CO₂
considerando aspectos económicos y ambientales**

Tesis presentada por:

IQ. Gerardo Geovanni Esquivel Patiño

A la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería
Química como requisito para obtener el grado de:

MAESTRO EN CIENCIAS EN INGENIERÍA QUÍMICA

Asesor: Dr. Fabricio Nápoles Rivera 12002518

Morelia, Michoacán



Febrero 2017

INDICE

RESUMEN.....	iv
ABSTRACT	vi
Lista de Tablas	vii
Lista de figuras	viii
Lista de Abreviaturas	x
Agradecimientos	xi
Capítulo I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Justificación.....	5
1.2. Objetivo General.....	6
1.3. Hipótesis	6
Capítulo II. ANTECEDENTES.....	7
Capítulo III. Marco Teórico.....	9
3.1. Proceso de generación de energía de ciclo combinado con procesos de captura y compresión de CO ₂	9
3.1.1. Ciclo Rankine:.....	9
3.1.2. Ciclo Brayton.....	10
3.1.3. Central eléctrica de ciclo combinado:.....	11
3.1.4. Sistemas de captura y compresión de CO ₂	13
3.3. Análisis del ciclo de vida.....	14
3.4. Integración Térmica.	16
3.5. Ciclo Rankine Orgánico.....	17
3.6. Algoritmos Genéticos.....	18
Capítulo IV. Optimización del proceso de ciclo combinado con captura y compresión de CO ₂ y ciclo Rankine orgánico	19

OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE POTENCIA INTEGRADOS CON PROCESOS DE CAPTURA Y COMPRESIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

4.1. Simulación del proceso en ASPEN PLUS™	19
4.1.1. Simulación del proceso de ciclo combinado.	21
4.1.2. Simulación del proceso de captura y compresión de CO ₂	23
4.1.3. Simulación del ciclo Rankine Orgánico.....	24
4.1.4. Resultados de la simulación.	25
4.2. Integración térmica del PCC.....	29
4.2.1. Caso I: Integración térmica del PCC con SCC.....	30
4.2.2. Caso II: Integración térmica del PCC con SCC y CRO fijo.....	34
4.2.3. Caso III: Integración térmica del PCC con SCC y CRO abierto.	36
Capítulo V. Análisis de Ciclo de vida.....	38
5.1 Objetivo y Alcance (<i>Goal and Scope</i>):	38
5.2 Análisis de inventario (<i>Inventory Analysis</i>):.....	39
5.3 Evaluación del impacto (<i>impact assessment</i>):	41
5.3.1 Caso 1. PCC.....	41
5.3.2 Caso 2. PCC + SCC.....	42
5.3.3 Caso 3. PCC + SCC + CRO _F	43
5.3.4 Caso 4. PCC + SCC + CRO _A	44
5.4 Análisis de resultados (<i>interpretation</i>):	45
Capítulo VI. Optimización multi-objetivo del PCC con SCC y CRO	47
Capítulo VI. Conclusiones.....	51
Capítulo VII. Referencias	53
Apéndice A	58

RESUMEN

OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE POTENCIA INTEGRADOS CON PROCESOS DE CAPTURA Y COMPRESIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES.

IQ. Gerardo Geovanni Esquivel Patiño, Febrero 2017

Dirigida por: Dr. Fabricio Nápoles Rivera

Entidad: Posgrado de la Facultad de Ingeniería Química

Las crecientes demandas de energía, así como el aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a los diferentes procesos de generación de esta, hacen necesaria la búsqueda de alternativas sustentables para disminuir dichas emisiones y además seguir satisfaciendo la necesidad energética mundial. Entre las diversas alternativas que se puede encontrar están la integración energética de ciclos de potencia y el acoplamiento con sistemas de captura y compresión (SCC) de CO₂.

En este trabajo se propone la optimización de dichos sistemas para el proceso de generación de energía de ciclo combinado con gas natural atendiendo aspectos económicos y ambientales.

El Capítulo IV se desarrolla la simulación del proceso de ciclo combinado (PCC) así como también de los SCC y del ciclo Rankine orgánico (CRO) en el software ASPEN PLUS™ en una primera instancia por separado y posteriormente juntos de acuerdo con los 3 diferentes escenarios considerados en la integración térmica con el modelo SNYHEAT programado en GAMS™ en donde se tiene como resultados la eficiencia global de 50.7% para la primera integración, 50.73% para la segunda integración con el CRO fijo y 50.9% para la integración con el CRO abierto.

En el capítulo V se presenta un análisis de ciclo de vida para cada uno de los escenarios considerados en el capítulo IV en donde el principal parámetro de medición del impacto ambiental es el potencial de cambio climático (GWP) el cual considera la cantidad de emisiones de bióxido de carbono equivalente por kW generado en el proceso obteniendo como principal resultado la disminución del GPW un 78% al agregar al PCC los SCC.

El capítulo VI expone la optimización multiobjetivo realizada para el proceso en donde se considera maximizar simultáneamente la potencia total y la captura de bióxido de carbono modificando la cantidad de vapor de baja que se envía a los SCC y a la turbina, y además utilizando la energía restante del proceso en un CRO.

Palabras clave: Optimización, ciclos de potencia, integración térmica, análisis de ciclo de vida, SYNHEAT.

ABSTRACT

The increasing demands of energy, as well as the increased greenhouse gas emissions associated with the different generation processes of energy, make it necessary the research of sustainable alternatives to reduce those emissions and also keep satisfying the global energy demands. Among the various alternatives that can be found are the energy integration of power cycles coupling with systems of carbon capture and compression (SCC).

This work proposes the optimization of those systems for the natural gas combined cycle plant, taking into account economic and environmental aspects.

In Chapter IV the simulations for the PCC process as well as the SCC and the organic Rankine cycle (ORC) are developed in ASPEN PLUS™, in a first instance separately and then together according to the three different Scenarios considered in the thermal integration with the SNYHEAT model programmed in GAMS™, where it was obtain as a result the global efficiency of 50.7% for the first integration, 50.73% for the second integration with the fixed ORC and 50.9% for the open ORC.

Chapter V presents a life cycle analysis for each of the scenarios considered in Chapter IV where the main parameter of environmental impact measurement is the global warming potential (GWP) which considers the amount of emissions of Carbon dioxide equivalent per kWh generated in the process obtaining as main result the decrease of the GWP by 78% when the SCC are added to the PCC plant.

Chapter VI discusses the multiobjective optimization performed for the process where it is considered the maximizing of the total power and carbon dioxide capture simultaneously, modifying the amount of LP steam that is sent to the PCC and to the LP turbine and also using the remaining energy of the process in an ORC.

Lista de Tablas

Tabla 1. Parámetros de la simulación del PCC.....	22
Tabla 2. Parámetros de la simulación del SCC.....	23
Tabla 3. Parámetros de la simulación del CRO.....	24
Tabla 4. Comparación de resultados de las simulaciones.....	25
Tabla 5. Especificaciones de las Corrientes frías y calientes del proceso.....	26
Tabla 6. Inventarios del proceso de la turbina de gas.....	27
Tabla 7. Inventarios del proceso de la turbina de vapor.....	27
Tabla 8. Inventarios del proceso de captura de CO ₂	28
Tabla 9. Inventarios del tren de compresión de CO ₂	28
Tabla 10. Costo de servicios e intercambiadores.....	29
Tabla 11. Resultados energéticos para los 3 casos de estudio.....	37
Tabla 12. Lista de componentes utilizados en el proceso de ciclo combinado con gas natural.....	39
Tabla 13. Capacidad de los diferentes procesos para los diferentes casos de estudio....	40
Tabla 14. Cantidad de emisiones y GWP para el caso I.....	41
Tabla 15. Cantidad de emisiones y GWP para el caso II.....	42
Tabla 16. Cantidad de emisiones y GWP para el caso III.....	43
Tabla 17. Cantidad de emisiones y GWP para el caso IV.....	44

Lista de figuras

Figura 1. Generación de energía por tipo de combustible sistema eléctrico nacional 2012...	1
Figura 2. Generación de energía por tipo de Tecnología 2009 y estimado 2025	2
Figura 3. La optimización de los ciclos combinados para mejorar el medio ambiente	5
Figura 4. Diagrama T-S ciclo Rankine	9
Figura 5. Diagrama P-V ciclo de Brayton	10
Figura 6. Diagrama de proceso de una central de ciclo combinado	11
Figura 7. Diagrama de proceso de captura y compresión de CO ₂	14
Figura 8. Fases del análisis de ciclo de vida (ACV)	15
Figura 9. Superestructura de la integración térmica para 2 corrientes frías y dos calientes..	16
Figura 10. Diagrama del proceso CRO	17
Figura 11. Diagrama del proceso de los Algoritmos Genéticos	18
Figura 12. Diagrama del proceso de ciclo combinado con SCC de CO ₂ separado en las cuatro secciones.....	20
Figura 13. Diagrama del proceso de ciclo combinado.....	21
Figura 14. Diagrama del proceso de captura y compresión de CO ₂	23
Figura 15. Diagrama del ciclo Rankine Orgánico	24
Figura 16. Diagrama del proceso global con las corrientes frías y calientes	26
Figura 17. Red de intercambio de calor estimada por SYNHEAT	30
Figura 18. Diagrama del proceso global con la red de intercambio	32

Figura 19. Red de intercambio de calor con CRO.....	34
Figura 20. Diagrama del proceso global con la red de intercambio.....	35
Figura 21. Diagrama de Procesos considerados en el ACV	40
Figura 22. Cantidad de emisiones GWP y potencia generada para los 4 casos de estudio.	45
Figura 23. Esquema del ACV y el impacto por las emisiones de CO ₂ equivalente.....	46
Figura 24. Esquema de la optimización con AG.....	47
Figura 25. Gráfico de potencia de la planta contra emisiones de CO ₂	49
Figura 26. Gráfico de eficiencia de la planta contra emisiones de CO ₂	50

Lista de Abreviaturas

ACV	Análisis de ciclo de vida
AG	Algoritmos genéticos
CRO	Ciclo Rankine orgánico
GWP	Global warming potential (potencial de cambio climático)
HRSG	Heat recovery steam generator (caldera de recuperación)
IEAGHG	International Energy Agency Greenhouse Gas
MEA	Monoetanolamina
PCC	Proceso de ciclo combinado
RGC	Recirculación de los gases de combustión
RIC	Red de intercambio de calor
SCC	Sistemas de captura y compresión

Agradecimientos

A mi familia

Gracias a mis padres, hermanos, tíos y primos por el apoyo y cariño incondicional durante mi desarrollo profesional y durante toda mi vida y por estar conmigo en todo momento.

A mis amigos

Por el apoyo que me han brindado en seguir estudiando y por cada uno de los momentos que hemos vivido juntos a través de los años. Gracias a Eric, Jimmy, China, Fany, Gera, Ale, Sahid, Luis, Vilchis, Paco, Armando, Profe Gabriel, Balta, Joan, Saúl, Jaime, Oso, Popoka, Polo, Karla.

A mi novia

Por estar siempre presente en cada decisión y apoyarme en realizar mis metas y mis sueños. ¡Te Amo!

Al Dr. Fabricio

Por su asesoría, enseñanzas y consejos durante los últimos años de mi licenciatura y en los dos años como director de mi tesis de maestría.

A mi comité tutorial: M.C. Gabriel Martínez Herrera, Dr. José María Ponce Ortega, Dr. Agustín Jaime Castro Montoya y Dra. María del Carmen Chávez Parga

Por cada una de sus aportaciones y consejos que enriquecieron mi proyecto de investigación.

To Dr. Mahmoud M. El-Halwagi

For the opportunity to carry out the research internship at Texas A&M University and for his advice and contributions to my project.

Al CONACyT

Por el apoyo económico recibido a lo largo de mis estudios de maestría

Capítulo I. INTRODUCCIÓN

Actualmente el crecimiento de la población mundial así como el desarrollo de la tecnología demandan un incremento en el uso de la energía eléctrica la cual en su mayoría se produce mediante procesos que utilizan combustibles fósiles (centrales termoeléctricas, de ciclo combinado, carboeléctricas y duales).

En México durante el año 2012 se generaron 260,499 gigawatts-hora, [1]. De los cuales el 81.7% fueron producidos con tecnologías dependientes de combustibles fósiles y se consumieron en ese año 73,537,000 barriles de combustóleo, 4,565,000 barriles de diésel, 15,453,000 toneladas de carbón y 417,914 millones de pies cúbicos de gas natural [2].

En la Figura 1 se puede observar el porcentaje de gas natural que fue usado para la generación de energía en el 2012, donde se muestra que el uso del gas natural para generar energía es más de la mitad de los combustibles fósiles y un poco menos de la mitad para cualquier forma de generación.

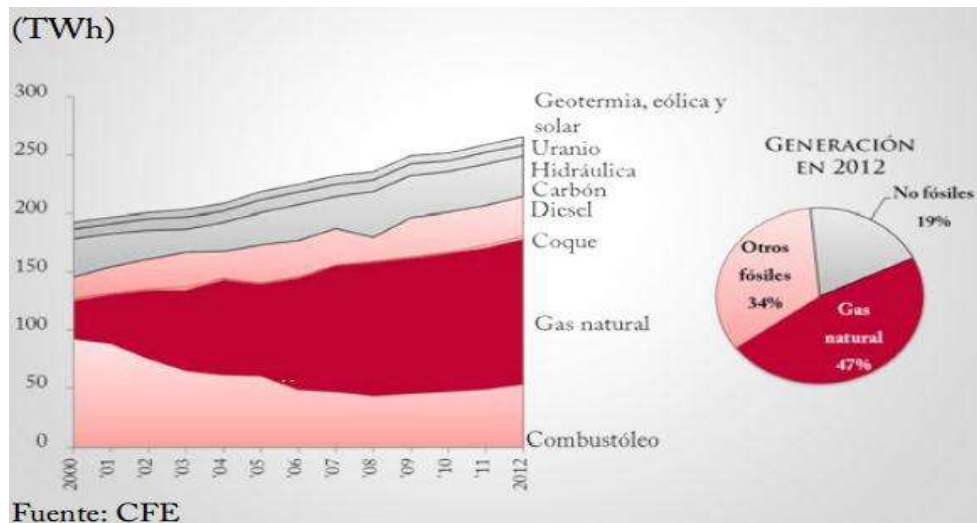
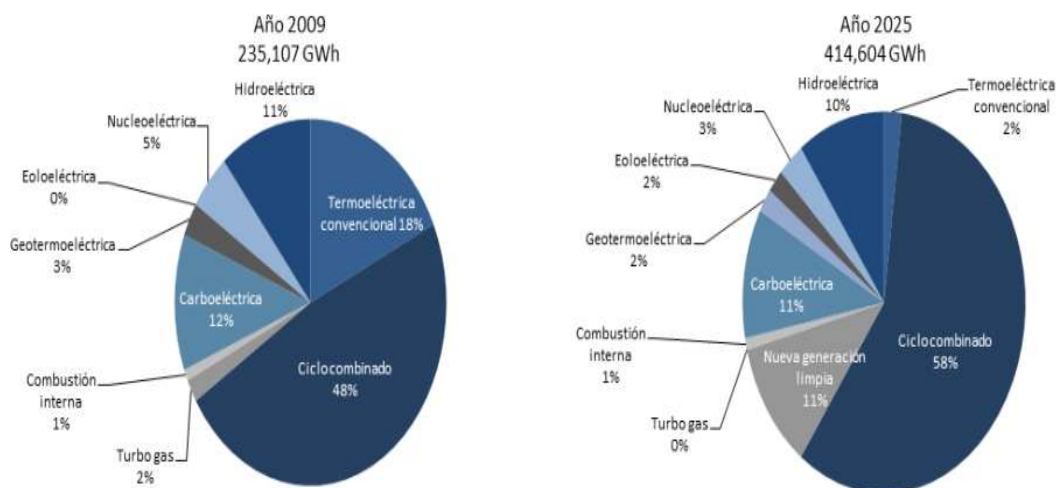


Figura 1. Generación de energía por tipo de combustible sistema eléctrico nacional 2012.

En la Figura 2 se muestra el porcentaje de producción de energía por tipo de tecnología y su proyección al 2025, en donde los ciclos combinados toman un papel muy importante para la generación de la energía y que además son la tecnología con mayor proyección a futuro de acuerdo con los pronósticos de la secretaria de energía.



Fuente: Prospectiva del sector eléctrico 2010-2025, SENER.

Figura 2. Generación de energía por tipo de Tecnología 2009 y estimado 2025.

Desde hace más de una década, la expansión del sector eléctrico en México ha priorizado la construcción de plantas de ciclo combinado con base en gas natural en sustitución de otras tecnologías [3], esto aunado al bajo costo del gas natural en comparación con otro combustibles fósiles además de la mejor eficiencia de este tipo de plantas y su menor impacto ambiental hacen que los ciclos combinados sean la alternativa más viable para explotar aunque puede ser mejor estudiada y mejorada en el futuro.

Los diferentes procesos de generación de energía eléctrica provocan una gran cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero, siendo la generación de energía a partir de combustibles fósiles la principal fuente de emisiones de CO₂ [4].

Las plantas de ciclo combinado producen alrededor de la mitad de emisiones que las centrales eléctricas de carbón generan, pero incluso si todo el consumo de carbón se sustituye con gas natural, la reducción de emisiones no sería suficiente para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones globales propuestas por el panel Intergubernamental sobre el Cambio climático [5].

Es necesario la búsqueda de alternativas sostenibles con la innovación en la tecnología de la industria energética, respaldando los objetivos de seguridad económica y energética y en última instancia, implementar tecnologías fiables y rentables es lo que hará posible la transformación del sistema energético [6] para reducir las emisiones de efecto invernadero y seguir produciendo energía suficiente para satisfacer la demanda mundial.

En base a lo anterior en este trabajo se analiza el PCC que utiliza gas natural como combustible, cuya proyección a futuro nos dice que será mayor la cantidad de plantas de este tipo y por lo tanto se utilizará más gas natural lo que provoca un crecimiento en la cantidad de emisiones de CO₂ al medio ambiente.

Para disminuir la cantidad de emisiones de CO₂ se estudió el acople del PCC con SCC cuyo principal problema es que reduce la eficiencia térmica del proceso de ciclo combinado de 58,5% a 50,6% [7], debido a la extracción de vapor de baja presión del PCC que produce que la energía generada se reduzca en una cantidad de alrededor del 11% [8],

Además de lo anterior se tiene que también tener en cuenta que la disminución de la eficiencia es también debida a los requerimientos energéticos del tren de compresión de CO₂ y es por esto, que es necesaria la optimización de este tipo de tecnologías para lograr una mejor eficiencia con el menor impacto ambiental.

Es importante mencionar que en los trabajos mencionados anteriormente no se han llevado a cabo análisis de integración térmica formales utilizando métodos simultáneos de integración, sino que se han realizado estudios de integración secuenciales en los cuales solamente se propone el intercambio de algunas corrientes las cuales pueden no ser una red de intercambio óptima.

También es importante mencionar que frecuentemente en los procesos existen corrientes con energía residual la cual podría ser utilizada en ciclos de potencia que pueden operar a bajas temperaturas como lo es el caso del ciclo Rankine orgánico (CRO), dicho ciclo pueden operar utilizando fuentes de calor de baja temperatura tales como calor solar, salmueras geotérmicas o calor residual industrial [9]. Esas fuentes de baja temperatura transfieren el calor a un fluido orgánico cuyas propiedades permiten generar vapor a bajas temperaturas que posteriormente genera trabajo de flecha mediante una turbina. En este caso se utilizó como fluido de trabajo R245fa, cuya aplicación principal es el calor residual recuperación del calor a baja temperatura del medio en el CRO [10].

Por lo tanto, en el presente proyecto de investigación se propone la integración térmica del proceso de ciclo combinado con captura y compresión de CO₂ con el fin de encontrar una red de intercambio de calor (RIC) como una alternativa para reducir el impacto energético de los SCC, haciendo uso de un software de simulación de procesos para obtener todas las inventarios del PCC, de los SCC y del CRO con sus entradas y salidas, además de condiciones de temperaturas, presiones, trabajo, calor, etc. Tomando como base los parámetros de una central eléctrica de 453 MW_e, con un SCC con monoetanolamina (MEA) como solvente y también un CRO de 260 kW_e para llevar a cabo la simulación. Además de analizar también el impacto ambiental del proceso integrado y sin integración mediante análisis de ciclo de vida.

1.1. Justificación.

Siendo de vital importancia el cuidado del medio ambiente, es necesario el diseño de nuevas tecnologías y alternativas que ayuden a reducir el impacto ambiental que causan las tecnologías actuales para la generación de la energía y que además garanticen la producción de energía necesaria para satisfacer la demanda de la sociedad, para lograrlo es necesaria la investigación y el análisis de los diferentes aspectos (económico-ambiental) que permitan el desarrollo sostenible de la industria energética en el mundo.

Cabe señalar también que al ser las centrales de ciclo combinado la principal fuente de producción de energía actual y con una proyección de incremento de este tipo de tecnologías a futuro, se convierte en prioridad el estudio anteriormente mencionado para este tipo de procesos y que para este trabajo de investigación, como se muestra en la Figura 3 se propone la optimización de dichos procesos considerando aspectos económicos y ambientales.



Figura 3. La optimización de los ciclos combinados para mejorar el medio ambiente.

1.2. Objetivo General

Optimizar el proceso de potencia de ciclo combinado integrado con procesos de captura y compresión de CO₂ considerando aspectos ambientales y económicos.

Objetivos particulares

- Determinar los inventarios del PCC-SCC-CRO mediante simulaciones.
- Sintetizar redes de intercambio de calor que reduzcan el impacto energético de la implementación del proceso de captura y compresión de CO₂.
- Validar la factibilidad de la red mediante la simulación del proceso térmicamente integrado.
- Cuantificar el aumento o disminución de emisiones de CO₂ para el proceso con captura con y sin integración térmica.

1.3. Hipótesis

La optimización de los ciclos de potencia integrados con procesos de captura y compresión de CO₂ permitirá obtener beneficios ambientales (por la disminución de emisiones de CO₂) y seguirán produciendo la energía necesaria para satisfacer la demanda social.

Capítulo II. ANTECEDENTES

Debido al fuerte impacto ambiental de los procesos de generación de energía se ha propuesto la integración térmica y los procesos de captura y compresión de CO₂ como alternativas en diversos trabajos [11-12]. En los cuales se ha analizado como el utilizar esas alternativas afectan el proceso en aspectos ambientales, eficiencias, demanda de agua de enfriamiento, etc.

En el caso de la captura y compresión del CO₂ una de las estrategias más utilizadas son los procesos de absorción con monoetanolamina ya que es uno de los procesos más estudiados [13-15], y se cuenta con una gran cantidad de datos experimentales ya que un gran número de plantas piloto se encuentran en funcionamiento en todo el mundo lo que demuestra la aplicabilidad y operatividad de las diferentes tecnologías de captura. Además, varias plantas de demostración están siendo planificadas y construidas [16].

La integración térmica y másica se han analizado como alternativas para reducir el impacto del SCC de CO₂, por ejemplo mediante la recirculación de los gases de combustión (RGC) aumenta la concentración de CO₂ del gas de escape, con lo cual se incrementa la transferencia de masa en el absorbedor en el proceso de captura, lo que conduce a una reducción en la demanda de vapor del regenerador de dicho proceso [17]. Otros estudios se han realizado para determinar la factibilidad de cogeneración de energía, ciclos de O₂/CO₂ para la captura de CO₂, análisis termodinámicos, uso de diferentes tipos de tecnologías de captura, etc. [18-20] con el objetivo de encontrar una manera sustentable para mejorar la eficiencia térmica con una alta recuperación de CO₂ en el proceso de captura. Sin embargo todavía hay un largo camino y todavía hay diferentes tipos de alternativas a estudiar, al ser de vital importancia lograr el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial a 2°C en 2050 [21].

En el trabajo realizado por Biliyok et al. [17] uno de los resultados fue que al implementar los SCC de CO₂ la producción neta de la central eléctrica cambiaría de 400 MW_e a 376 MW_e lo cual supone un incremento en el costo de la energía eléctrica notable lo que hace poco factible que las industrias de energía puedan llevarlo a cabo sin una investigación más amplia que pueda mejorar dicha factibilidad.

Estos análisis nos llevan a la conclusión de que se debe seguir investigación en este tipo de tecnologías para encontrar una forma de que sean llevadas a nivel industrial y así lograr los objetivos que se tienen en el aspecto ambiental.

De esta manera se tiene una base sólida de investigación con los estudios previos para poder seguir avanzando en la búsqueda de una solución factible y sostenible de los SCC de CO₂ para lograr los objetivos mundiales del sector energético en materia ambiental de seguridad y así mismo seguir satisfaciendo la demanda energética de la sociedad.

Capítulo III. Marco Teórico

3.1. Proceso de generación de energía de ciclo combinado con procesos de captura y compresión de CO₂.

Este proceso consiste en los ciclos termodinámicos de Brayton (turbina de gas) y el ciclo Rankine (turbina de vapor).

3.1.1. Ciclo Rankine:

EL ciclo Rankine consiste en las 4 etapas siguientes [22]:

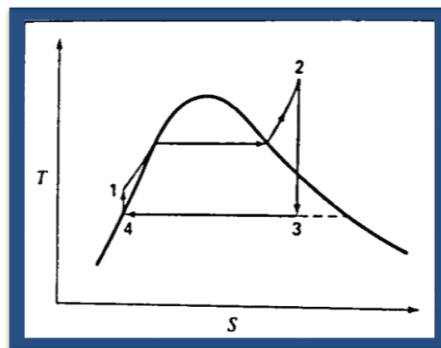


Figura 4. Diagrama T-S ciclo Rankine

1-2 Proceso de calentamiento a presión constante en una caldera.

2-3 Expansión (isoentrópica) reversible y adiabática de vapor en una turbina hasta la presión del condensador.

3-4 Proceso a presión y a temperatura constantes en un condensador para producir líquido saturado en el punto 4.

4-1 Bombeo (isoentrópico) reversible y adiabático del líquido saturado a la presión de la caldera, produciendo líquido subenfriado.

3.1.2. Ciclo Brayton

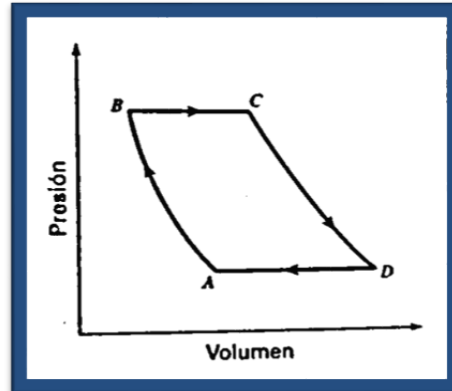


Figura 5. Diagrama P-V ciclo de Brayton.

En la Figura 5 se presenta un diagrama PV que muestra la idealización del ciclo de la turbina de gas (basado en el aire, llamado el ciclo de Brayton).

La etapa de compresión AB está representada por la trayectoria reversible (isentrópica) y adiabática en la cual la presión se incrementa de P_A (presión atmosférica) a P_B . El proceso de combustión es remplazado por la adición a presión constante de una cantidad de calor Q_{BC} . El trabajo es producido en la turbina como resultado de la expansión isentrópica del aire a la presión P_D . Como los gases calientes de la turbina son emitidos a la atmósfera, $P_D = P_A$.

En este proceso la turbina de gas es impulsada por gases a temperatura elevada provenientes de un espacio de combustión en donde el aire que entra es comprimido (sobrecargado) a una presión de varios bars antes de la combustión [23].

3.1.3. Central eléctrica de ciclo combinado:



Figura 6. Diagrama de proceso de una central de ciclo combinado.

La turbina de gas consta de un compresor de aire, una cámara de combustión y la cámara de expansión. El compresor comprime el aire a alta presión para mezclarlo posteriormente en la cámara de combustión con el gas. En esta cámara se produce la combustión del combustible en unas condiciones de temperatura y presión que permiten mejorar el rendimiento del proceso, con el menor impacto ambiental posible.

A continuación, los gases de combustión se conducen hasta la turbina de gas (2) para su expansión.

La energía se transforma, a través de los álabes, en energía mecánica de rotación que se transmite a su eje. Parte de esta potencia es consumida en arrastrar el compresor (aproximadamente los dos tercios) y el resto mueve el generador eléctrico (4), que está acoplado a la turbina de gas para la producción de electricidad.

El rendimiento de la turbina aumenta con la temperatura de entrada de los gases, que alcanzan unos 1300°C, y que salen de la última etapa de expansión en la turbina a unos 600°C. Por tanto, para aprovechar la energía que todavía tienen, se conducen a la caldera de recuperación (7) para su utilización.

La caldera de recuperación tiene los mismos componentes que una caldera convencional (precalentador, economizador, etc.), y, en ella, los gases de escape de la turbina de gas transfieren su energía a un fluido, que en este caso es el agua, que circula por el interior de los tubos para su transformación en vapor de agua. A partir de este momento se pasa a un ciclo convencional de vapor/agua.

Por consiguiente, este vapor se expande en una turbina de vapor (8) que acciona, a través de su eje, el rotor de un generador eléctrico (9) que, a su vez, transforma la energía mecánica rotatoria en electricidad de media tensión y alta intensidad. A fin de disminuir las pérdidas de transporte, al igual que ocurre con la electricidad producida en el generador de la turbina de gas, se eleva su tensión en los transformadores (5), para ser llevada a la red general mediante las líneas de transporte (6).

El vapor saliente de la turbina pasa al condensador (10) para su licuefacción mediante agua fría. El agua de refrigeración se devuelve posteriormente a su origen, río o mar (ciclo abierto), o se hace pasar a través de torres de refrigeración (11) para su enfriamiento, en el caso de ser un sistema de ciclo cerrado. Cabe señalar que el desarrollo actual de esta tecnología tiende a acoplar las turbinas de gas y de vapor al mismo eje, accionando así conjuntamente el mismo generador eléctrico [24].

3.1.4. Sistemas de captura y compresión de CO₂

Los SCC de CO₂ se basan en separar el CO₂ que se produce al usar combustibles fósiles, para no emitirlo al medio ambiente y confinarlo de manera permanente y consta de dos componentes principales: 1. La captura del CO₂ en algún punto del proceso de oxidación de los combustibles y, 2. El secuestro o confinamiento de forma permanente [25].

El sistema de captura consiste en tres etapas: pre-tratamiento, proceso de captura de CO₂ y de tren de compresión de CO₂.

En el pre-tratamiento los gases de combustión de la caldera de recuperación se enfrían en un enfriador de contacto directo mediante una corriente de agua a 33°C, a continuación, la corriente de gas entra a la columna de absorción en donde inicia el proceso de captura.

El proceso de captura se lleva a cabo en un absorbedor en el que se utiliza una solución de 35% de MEA como solvente para capturar el CO₂, del absorbedor se obtiene una corriente rica de CO₂ y una corriente de aire con una pequeña cantidad de CO₂ la cual se emite a la atmósfera. Más tarde el CO₂ se separa del solvente en una columna de regeneración y también se regenera ahí la corriente de amina que se recircula al absorbedor.

De acuerdo con la agencia internacional de energía (IEAGHG), la corriente concentrada de CO₂ a la salida del separador puede ser comprimida y secuestrada dentro campos de petróleo o gas agotados o depósitos salinos profundos [26], con lo cual el siguiente paso es la compresión del CO₂ a una presión adecuada para la actual operación en tuberías, que es mantener la presión muy por encima de la presión crítica, por lo que la presión de entrada a la red de tuberías de CO₂ podría ser tan alta como 110-150 bar [27].

Hay una gran cantidad de alternativas para el almacenamiento de CO₂ por ejemplo, estudios recientes muestran que el almacenamiento permanente en acuíferos salinos profundos es factible [28], pero el principal reto consiste en encontrar maneras de utilizar el CO₂ en algún otro proceso para que se pueda utilizar como una fuente de ingresos.

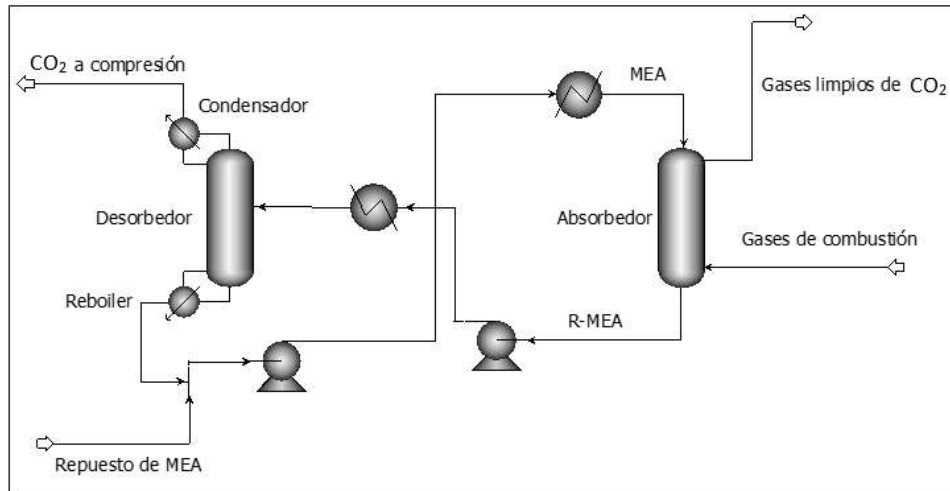


Figura 7. Diagrama de proceso de captura y compresión de CO₂.

3.3. Análisis del ciclo de vida

El análisis de ciclo de vida (ACV) es una técnica utilizada para evaluar aspectos ambientales y los potenciales impactos asociados a un producto, proceso o servicio [29], dicha técnica consiste en el desarrollo de cuatro etapas:

- **Objetivo y alcance (*goal and scope*):** define y describe el producto, proceso o actividad. Establece el contexto en el que la evaluación debe ser hecha e identificar los límites y efectos ambientales que serán revisados en la evaluación.
- **Análisis de inventario (*inventorary analysis*):** Identifica y cuantifica la energía, el consumo de agua y los materiales y las emisiones ambientales (por ejemplo, emisiones atmosféricas, residuos sólidos, vertidos de aguas residuales).

- **Evaluación del impacto (*impact assessment*):** Evalúa los potenciales efectos ecológicos y sociales de la energía, el agua, y el uso de materiales y las liberaciones ambientales identificados en el análisis de inventario.
- **Análisis de resultados (*interpretation*):** Evalúa los resultados del análisis de inventario y de la evaluación de impacto para seleccionar el producto preferido, proceso o servicio con una clara comprensión de la incertidumbre y los supuestos utilizados para generar los resultados.

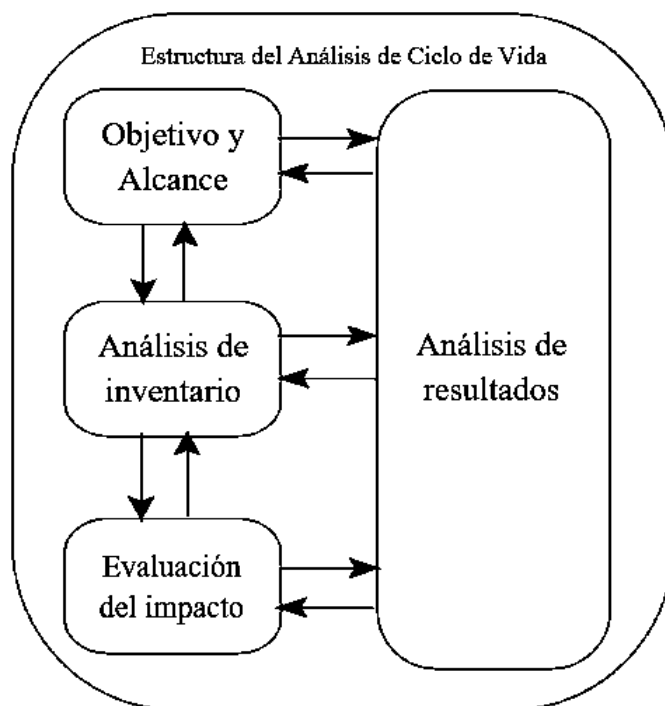


Figura 8. Fases del ACV [30].

3.4. Integración Térmica.

La integración térmica de procesos es un análisis técnico y económico, que tiene el objetivo de lograr un mejor aprovechamiento de la energía en los procesos industriales, lo que ha incentivado una significativa investigación en esta área, debido a los múltiples retos que la industria moderna debe afrontar en el corto plazo en cuanto a materia energética y ambiental se refiere, bajo los escenarios económicos y políticos que prevalecen [31].

Existen diversas metodologías de integración térmica las cuales pueden ser secuenciales o simultáneas. En este trabajo de investigación se utilizó el modelo SYNHEAT el cual implementa la metodología simultánea la cual consiste en un modelo de programación mixta entera no lineal (MINLP) que puede generar redes donde el costo de servicios externos, áreas de intercambiadores y el acoplamiento de corrientes frías y calientes están optimizados simultáneamente.

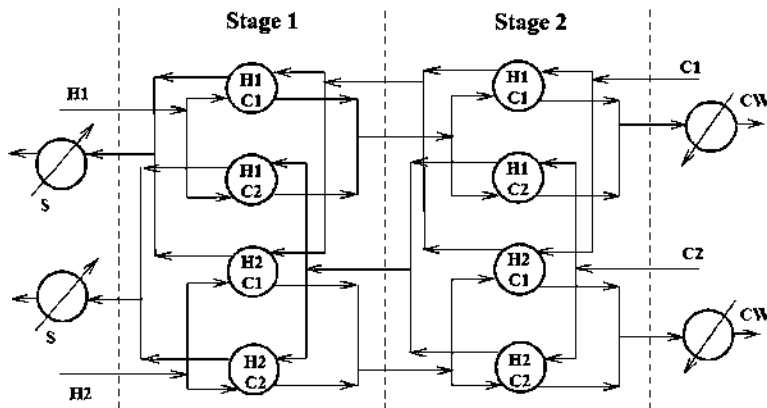


Figura 9. Superestructura de la integración térmica para 2 corrientes frías y dos calientes.

El modelo se basa en la representación por etapas en donde a través de cada etapa, pueden ocurrir posibles intercambios entre cada corriente caliente y fría.

Una simplificación asume utilizar las temperaturas de etapa para calcular el área de transferencia de calor por divisiones de corrientes que permiten que el espacio factible se defina por un conjunto de restricciones lineales. Como resultado, el modelo es robusto y se puede resolver con relativa facilidad [32].

3.5. Ciclo Rankine Orgánico

El ciclo Rankine orgánico (CRO) tiene el mismo principio de un ciclo de Rankine ordinario con la única diferencia de que utiliza una sustancia orgánica de bajo punto de ebullición como un fluido de trabajo. En CRO el calor es transferido desde la fuente de energía desperdiciada a un líquido orgánico en un evaporador. Como resultado, el fluido de trabajo se vaporiza o incluso es sobrecalentado de acuerdo con la cantidad de calor que se necesite.

En la siguiente etapa, el vapor saturado o sobrecalentado se expande a través de una turbina y produce electricidad por un generador eléctrico. Después, el vapor expandido se enfría mediante un condensador para licuar y por último, para completar el ciclo, el fluido de trabajo es bombeado al evaporador [33].

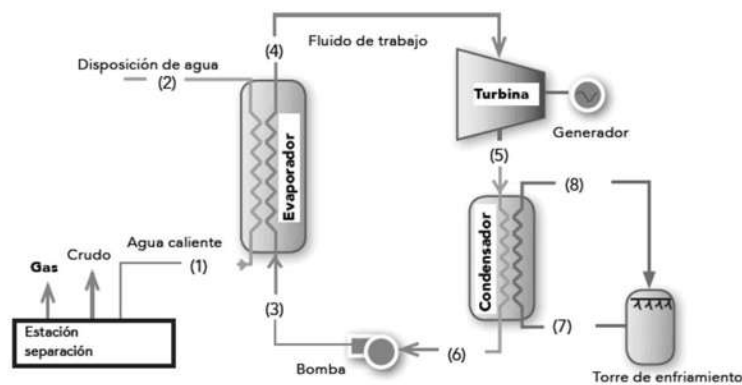


Figura 10. Diagrama del proceso CRO.

3.6. Algoritmos Genéticos

El algoritmo genético trabaja con una población de soluciones potenciales de un problema de optimización. Cada individuo dentro de la población representa una solución particular del problema, generalmente codificada y conocida como cromosoma. La población evoluciona a través de las generaciones para producir mejores soluciones del problema. Cada individuo dentro de la población tiene asignado un valor de aptitud que expresa que tan bueno es éste en la solución del problema. Estos algoritmos utilizan un conjunto de operadores genéticos, los cuales operan estocásticamente sobre la población causando variedad en ella por medio de cruzamiento y mutación [34-35].

A diferencia de los algoritmos genéticos simples que buscan una solución única, los algoritmos genéticos multiobjetivo tratan de encontrar tantos elementos del conjunto de Pareto como sea posible.

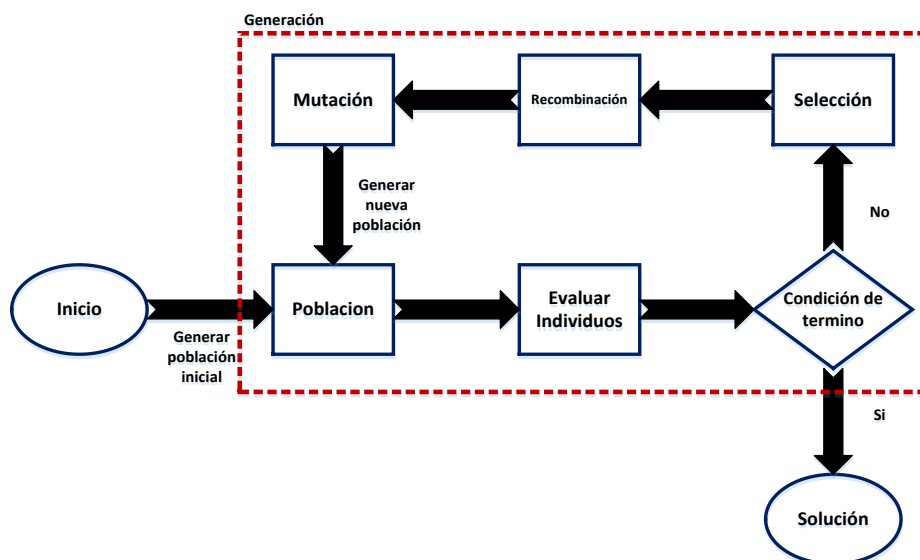


Figura 11. Diagrama del proceso de los Algoritmos Genéticos.

Capítulo IV. Optimización del proceso de ciclo combinado con captura y compresión de CO₂ y ciclo Rankine orgánico

4.1. Simulación del proceso en ASPEN PLUS™.

Para la simulación del proceso se tomó como base una central eléctrica de 453 MW_e con un SCC con monoetanolamina como solvente ambos simulados en ASPEN PLUS™ con la ayuda de los parámetros de corrientes y los datos del equipo del reporte de la IEAGHG y del artículo de Lou et al. [36-37].

Con el fin de utilizar toda la energía disponible en las corrientes del proceso, todas las corrientes de intercambio de calor que se muestran en los diagrama de proceso del informe de la IEAGHG se desacoplaron. Por ejemplo en los diagramas de la IEAGHG existe un intercambio de calor entre la corriente de gas natural de entrada y la corriente de agua caliente extraída de la caldera de recuperación (HRSG), y también entre la corriente rica y pobre en CO₂ y del SCC.

En este caso esos dos intercambios de calor no se tomaron en cuenta y las corrientes de estos se simularon por separado con el propósito de obtener sus condiciones y de esta manera se realizó la integración térmica teniendo en cuenta todas las corrientes frías y calientes del proceso.

Para el CRO se tomó primero como base un proceso de 260 kW_e para la simulación y la integración térmica teniendo en cuenta que el fluido de trabajo tiene un intercambio de calor de precalentamiento entre la corriente de R245fa después de la salida de la turbina y la corriente de R245fa antes de que entre al evaporador, por lo que sólo las corrientes en el condensador y el evaporador fueron consideradas como disponibles para la integración térmica.

Se separó el proceso en 4 secciones (Figura 12) (turbina de gas, turbina de vapor, proceso de captura y proceso de compresión) debido a que consta de distintos tipos de compuesto para los cuales se necesita un modelo termodinámico diferente para la obtención de mejores resultados.

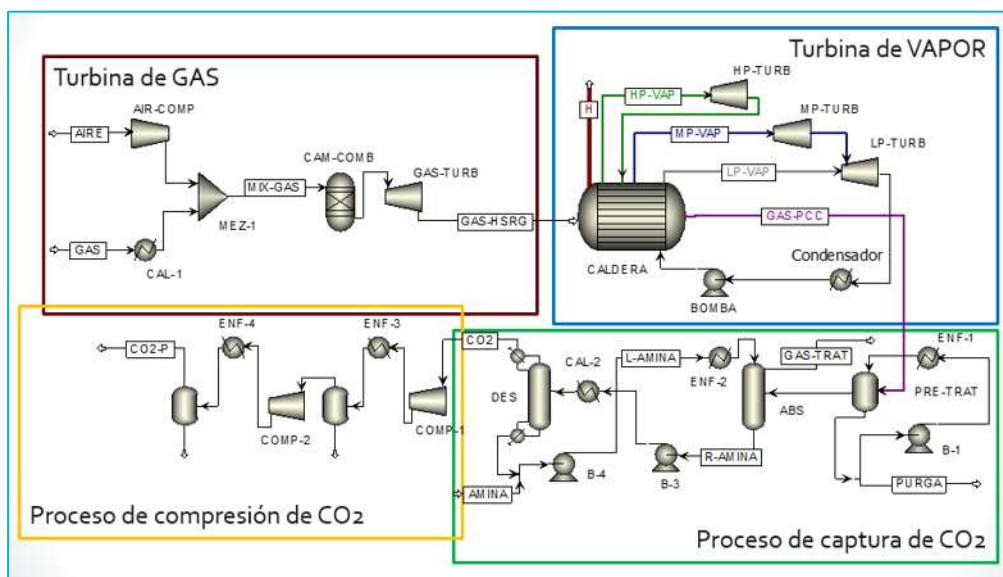


Figura 12. Diagrama del proceso de ciclo combinado con SCC de CO₂ separado en las cuatro secciones.

4.1.1. Simulación del proceso de ciclo combinado.

El PCC que se muestra en la Figura 13, consiste en una turbina de gas y una turbina de vapor con tres niveles de presión. La turbina de gas consta de un compresor donde el aire es comprimido y después se mezcla en una cámara de combustión con gas natural en donde se produce la reacción de combustión, a continuación, los gases de combustión son conducidos a la turbina de gas donde se expanden para la generación de energía.

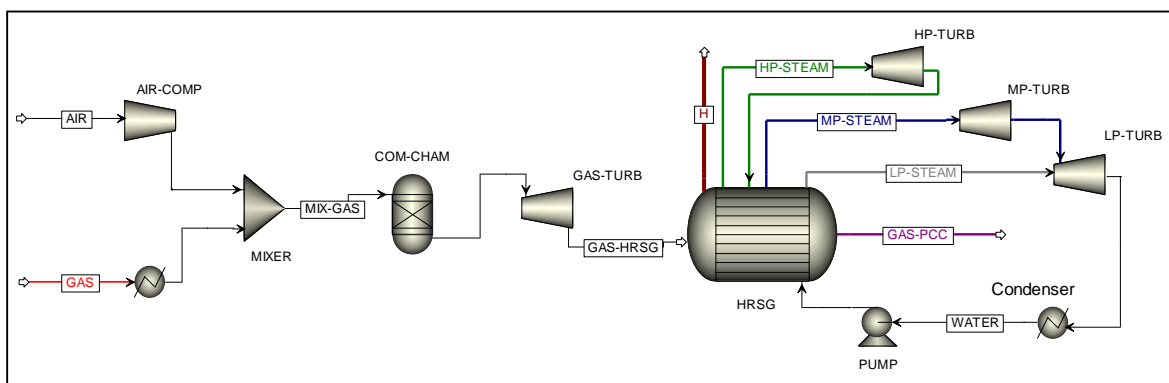


Figura 13. Diagrama del proceso de ciclo combinado.

Este proceso fue simulado mediante el modelo de Peng-Robinson con modificaciones Boston Mathias (PR-BM) de ASPENLPUS™, el mismo modelo termodinámico propuesto por Lou et al. [37], con el fin de validar los resultados y tener un mejor punto de comparación.

El proceso de turbina de vapor consiste en una caldera de recuperación (HRSG) donde los gases de combustión calientes transfieren su calor al agua para generar vapor con tres niveles de presión, después el vapor se utiliza para generar energía en la turbina de vapor, y finalmente se condensa y ahora en estado líquido se bombea a la caldera de recuperación para cerrar el ciclo.

De la misma manera que en la turbina de gas el ciclo Rankine se simuló la ecuación de estado STEAMNBS [37], la Tabla 1 muestra los parámetros utilizados en la simulación.

La corriente H en la Figura 9 es el agua caliente que se utiliza para calentar la corriente de entrada de gas natural pero en este caso se simuló por separado para usarlo como corriente caliente en la integración térmica.

Tabla 1
Parámetros de la simulación del PCC.

Parámetro	Valor
Flujo de gas natural (kg/s) /composición (vol%)	16.62
CH ₄	89
C ₄ H ₆	7
C ₃ H ₈	1
C ₄ H ₁₀	0.1
C ₅ H ₁₂	0.01
CO ₂	2
N ₂	0.89
Flujo de aire (kg/s)/composición (mol%)	656.94
O ₂	20.74
N ₂	79.26
Presión descarga turbina de Gas (bar)	1.039
Condiciones de entrada turbina HP (bar/°C)	172.6/601.7
Condiciones de entrada turbina MP (bar/°C)	41.5/601
Condiciones de entrada turbina LP (bar/°C)	5.8/293.1
Condensador condiciones (bar/°C)	0.039/29

4.1.3. Simulación del ciclo Rankine Orgánico.

El CRO con el intercambio de calor entre el fluido de trabajo que sale de la turbina y de la corrientes que se precalienta antes de entrar en el evaporador se muestra en la Figura 15.

Para la simulación se utilizó el modelo SRK con los parámetros del proceso de Filiz et al. [38] para un proceso de 260 kW_e que corresponden a un conjunto de datos industriales de una planta que se encuentra en Adana, Turquía de acuerdo con el documento mencionado anteriormente. Los parámetros del modelo se muestran en la Tabla 3.

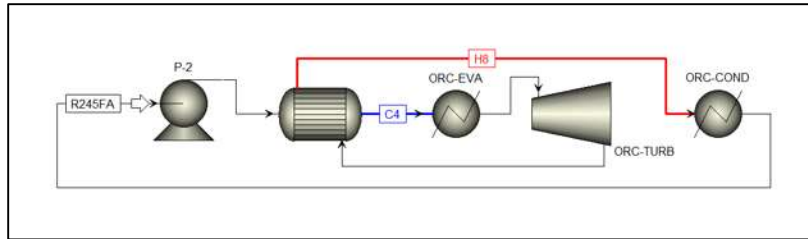


Figura 15. Diagrama del ciclo Rankine Orgánico.

Tabla 3
Parámetros de la simulación del CRO.

Parámetro	Valor
Flujo de R245FA (kg/s)	13.4
Presión de descarga de la bomba (bar)	8
Temperatura de salida de la corriente caliente (°C)	48
Temperatura de salida del evaporador (°C)	90
Presión de salida de la turbina CRO (bar)	2.805
Temperatura de salida del condensador (°C)	30

El CRO agrega una corriente caliente H₈ y una corriente fría C₄ al proceso global las cuales fueron añadidas al modelo en GAMS usando las temperaturas de entrada y de salida así como su poder calorífico de los resultados de la simulación ASPEN PLUS™.

4.1.4. Resultados de la simulación.

Los resultados de las simulaciones se compararon con los datos del reporte de la IEAGHG, Lou et al. y Filiz et al. [36, 37,38] y se muestran en la Tabla 4.

Una vez que se obtuvieron resultados consistentes con los obtenidos por los citados artículos, se consideró el PCC acoplado con SCC de CO₂ y con una recirculación de los gases de combustión (Figura 16) para estimar todas las corrientes calientes y frías con sus temperaturas de entrada y salida así como el producto de su poder calorífico por flujo.

Tabla 4
Comparación de resultados de las simulaciones.

Resultado	Presente Trabajo	Lou [36]	IEAGHG [35]	Filiz [38]
Concentración de CO ₂ a la salida de la turbina de gas (% mol)	4.185	4.5	4.26	-
Potencia de la turbina de gas (MW _e)	296.101	295.238	295.03	-
Temperatura de la corriente da gas a la caldera (°C)	640.128	638.4	638.4	-
Potencia de la turbina de vapor (MW _e)	171.695	171.78	170.71	-
Concentración de CO ₂ a la entrada del regenerador (% mol)	6.236	-	6.59	-
Concentración de CO ₂ emitida al medio ambiente (% mol)	0.1421	-	0.46	-
Calor del rehervidor del regenerador (MW)	186.805	186.805	-	-
Concentración de CO ₂ a la salida del regenerador (% mol)	96.2	-	92.61	-
Concentración de CO ₂ al final del proceso (% mol)	97.78	-	96.76	-
Energía consumida por el tren de compresión (MW _e)	14.89	14.8	-	-
Potencia de la turbina del CRO (MW _e)	0.2602			0.2604

En el diagrama de la Figura 16 se muestran el PCC con SCC y con la recirculación de los gases de combustión RGC y se identificaron 7 corrientes calientes y 3 frías cuyas condiciones se muestran en la Tabla 5.

OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE POTENCIA INTEGRADOS CON PROCESOS DE CAPTURA Y COMPRESIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

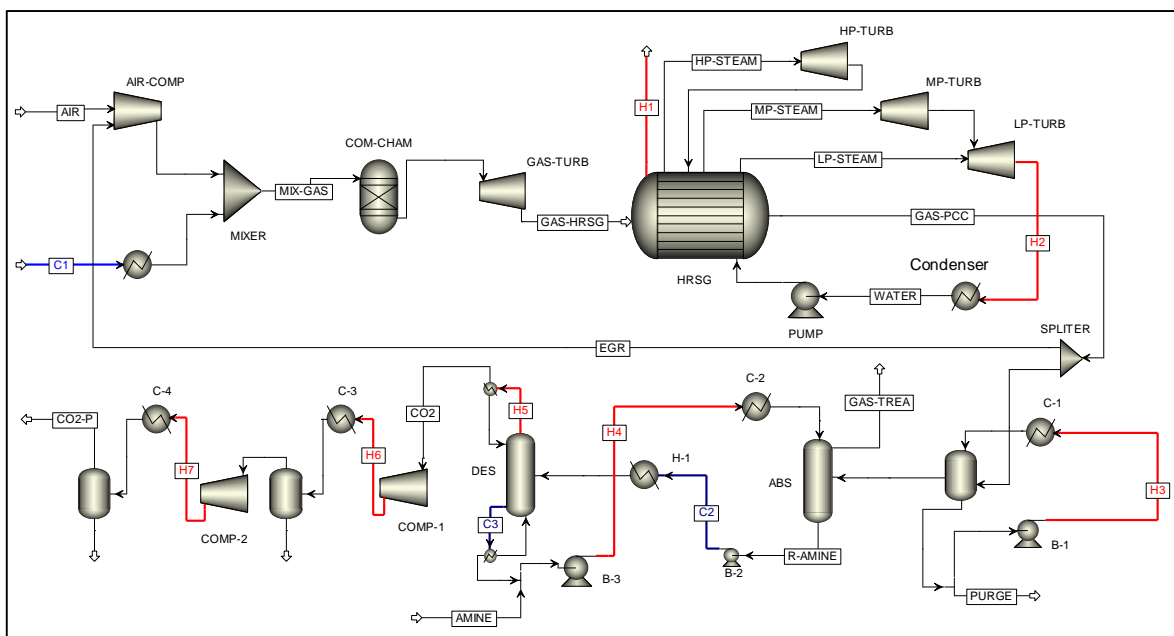


Figura 16. Diagrama del proceso global con las corrientes frías y calientes.

Tabla 5
Especificaciones de las Corrientes frías y calientes del proceso.

Corriente	Tipo	T _{ent} (°C)	T _{sal} (°C)	FCp(kW/K)
H1	Caliente	250.00	28.37	19.11
H2	Caliente	28.53	28.52	22382089.50
H3	Caliente	39.90	30.00	4653.47
H4	Caliente	108.00	35.00	2002.86
H5	Caliente	89.00	37.00	638.54
H6	Caliente	236.05	30.00	46.91
H7	Caliente	218.68	30.00	64.22
C1	Fría	9.00	117.00	39.21
C2	Fría	36.56	105.00	1588.94
C3	Fría	108.00	118.00	17620.50

Finalmente de las simulaciones se obtuvieron también las siguientes tablas que muestran los inventarios completos por equipo y para las 4 áreas en las que se dividió el proceso:

OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE POTENCIA INTEGRADOS CON PROCESOS DE CAPTURA Y COMPRESIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

Tabla 6
Inventarios del proceso de la turbina de gas.

Sección 1 (Turbina de Gas)											
	1 Compresor		2 calentador		3 mezclador			4 Cámara de Combustión		5 Turbina de Gas	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada Gas	Entrada Aire	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Flujo total (kg/h)	2365000	2365000	59840	59840	59840	2365000	2424840	2424840	2424840	2424840	2424840
Flujo total (kmol/h)	82004.06	82004.06	3405.196	3405.196	3405.196	82004.06	85409.26	85409.26	85511.68	85511.68	85511.68
Temperatura (°C)	9	273.3417	9	117	117	9	263.6	263.6	1200	1200	639.4895
Presión (Bar)	1.031	6.3	30.43	30.43	30.43	6.3	12	12	18.91	18.91	1.039
Fracción mol											
Oxígeno	0.2074000	0.2074000				0.2074000	0.1991321	0.1991321	0.1180296	0.1180296	0.1180296
Nitrógeno	0.7926000	0.7926000	0.0091763	0.0091763	0.0091763	0.7926000	0.7613694	0.7613694	0.7604536	0.7604536	0.7604536
Metano			0.9176333	0.9176333	0.9176333		0.0365808	0.0365808			
Etano			0.0456306	0.0456306	0.0456306		0.0018190	0.0018190			
Propano			0.0063367	0.0063367	0.0063367		0.0002526	0.0002526			
N-Butano			0.0005538	0.0005538	0.0005538		0.0000221	0.0000221			
N-Pentano			0.0000482	0.0000482	0.0000482		0.0000019	0.0000019			
Agua									0.0796652	0.0796652	0.0796652
CO ₂			0.0206209	0.0206209	0.0206209		0.0008220	0.0008220	0.0418515	0.0418515	0.0418515

Tabla 7
Inventarios del proceso de la turbina de vapor.

Sección 2 (Turbina de Vapor)									
	1 Caldera de recuperación							3 Turbina HP	
	Entrada Agua	Salida VA	Salida VM	Salida VB	Entrada Gas	Salida Gas	Salida H	Entrada	Salida
Flujo total (kg/h)	413900	313300	354700	399169	2424840	2424840	14731	313300	313300
Flujo total (kmol/h)	22974.94	17390.79	19688.84	22157.25	85511.68	85511.68	817.6948	17390.79	17390.79
Temperatura (°C)	28.57	601.7	601.5	309.1	639.4895	81.99	250	601.7	378.3516
Presión (Bar)	6,283	172.5	41.4	5.81	1.039	1.013	41.4	172.5	42.64
Fracción mol									
Oxígeno					0.1180296	0.1180296			
Nitrógeno					0.7604536	0.7604536			
CO ₂					0.0418515	0.0418515			
Agua	1	1	1	1	0.0796652	0.0796652	1	1	1

Tabla 7 continuación
Inventarios del proceso de la turbina de vapor.

Sección 2 (Turbina de Vapor)								
	4 Turbina MP		5 Turbina LP		6 Condensador		7 Bomba	
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida
Flujo total (kg/h)	354700	354700	399169	399169	413900	413900	413900	413900
Flujo total (kmol/h)	19688.84	19688.84	22157.25	22157.25	22974.94	22974.94	22974.94	22974.94
Temperatura (°C)	601.5	311.5739	309.1	28,5291	28,5291	28,5291	28,5291	28,57724
Presión (Bar)	41.4	5.9	5.81	0.039	0.039	0.039	0.039	6.283
Fracción mol								
Oxígeno								
Nitrógeno								
CO ₂								
Agua	1	1	1	1	1	1	1	1

OPTIMIZACIÓN DE CICLOS DE POTENCIA INTEGRADOS CON PROCESOS DE CAPTURA Y COMPRESIÓN DE CO₂ CONSIDERANDO ASPECTOS ECONÓMICOS Y AMBIENTALES

Tabla 8
Inventarios del proceso de captura de CO₂.

Sección 3 (Proceso de captura)												
	1 Enfriador de contacto directo				2 Bomba-1		3 Enfriador-1		4 Absorbedor			
	Entrada gas	Purga	water Spray	Salida gas	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	L-amina	R-amina	Salida
Flujo total (kg/h)	2424840	72890	4016250	2351950	4016250	4016250	4016250	4016250	2351950	1763480	1897270	2177870
Flujo total (kmol/h)	85511.68	4043.05	222935.81	81468.62	222935.81	222935.81	222935.81	222935.81	81468.62	69738.91	69413.95	76856.06
Temperatura (°C)	81.99	51.24	30	33	51.24	51.26404	51.26404	30	33	35	36	35
Presión (Bar)	1.01325	1.013	3.99	0.05	1.013	3.99	3.99	3.99	0.05	3.99	0.51	1.013
Fracción mol												
Oxígeno	0.1180296	0.0003000		0.1238722					0.1238722		0.0006965	0.1266873
Nitrógeno	0.7604536	0.0007000		0.7981531					0.7981531		0.0010104	0.8122227
CO ₂	0.0418515			0.0439284					0.0439284	0.0229000	0.0660894	0.0046046
Agua	0.0796652	99.8900000	1.0000000	0.0340462	1.0000000	1.0000000	1.0000000	1.0000000	0.0340462	0.8355000	0.7944515	0.0564854
MEA										0.1416000	0.1377521	

Tabla 8 continuación
Inventarios del proceso de captura de CO₂.

Sección 3 (Proceso de captura)												
	5 Bomba-2		6 Enfriador-2		7 Calentador-2		8 Bomba-3		9 Desorbedor			
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada	Salida L-A	Salida CO ₂	
Flujo total (kg/h)	1897270	1897270	1763480	1763480	1897270	1897270	1763480	1763480	1897270	1740990	156277	
Flujo total (kmol/h)	69413.95	69413.95	69738.91	69738.91	69413.95	69413.95	69738.91	69738.91	69413.95	70737.78	3613.67	
Temperatura (°C)	36	36.55556	108	35	36.55556	105	117.615	35	105	118.06	35.513	
Presión (Bar)	0.51	8.8	3.99	3.99	8.8	8.8	0.57	3.99	8.8	0.57	0.51	
Fracción mol												
Oxígeno	0.0006965	0.0006965			0.0006965	0.0006965			0.0006965			0.0056487
Nitrógeno	0.0010104	0.0010104			0.0010104	0.0010104			0.0010104			0.0142011
CO ₂	0.0660894	0.0660894	0.0229000	0.0229000	0.0660894	0.0660894	0.0229000	0.0229000	0.0660894	0.0224749	0.9621204	
Agua	0.7944515	0.7944515	0.8355000	0.8355000	0.7944515	0.7944515	0.8355000	0.8355000	0.7944515	0.8379248	0.0180297	
MEA	0.1377521	0.1377521	0.1416000	0.1416000	0.1377521	0.1377521	0.1416000	0.1416000	0.1377521	0.1396003		

Tabla 9
Inventarios del tren de compresión de CO₂.

Sección 4 (Tren de compresión)												
	1 Compresor-1		2 enfriador-3		3 Separador-1			4 Compresor-2		5 Enfriador-4		
	Entrada	Salida	Entrada	Salida	Entrada Gas	Salida gas	Salida c	Entrada	Salida	Entrada	Salida	
Flujo total (kg/h)	156277	156277	156277	156277	156277	155265	1012.439	155265	155265	155265	155265	
Flujo total (kmol/h)	3613.67	3613.67	3613.67	3613.67	3613.67	3557.545	56.12528	3557.545	3557.545	3557.545	3557.545	
Temperatura (°C)	35.1	236.0515	236.0515	30	30	30	30	30	218.6804	218.6804	30	
Presión (Bar)	1.8	15.57	15.57	15.57	15.57	15.57	15.57	15.57	110.9133	110.9133	110.9133	
Fracción mol												
Oxígeno	0.0056486	0.0056486	0.0056486	0.0056486	0.0056486	0.0057378	0.0000000	0.0057378	0.0057378	0.0057378	0.0057378	
Nitrógeno	0.0142009	0.0142009	0.0142009	0.0142009	0.0142009	0.0144249	0.0000000	0.0144249	0.0144249	0.0144249	0.0144249	
CO ₂	0.9621210	0.9621210	0.9621210	0.9621210	0.9621210	0.9772852	0.0000000	0.9772852	0.9772852	0.9772852	0.9772852	
Agua	0.0180297	0.0180297	0.0180297	0.0180297	0.0180297	0.0025521	1.0000000	0.0025521	0.0025521	0.0025521	0.0025521	

Cabe señalar que resultados de las simulaciones en su mayoría son iguales o muy parecidos a los obtenidos en los artículos en los cuales se basaron, con lo cual se tiene una base sólida de parámetros para la realización de la optimización y de cada uno de los casos de estudio y análisis realizados en los siguientes capítulos.

4.2. Integración térmica del PCC.

Con la simulación del proceso terminada se procedió a realizar la integración térmica mediante los modelos de SYNHEAT (Yee y Grossmann [32]).

Primero se identificaron las corrientes frías y calientes del proceso para poder agregarlas al programa SYNHEAT en GAMS, en el cual para la primera simulación se tienen 7 corrientes calientes y 3 corrientes frías. En el modelo programado en GAMS se varió el número de etapas de 8 a 3 obteniendo el mismo resultado, por lo tanto, al final, se ha especificado un número de 5 etapas para cada una de las simulaciones de los casos de estudio.

Como los resultados del primer cálculo mostraron que todavía se contaba con energía suficiente para transferir, se añadió a la segunda estimación de la red de intercambio las corrientes frías y calientes del CRO y así se tienen ahora 8 corrientes calientes y 4 corrientes frías. Se realizó posteriormente una investigación de diversos costos de intercambiadores y servicios de calentamiento para terminar de introducir los parámetros necesarios al programa SYNHEAT y realizar un análisis de los resultados obtenidos. Los parámetros utilizados son los siguientes [39].

Tabla 10.
Costo de servicios e intercambiadores.

Parámetro	Cantidad (dólares)
Costo de servicio de calentamiento	5 $\$/10^9\text{J}$
Costo de servicio de enfriamiento	4 $\$/10^9\text{J}$
Costo fijo de intercambiadores	5,500 $\$/\text{año}$
Costo fijo de calentadores	150 $\$/\text{año}$
Costo fijo de enfriadores	150 $\$/\text{año}$

4.2.1. Caso I: Integración térmica del PCC con SCC.

Teniendo los parámetros de costo y las corrientes frías y calientes del proceso se procedió a agregar esos datos a SYNHEAT tomando en cuenta primero solamente las 7 corrientes calientes y 3 frías del proceso sin agregar aun el CRO.

La Figura 17 muestra la red de intercambio de calor obtenida por SYNHEAT para la primera simulación:

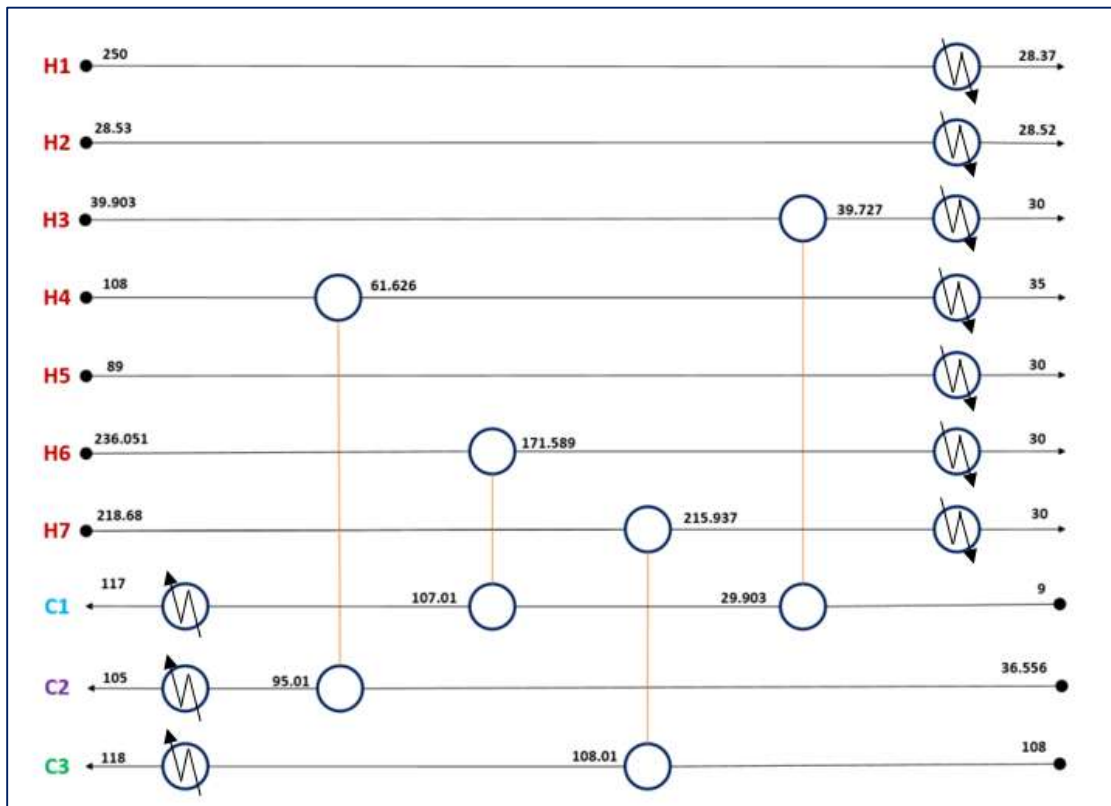


Figura 17. Red de intercambio de calor estimada por SYNHEAT.

En primer lugar, como resultado de la integración térmica, se obtiene una red de intercambio de calor óptima en la que hay 4 intercambiadores.

La red no utiliza la corriente H₁ (véase la Figura 18), de manera que la corriente se ha tenido en cuenta en el HRSG para generar vapor y por lo tanto aumentar el caudal y la potencia de la turbina de vapor, que es el resultado que en primera instancia reduce el impacto de la implementación del proceso de captura.

La corriente H₂ que es el vapor de entrada al condensador en el ciclo de Rankine tampoco es incluido en la red por el programa SYNHEAT, debido a la gran cantidad de calor necesaria y que también era un resultado esperado ya que ese proceso ya está establecido y opera industrialmente con agua de enfriamiento correctamente.

La Corrientes H₅ tampoco se incluyó en la red lo que podría ser debido a su baja temperatura de entrada y su bajo poder calorífico.

Para la red de intercambio que se muestra en la Figura 17 estimada por el modelo SYNHEAT se tiene los siguientes puntos en consideración:

- 1) Transferencia de calor entre la corriente L-amina y la corriente R-amina que es un resultado esperado debido a que ese acople es considerado en la operación del proceso de captura.
- 2) La corriente de gas natural a la entrada de la cámara de combustión se precalienta con la corriente H₃ y con la corriente de CO₂ que sale del primer compresor.
- 3) La corriente a la entrada del rehervidor se precalienta con la corriente de CO₂ a la salida del segundo compresor disminuyendo la cantidad de vapor necesaria para el desorbedor.

Finalmente los intercambiadores se agregaron a ASPENPLUS™ para estimar la cantidad de vapor necesario para el rehedidor y así comparar los resultados con el caso 4 de Lue et al. [35].

Teniendo en cuenta los mismos parámetros de consumo de energía de la planta de ciclo combinado y el proceso de captura se calculó la potencia final de la planta y la eficiencia con la finalidad de tener una mejor comparación, por ejemplo, se tomó el mismo parámetro de la isla de potencia, el consumo de potencia mecánica en el proceso de captura y el calor consumido por el rehedidor tomado de la simulación, cuyo resultado de la recirculación es igual a 176.2 MW_e.

La Figura 18 muestra el diagrama de proceso global con los 4 intercambiadores de calor estimados para SYNHEAT.

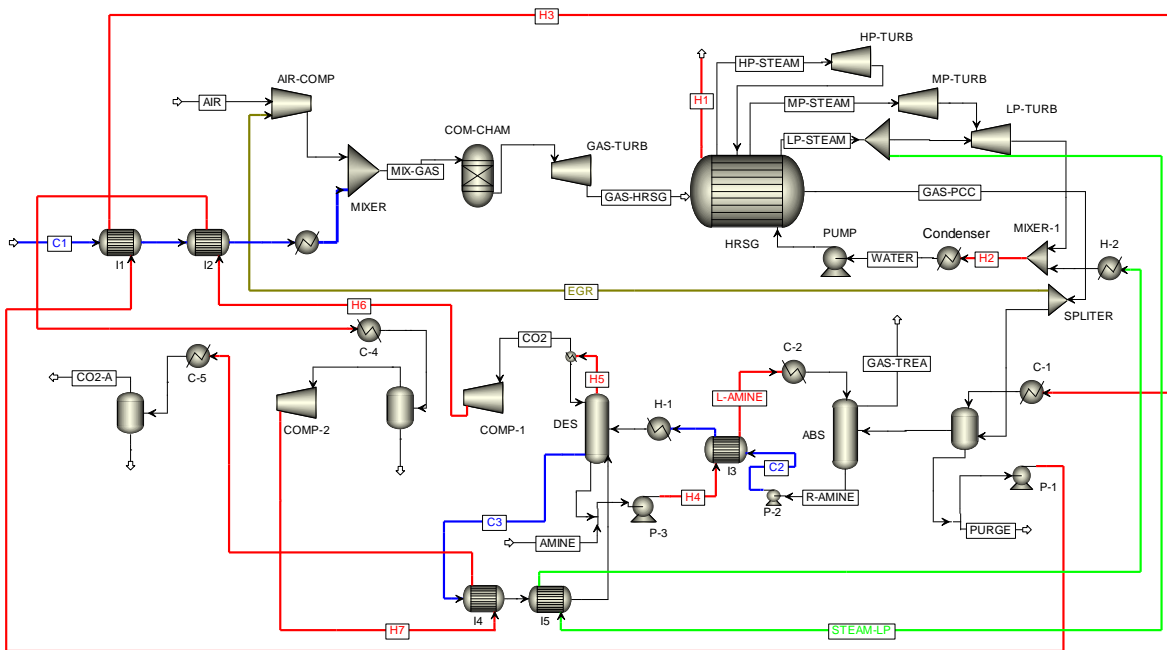


Figura 18. Diagrama del proceso global con la red de intercambio.

Con la red obtenida se tiene como resultado la disminución en el uso de vapor en el rehervidor del desorbedor a 65.43 kg/s comparado con los 76.39 kg/s que se necesitarían extraer sin la integración térmica, así como también la disminución de la utilización de agua para calentar la entrada de gas natural, produciendo una potencia de 126.571 MW_e de las turbinas de vapor con una potencia global de 391.729 MW_e y una eficiencia térmica del 50.7%, debido a la utilización del calor disponible en las corrientes de CO₂ del tren de compresores.

4.2.2. Caso II: Integración térmica del PCC con SCC y CRO fijo.

Como algunas de las corrientes del proceso tienen todavía calor disponible, en la integración térmica se agregaron las corrientes del CRO y con esto se tiene como resultado la red de intercambio de calor que se muestra en la Figura 19.

En la Figura 19 se muestran también las condiciones de temperatura de las dos corrientes agregadas por el CRO y que en este caso no se tiene intercambio con la corriente del condensador del CRO H₈ debido a la baja temperatura con la que opera.

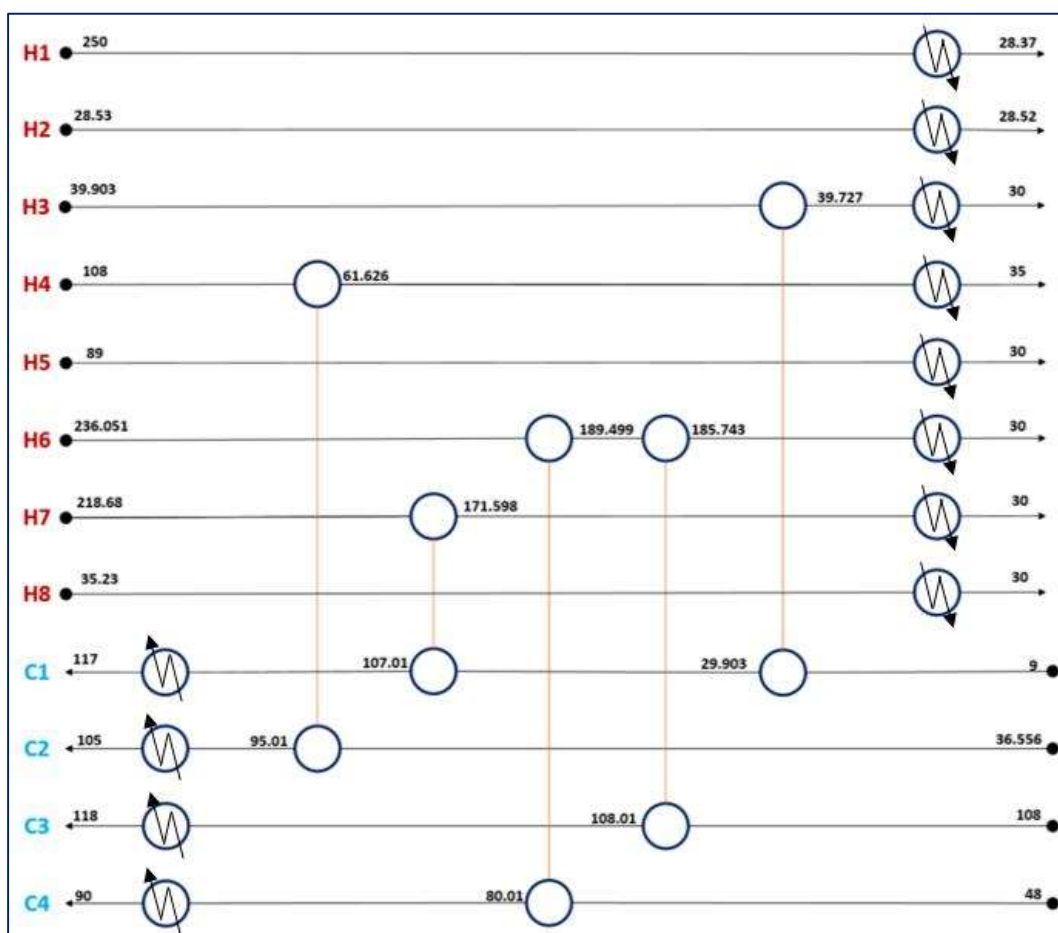


Figura 19. Red de intercambio de calor con CRO.

Con la nueva red de intercambio solamente se agrega un intercambiador más en el cual hay transferencia de calor entre la corriente H₆ de la salida del primer compresor y la corriente C₄ que corresponde al R245FA en el evaporador, con este intercambio se logra aprovechar la energía residual de la corriente H₆ produciendo una potencia de 0.2602 MW_e en el CRO con lo cual se obtiene una eficiencia térmica del 50.73%, debido a la utilización del calor disponible en las corrientes de CO₂ del tren de compresores en el CRO.

De esta manera se logra producir un poco más de energía aprovechando la energía residual del proceso pero aún así solo se alcanza un pequeño aumento en la eficiencia global del proceso.

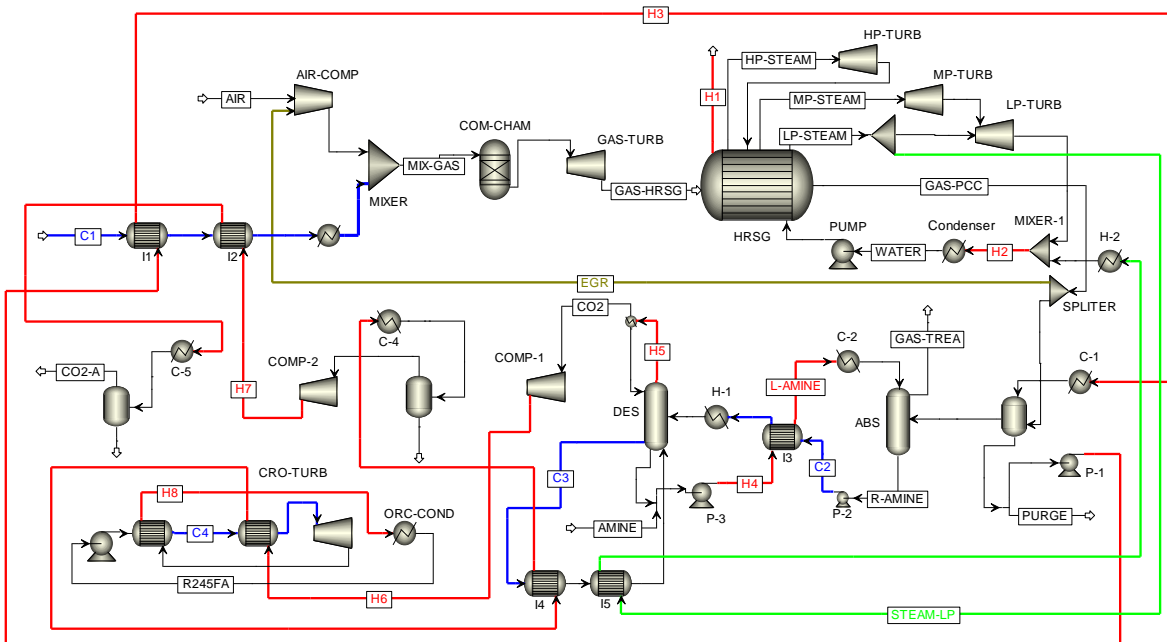


Figura 20. Diagrama del proceso global con la red de intercambio.

4.2.3. Caso III: Integración térmica del PCC con SCC y CRO abierto.

Para el caso III se utilizó la integración térmica pero ahora con un CRO abierto en el cual es posible generar una mayor cantidad de energía.

En primera instancia se mantuvieron los resultados de la red obtenida en el caso II la cual al analizar las temperaturas de las corrientes calientes y frías después de ser integradas se observó que la temperatura de la corriente de agua a la salida del rehervidor del desorbedor en el proceso de captura era aún muy alta 128.8°C.

En el caso de estudio IV del reporte de la IEAGHG esa corriente de agua se enfría después con la corriente de CO₂ que se emite al medio ambiente y luego recircula a la caldera de recuperación. En este caso, esa corriente se usó para calentar la corriente de R245FA y así utilizarlo para generar más potencia y para aumentar la eficiencia térmica del proceso global, y de esta manera no fijar la potencia del CRO y generar una mayor cantidad de energía eléctrica.

En ASPEN PLUS™ se realizó una simulación para calcular la cantidad vapor de fluido orgánico que se podía evaporar con la cantidad de energía disponible en la corriente de agua a la salida del desorbedor y a su vez la cantidad de energía que se podía generar en el CRO.

Se obtuvo como resultado que se podían generar 1.353 MW_e en el proceso CRO y con esto mejorar la eficiencia térmica del proceso a 50.9%, manteniendo los costos de enfriamiento y calentamiento del proceso gracias a la integración térmica de las corrientes.

En la Tabla 11 se muestran todos los resultados para cada uno de los escenarios de estudio para una captura de CO₂ de 43.41 kg/s.

Tabla 11
Resultados energéticos para los 3 casos de estudio.

Resultado	PCC	PCC + SCC	PCC SCC + CRO _F	PCC SCC + CRO _A
Potencia de la turbina de gas (MW _e)	295.78	295.78	295.78	295.78
Potencia de la turbina de vapor (MW _e)	171.695	126.571	126.571	126.571
Energía consumida por el tren de compresión (MW _e)	-	14.89	14.89	14.89
Potencia de la turbina del CRO (MW _e)	-	-	0.2602	1.3753
Potencia neta de la planta (MW _e)	451.743	391.729	391.989	393.364
Eficiencia neta de la Planta (%)	58.47	50.7	50.73	50.9

Capítulo V. Análisis de Ciclo de vida

5.1 Objetivo y Alcance (*Goal and Scope*):

El objetivo del análisis para este trabajo es conocer el impacto ambiental que se tiene en la planta de generación de energía de ciclo combinado enfocado en la emisión de CO₂ a la atmósfera, comparando los resultados de cada uno de los siguientes escenarios:

1. Planta de ciclo combinado con gas natural.
2. Planta de ciclo combinado con gas natural y captura y compresión de CO₂.
3. Planta de ciclo combinado con gas natural, captura y compresión de CO₂ y ciclo Rankine orgánico con potencia fija.
4. Planta de ciclo combinado con gas natural, captura y compresión de CO₂ y ciclo Rankine orgánico sin potencia fija.

La planta de ciclo combinado se tomó como base en la producción de 453 MW_e para la cual se requiere un flujo de gas natural de 16.62 kg/s.

En este caso solo se tomó en cuenta el proceso de generación de energía, no se tomó en cuenta la disposición final de CO₂ después de la compresión ni el impacto por transporte de algunos insumos, que en este caso es el de la amina utilizada en el proceso de captura y el del fluido de trabajo R245FA del ciclo Rankine orgánico, debido a que en el proceso estos dos compuestos se reutilizan y no se tiene que suministrar al proceso continuamente como si se hace en el caso del gas natural.

El proceso de ciclo combinado así como el proceso de captura y el ciclo Rankine Orgánico fueron simulados en ASPEN PLUS™ para obtener todos los flujos de entrada y de salida de los equipos del proceso, así como la cantidad de CO₂ capturado y las emisiones del proceso global.

Se tomó como base que de todo el gas natural extraído para el uso en la planta de ciclo combinado se pierde el 1.4% en la atmósfera [40].

5.2 Análisis de inventario (*Inventory Analysis*):

Con la ayuda de la simulación en ASPEN PLUS™ y de la optimización realizada en GAMS con el modelo SYNHEAT se obtuvieron los inventarios y los resultados de cada uno de los equipos de los diferentes procesos para cada uno de los diferentes escenarios contemplado en el análisis.

La Tabla 12 muestra la cantidad necesaria de materias primas utilizadas para cada uno de los casos de estudio y para los cuales se realizó el ACV.

Tabla 12

Lista de componentes utilizados en el proceso de ciclo combinado con gas natural.

Componente	Flujo (Kg/s)			
	PCC	PCC + SCC	PCC + SCC + CRO _F	PCC + SCC + CRO _A
Gas natural	16.62	16.62	16.62	16.62
Aire	656.94	656.94	656.94	656.94
Monoetanolamina	-	167.56	167.56	167.56
R245FA	-	-	13.4	70.8

La Tabla 13 muestra la capacidad en MW_e de los procesos contemplados en cada uno de los casos de estudio.

Tabla 13

Capacidad de los diferentes procesos para los diferentes casos de estudio.

Proceso	Capacidad MW _e			
	PCC	PCC + SCC	PCC + SCC + CRO _A	PCC + SCC + CRO _F
Turbina de Gas	295.78	295.78	295.78	295.78
Turbina de Vapor	171.695	126.571	126.571	126.571
CRO	-	-	0.2602	1.3753

De acuerdo con Houghton et al. [41], el potencial de calentamiento global (GWP) del sistema se define como una combinación de los siguientes gases de efecto invernadero: CO₂, CH₄ y N₂O, cuya capacidad de contribución al calentamiento de la atmósfera, son de 21 para el CH₄ y 310 para el N₂O veces mayor que el CO₂, para un marco temporal de 100 años según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC).

Con todos los datos y especificaciones anteriores se procedió a definir la cantidad total de GWP para cada uno de los diferentes escenarios y con las consideraciones previamente establecidas.

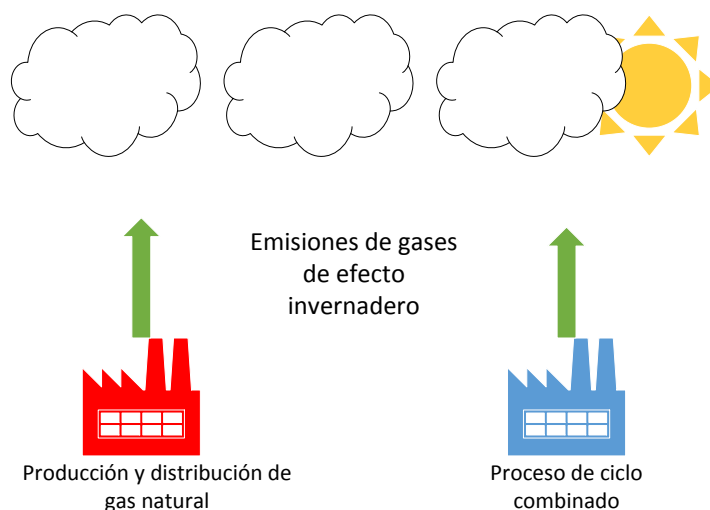


Figura 21. Diagrama de procesos considerados en el ACV.

5.3 Evaluación del impacto (*impact assessment*):

La evaluación el impacto se llevó a cabo mediante la estimación del GWP para cada uno de los escenarios, para que de esa manera se tenga un punto de comparación para cada uno de ellos y así conocer los cambios en el impacto que se tienen al añadir al sistema diferentes procesos.

5.3.1 Caso 1. PCC

En la Tabla 14 se muestra el cálculo del potencial de cambio climático GWP para el caso uno, que corresponde al análisis del proceso de ciclo combinado sin la integración ni el proceso de captura. El caso uno de estudio se tiene como punto de comparación al saber cuál es el impacto ambiental solo del PCC y como disminuye al implementar las estrategias utilizadas en cada uno de los casos de estudio de la integración térmica.

Tabla 14
Cantidad de emisiones y GWP para el caso I.

Componente	Emisiones (g/kWh)	GWP relativo al CO ₂ (valor IPCC a 100 años)	GWP (g CO ₂ equivalente/kWh)	% de contribución a GWP
CO ₂	379.014	1	379.014	90.85
CH ₄	1.8175	21	38.1675	9.14
N ₂ O	0.000714	310	0.22	0.01

Para el caso I se observa que el impacto ambiental del solamente el PCC es de 417.40 gramos de CO₂ equivalente por kWh teniendo como principal fuente de emisiones el CO₂ emitido en el PCC con lo cual se reafirma la importancia de poder capturarlo, y de esta manera disminuir ese impacto hacia el ambiente lo cual es la principal causa del calentamiento global.

5.3.2 Caso 2. PCC + SCC

En el caso I se realiza el cálculo del GPW pero ahora para el PCC acoplado con el SCC y contemplando para este caso la primera integración térmica en la cual solo se consideran estos dos procesos y aun no se considera el CRO. Los resultados obtenidos para este caso se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15
Cantidad de emisiones y GWP para el caso II.

Componente	Emisiones (g/kWh)	GWP relativo al CO ₂ (valor IPCC a 100 años)	GWP (g CO ₂ equivalente/kWh)	% de contribución a GWP
CO ₂	53.471	1	53.471	58.21
CH ₄	1.8175	21	38.1675	41.55
N ₂ O	0.000714	310	0.22	0.24

Para el caso II se obtuvo como resultado la disminución del impacto del caso I en un 78% teniendo como resultado un GWP total de 91.86 gramos de CO₂ equivalente por kWh, con lo cual se demuestra que los SCC son una alternativa importante para disminuir el impacto ambiental no solo de los ciclos combinados, sino también de cada uno de los procesos que utilizan combustibles fósiles como materia prima para generar energía eléctrica.

5.3.3 Caso 3. PCC + SCC + CRO_F

Para el caso III del ACV se consideró ya el proceso completo con PCC y SCC y además se realizó el cálculo del GPW para el caso de integración con el CRO fijo de 0.2602 MW_e. Con el CRO se aumenta la potencia total del proceso con lo que el GWP disminuye ya que al agregar el CRO no se contempla aumento en emisiones de CO₂

En la Tabla 16 se muestran los resultados para el caso III del cálculo del GWP en donde se tiene una pequeña disminución del GWP con respecto al caso II debido a la adición del CRO en la integración.

Tabla 16
Cantidad de emisiones y GWP para el caso III.

Componente	Emisiones (g/kWh)	GWP relativo al CO ₂ (valor IPCC a 100 años)	GWP (g CO ₂ equivalente/kWh)	% de contribución a GWP
CO ₂	53.464	1	53.464	58.2069
CH ₄	1.8175	21	38.1675	41.553
N ₂ O	0.000714	310	0.22	0.2401

El GWP para el caso III es de 91.85 gramos de CO₂ equivalente por kWh lo que equivale a una disminución con respecto al caso I de 77.9%.

5.3.4 Caso 4. PCC + SCC + CRO_A

En el caso IV se realizó el ACV para el caso III de la integración térmica con el CRO abierto en donde se tiene una pequeña dimisión del GWP con respecto a los casos II y III esto debido al aumento en la potencia del CRO de 0.2602 a 1.375 MW_e.

En la Tabla 17 se muestran los resultados para el caso IV del cálculo del GPW.

Tabla 17
Cantidad de emisiones y GWP para el caso IV.

Componente	Emisiones (g/kWh)	GWP relativo al CO ₂ (valor IPCC a 100 años)	GWP (g CO ₂ equivalente/kWh)	% de contribución a GWP
CO ₂	53.277	1	53.277	58.2069
CH ₄	1.8175	21	38.1675	41.553
N ₂ O	0.000714	310	0.22	0.2401

El GWP para el caso IV es de 91.67 gramos de CO₂ equivalente por kWh lo que equivale a una disminución con respecto al caso I de 78.04%.

5.4 Análisis de resultados (*interpretation*):

La estimación del GWP para cada uno de los casos de estudio muestra que gracias a los SCC se puede tener una disminución considerable en las emisiones de CO₂ equivalente para el proceso de ciclo combinado y la extracción y transporte de metano.

Los diferentes casos de integración térmica muestran que se puede disminuir un poco el impacto energético que se tiene al acoplar el PCC con los SCC y que además se puede tener un menor número de emisiones de CO₂ por kWh producido gracias al incremento de la potencia generada por el CRO.

En la Figura 22 se muestran los resultados para cada uno de los escenarios, en los cuales se puede visualizar como con la integración térmica se puede mejorar la eficiencia de la planta y además mantener un nivel bajo de GWP al tener los procesos de captura y compresión de CO₂.

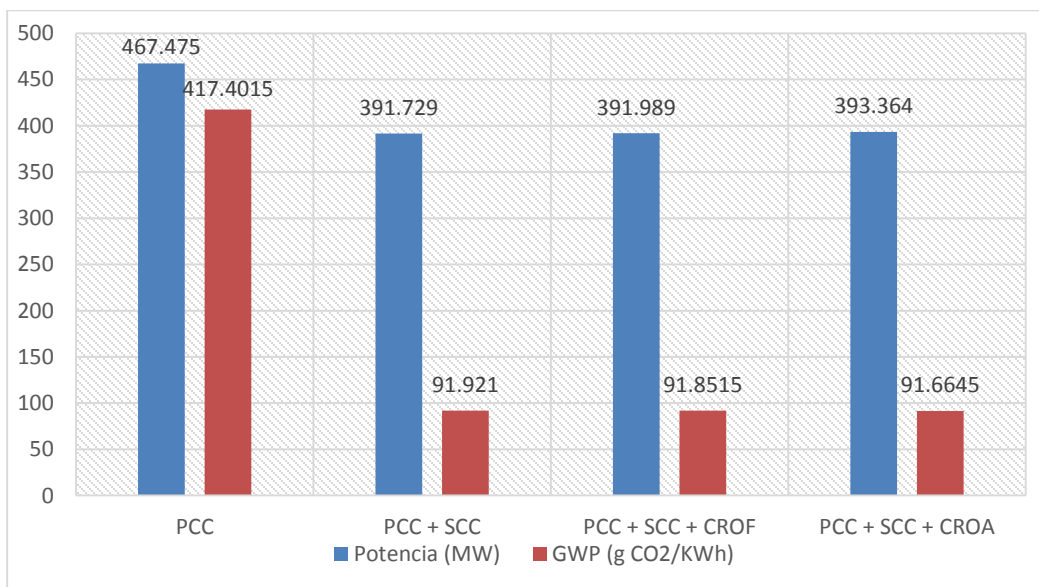


Figura 22. Cantidad de emisiones GWP y potencia generada para los 4 casos de estudio.

Es importante señalar que a pesar de que se tenga una disminución considerable en las emisiones de CO₂ se siguen teniendo emisiones y al ser el bióxido de carbono y el metano dos de los principales gases de efecto invernadero, los procesos de generación de energía eléctrica seguirán contribuyendo al calentamiento global.

En la Figura 23 se muestra un esquema en el cual se pueden observar las dos partes del proceso contemplados en el ACV lo cuales son la extracción y transporte de gas natural y la planta de ciclo combinado de los cuales se tienen las diversas emisiones de gases de efecto invernadero que en este caso se consideraron como emisiones de CO₂ equivalente. Dichas emisiones derivan en un gran impacto que afecta el calentamiento global cuyo daño al planeta está ya presente y que puede seguir creciendo dañando los ecosistemas y la vida humana misma.

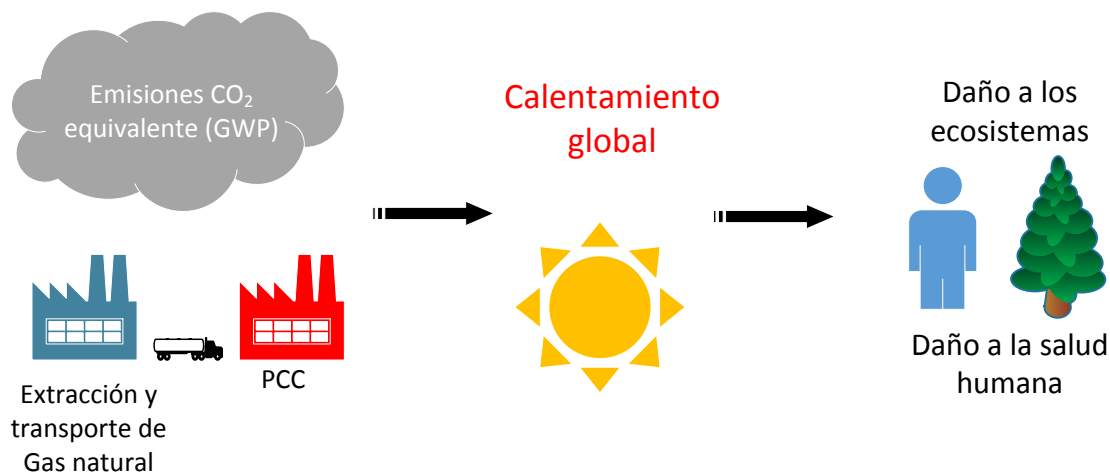


Figura 23. Esquema del ACV y el impacto por las emisiones de CO₂ equivalente.

Capítulo VI. Optimización multi-objetivo del PCC con SCC y CRO

Como alternativa para encontrar resultados en donde se maximizara la potencia final de la planta y a la vez también se maximizara la cantidad de CO₂ capturado se llevó a cabo un estudio de optimización multiobjetivo con ayuda de la metodología de los algoritmos genéticos (AG).

Al contar con la simulación en ASPEN PLUS™ se realizó la programación en Visual Basic como herramienta de Excel acoplado con la simulación y la programación de algoritmos genéticos en MatLab®.

En la Figura 24 se muestra la metodología desarrollada en la optimización mediante algoritmos genéticos en donde la población es la fracción de vapor de baja presión que se envía al proceso de captura y a la turbina de vapor de baja presión. Con esto se pretende maximizar la potencia de la turbina LP más la turbina CRO y a su vez también maximizar la cantidad de CO₂ capturado.

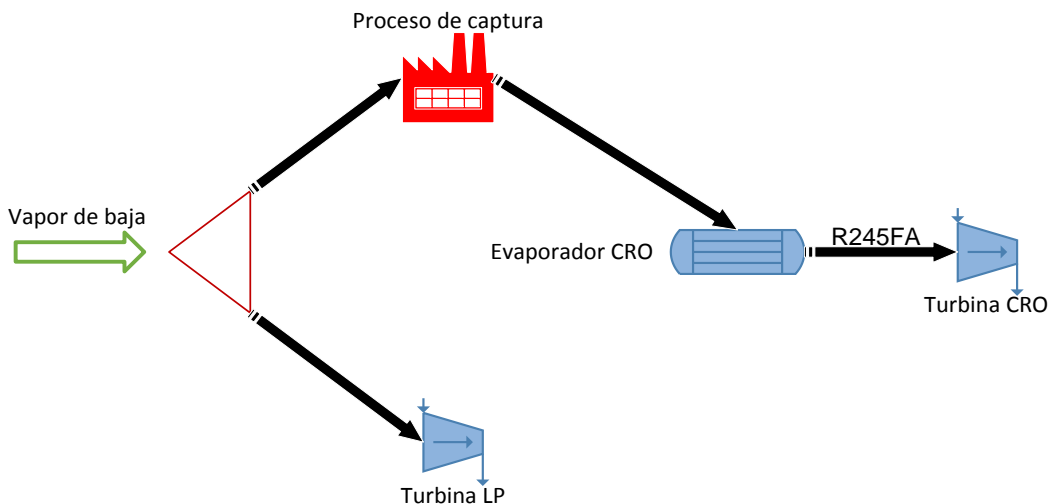


Figura 24. Esquema de la optimización con AG.

En el programa de Excel con la ayuda de Visual Basic se realizó la programación de las funciones objetivo y además se utilizan comandos de ejecución, llamadas de parámetros y resultados de ASPEN PLUS™ para realizar la tarea de optimización en conjunto con MatLab®.

Para la maximización de la potencia se llaman de ASPEN PLUS™ los resultados de potencia para la turbina de vapor (a_1) y para la potencia de la turbina CRO se llama la cantidad de calor que se transfiere entre el vapor de baja a la salida del proceso de captura al fluido orgánico del CRO (a_3) multiplicado por una relación de cantidad potencia generada por cantidad de calor transferida al fluido orgánico y de esta manera calcular la potencia que se puede generar en el CRO y en la turbina de vapor de baja.

$$F_1 = (-a(1)) + (0.0002701) * (-a(3)) \quad (1)$$

En el caso de la maximización de CO₂ capturado se llama de ASPEN PLUS™ el resultado de calor transferido en el desorbedor (a_2) multiplicado por una relación de CO₂ capturado por cantidad de calor en el desorbedor y por la conversión de calorías por hora a kW y así de esta manera calcular la cantidad de CO₂ capturada.

$$F_2 = 0.0041868 * (-a(2)) * 0.000241224 \quad (2)$$

Las ecuaciones 1 y 2 se muestran en mayor detalle en el Apéndice A en donde también se muestra la programación realizada en Excel y en Matlab®, además de cada uno de los puntos de Pareto calculados mediante el uso de los algoritmos genéticos los cuales son el CO₂ capturado y potencia de la turbina de vapor más la potencia de la turbina CRO.

Posterior al cálculo de los puntos de Pareto en Excel se realizó el cálculo de la potencia total de la planta, la eficiencia y las emisiones de CO₂ correspondientes a cada uno de los puntos. Esto con la finalidad de tener resultados globales de todo el proceso y de esta manera poder observar de una manera mejor como cambia el impacto ambiental y energético al modificar la cantidad de vapor de baja que se envía a la turbina de baja o al proceso de captura.

En las Figura 25 y 26 se muestran las gráficas Pareto de emisiones de CO₂ contra la potencia total de la planta y contra la eficiencia respectivamente. De esta manera se puede observar el impacto en la potencia o en la eficiencia de la planta si se decide darle mayor prioridad a disminuir la cantidad de emisiones y viceversa.

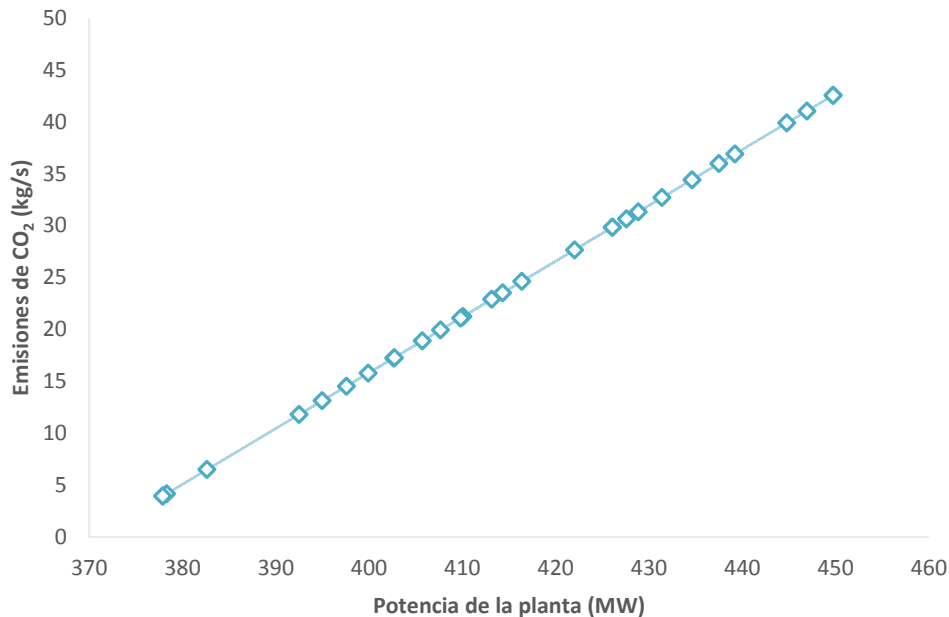


Figura 25. Gráfico de potencia de la planta contra emisiones de CO₂.

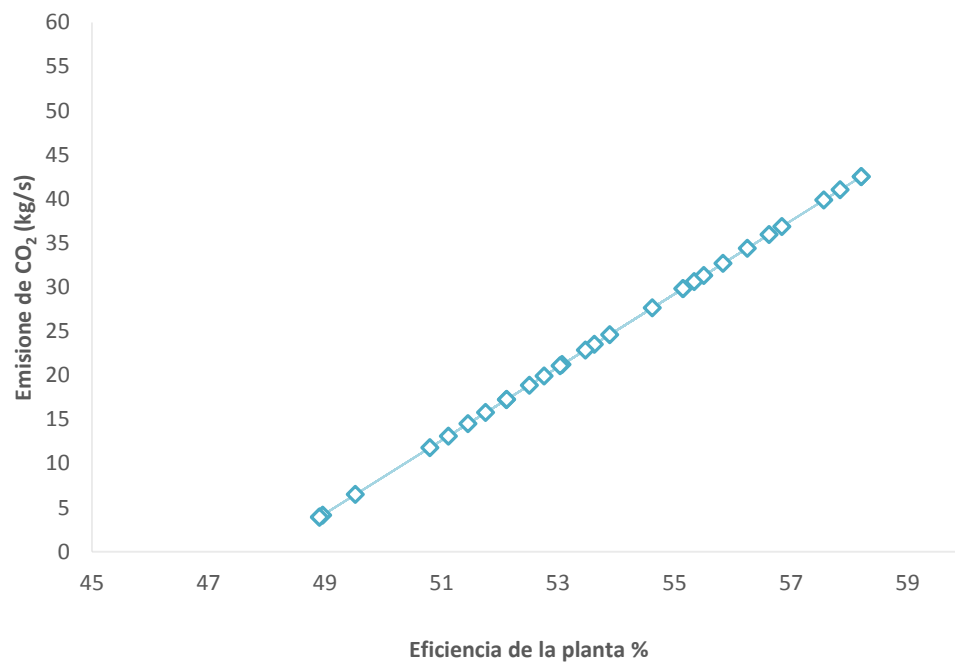


Figura 26. Gráfico de eficiencia de la planta contra emisiones de CO₂.

Capítulo VI. Conclusiones

Hay un largo camino para lograr el objetivo de disminuir las emisiones de CO₂ y seguir produciendo energía suficiente para satisfacer la demanda social, por eso es importante seguir haciendo este tipo de estudios.

En este trabajo se encontró que con la ayuda de la integración térmica se reduce el impacto energético del proceso de captura y compresión de CO₂ en la planta de ciclo combinado, lo anterior es debido a la transferencia de calor entre las corrientes de tren de compresión con las corrientes del desorbedor y del proceso de ciclo combinado, disminuyendo el uso de agua caliente para calentar la entrada de gas natural y el uso de vapor de baja presión en el rehervidor del desorbedor, produciendo como resultado una eficiencia térmica del proceso global de 50.7% para la primera integración, 50.73% para la segunda integración con el CRO fijo y 50.911% para la tercera integración con el CRO abierto. Con lo anterior se tiene como conclusión que se encontraron alternativas viables ambientalmente ya que se reduce en gran cantidad las emisiones de CO₂, en cambio en el aspecto energético con los diferentes casos de estudio se tiene que sigue siendo necesario encontrar otras alternativas para mejorar la eficiencia, ya que la eficiencia del PCC sin SCC es de 58.74%.

En el aspecto ambiental se encuentra una considerable reducción de las emisiones de CO₂ del PCC al acoplarlo con los SCC, en este caso se tiene como resultado la disminución de 43.75 kg/s a 1.34 kg/s al añadir los SCC.

Además con el análisis de ciclo de vida se tiene que se reduce el GWP en un 78% en el caso de estudio I con respecto al caso II, al agregar al PCC los SCC y que va disminuyendo más gracias a la utilización de la energía residual del proceso para generar más potencia en el ciclo Rankine Orgánico obteniendo para el caso III de 91.8515 gramos de CO₂ equivalente por kWh lo que equivale a una disminución con respecto al caso I de 77.9% y para el caso IV un GWP de 91.66 gramos de CO₂

equivalente por kWh lo que equivale a una disminución con respecto al caso I de 78.04%.

Se encontraron además diferentes alternativas gracias al cálculo de las gráficas Pareto, en las cuales se tiene como principal resultado que la disminución en las emisiones de CO₂ debido a su captura tiene como consecuencia la disminución en la eficiencia térmica del proceso, lo cual impacta en lo económico, es por eso que como conclusión para el trabajo se debe tener en cuenta que se puede llegar a disminuir el impacto ambiental sin afectar en demasía la potencia generada por la planta, para lo cual solo se debe definir cuál es la prioridad para la persona o personas responsables de tomar la decisión.

En cuanto a la hipótesis se puede decir que es correcta ya que se puede llegar a establecer diversas alternativas en las cuales se puedan disminuir las emisiones de CO₂ y seguir produciendo energía suficiente para satisfacer la demanda de la sociedad gracias a la optimización y a la integración térmica del proceso.

En el presente trabajo de tesis se ha demostrado que gracias a la integración térmica y a los procesos de captura se pueden tener alternativas que disminuyan el impacto ambiental y que disminuyan también un poco el impacto que se tiene en la eficiencia. Sin embargo, aún hay mucho por hacer en el ámbito de los acoples de plantas de energía eléctrica con sistemas de captura, en este sentido como recomendación para trabajos futuros, se pueden plantear análisis económicos más amplios en los cuales se consideren distintos tipos de sistemas de captura para la evaluación del impacto ambiental, además de análisis de diferentes tipos de ciclos de potencia o plantas de generación de energía eléctrica y para la parte de la integración no solo analizar el proceso CRO sino incluir diversas alternativas de uso de energía residual para mejorar la eficiencia del proceso global. También se pueden plantear el incluir la disposición final del CO₂ y como obtener un beneficio económico aprovechando el CO₂ como materia prima para otro proceso o mediante bonos de carbono.

Capítulo VII. Referencias

1) (SENER 2013a). Obtenido de:

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/ee/Generacion_Bruta_de_Energia_Electrica.pdf

2) (SENER 2013b). Obtenido de:

http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/ee/Consumo_de_combustibles.pdf

3) (SENER 2013c). Estrategia Nacional de Energía 2013-2027. Pág. 33.

Obtenido de:

http://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Documents/pac_2013.pdf

4) Freund P. Making deep reductions in CO₂ emissions from coal-fired power plant using capture and storage of CO₂. Proc Inst Mech Eng, Part A: J Power Energy 2003; 217(1):1-7.

5) Intergovernmental Panel on Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York United States 2007.

6) IEA. Energy Technology Perspectives. Paris: International Energy Agency 2015.

7) Marchioro Ystad PA, Lakew AA, Bolland O. Integration of low-temperature transcritical CO₂ Rankine cycle in natural gas-fired combined cycle (NGCC) with post-combustion CO₂ capture. Int J Greenhouse Gas Control 2013;12(0):213-9.

8) Roberto Carapellucci, Lorena Giordano, Maura Vaccarelli. The use of biomass to reduce power derating in combined cycle power plants retrofitted with post-combustion CO₂ capture. Energy Conversion and Management 2016;107(0):52-59.

- 9) Velez F, Segovia JJ, Martín M Carmen, Antolín G, Chejne F, Quijano A. A technical, economical and market review of organic Rankine cycles for the conversion of low-grade heat for power generation. *Renew Sustain Energy Rev* 2012;16:4175-89.
- 10) Quoilin S, van Den Broek M, Declaye S, Dewallef P, Lemort V. Techno-economic survey of organic rankine cycle (orc) systems. *Renew Sustain Energy Rev* 2013;22:168-86.
- 11) Freund P. Making deep reductions in CO₂ emissions from coal-fired power plant using capture and storage of CO₂. *Proc Inst Mech Eng, Part A: J Power Energy* 2003;217(1):1-7.
- 12) Mona Gharai, Megan Jobson, M. Hassan Panjeshahi, Nan Zhang, Robin Smith. Techno-economic optimization of IGCC integrated with utility system for CO₂ emissions reduction-Maximum power production in IGCC. *Chemical Engineering Research and Design*. 2013;91:1403-1410.
- 13) IEAGHG. RD&D Database 2011.
- 14) Pacheco, M. A., Kaganoi, S., Rochelle, G. T. CO₂ absorption into aqueous mixtures of diglycolamine and methyldiethanolamine. *Chem. Eng.Sci.* 2000;55:5125-5140.
- 15) Aroonwilas A, Veawab A. Integration of CO₂ capture unit using single- and blended-amines into supercritical coal-fired power plants: Implications for emission and energy management. *Int J Greenhouse Gas Control* 2007;1:143-50.
- 16) Zhang Y, Chen H, Chen C-C, Plaza JM, Dugas R, Rochelle GT. Rate-based process modeling study of CO₂ capture with aqueous monoethanolamine solution. *Ind Eng Chem Res* 2009;48(20):9233-46.
- 17) Chechet Biliyok, Hoi Yeung Process. Evaluation of natural gas combined cycle power plant for post-combustion CO₂ capture integration. *Int J Greenhouse Gas Control* 2013;19:396-405.

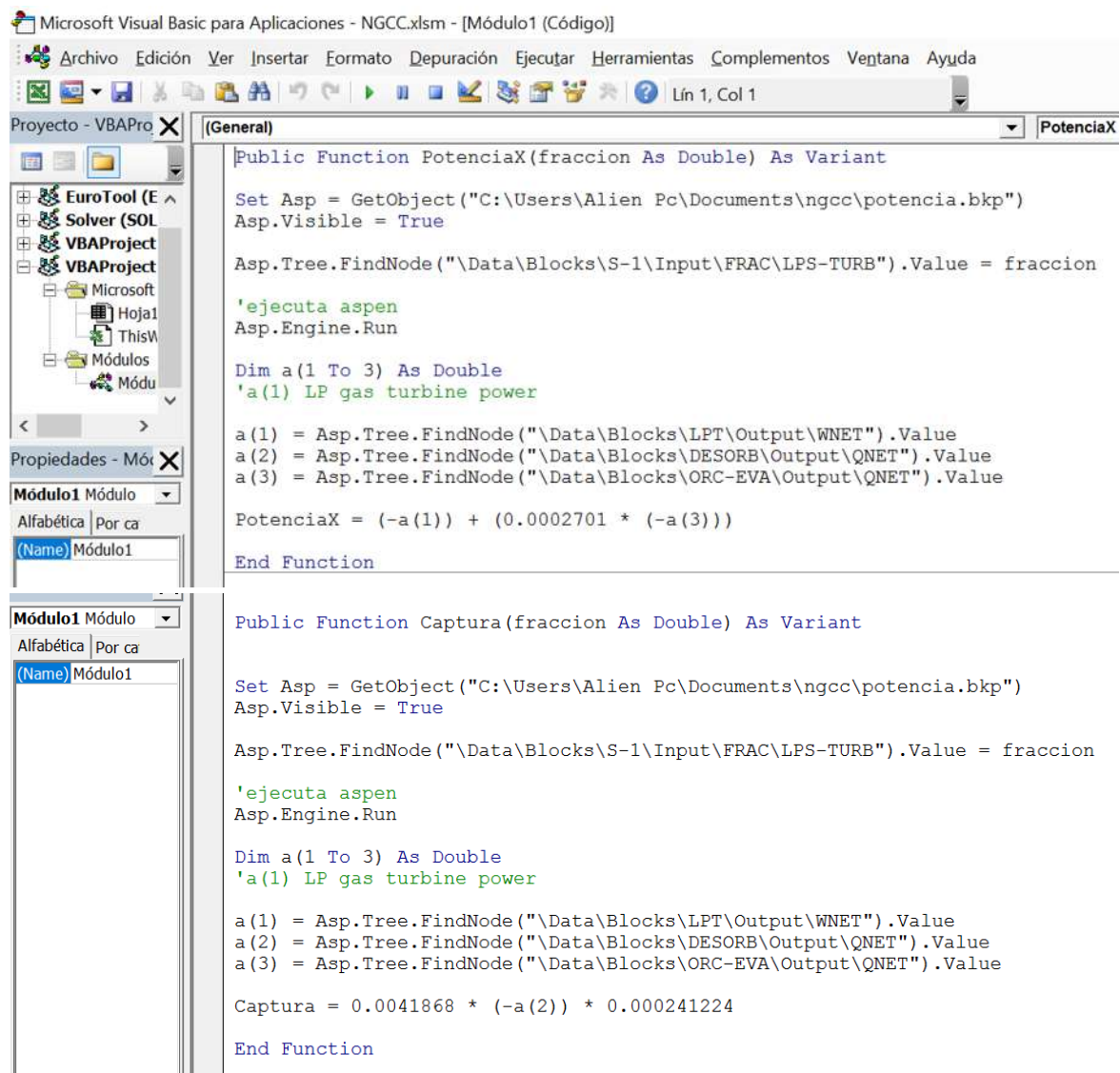
- 18) Rongrong Zhai, Chao Li, Jiawei Qi, Yongping Yang. Thermodynamic analysis of CO₂ capture by calcium looping process driven by coal and concentrated solar power. Energy Conversion and Management 2016;117(0):251-263.
- 19) J.-M. Amann, M. Kanniche, C. Bouallou. Natural gas combined cycle power plant modified into an O₂/CO₂ cycle for CO₂ capture. Energy Conversion and Management 2009;50(0):510-521.
- 20) Sheng Li, Hongguang Jin, Lin Gao, Xiaosong Zhang, Xiaozhou Ji. Techno-economic performance and cost reduction potential for the substitute/synthetic natural gas and power cogeneration plant with CO₂ capture. Energy Conversion and Management 2014; 85(0):875-887.
- 21) IEA. Energy Technology Perspectives. Paris: International Energy Agency 2012.
- 22) Smith J. M., Van Ness H. C., Abbott M. M. (2007a). Introducción a la termodinámica en Ingeniería Química. Séptima Edición. Capítulo 8.
- 23) Smith J. M., Van Ness H. C., Abbott M. M. (2007b). Introducción a la termodinámica en Ingeniería Química. Séptima Edición. Capítulo 8.
- 24) (UNESA 2015). Obtenido de:
<http://www.unesa.es/sector-electrico/funcionamiento-de-las-centraleselectricas/1343-central-ciclo-combinado>
- 25) González S. J. M., 2010. Captura de CO₂ en postcombustión, una opción para mitigar el cambio climático. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Pág. 140. Obtenido de:
<http://www.iie.org.mx/boletin042010/tenden.pdf>
- 26) Putting Carbon Back into the Ground; IEA Greenhouse Gas R&D Programme: Paris, 2006.

- 27) Roussanaly S, Bureau-Cauchois G, Husebye J. Costs benchmark of CO₂ transport technologies for a group of various size industries. *Int J Greenhouse Gas Control* 2013;12:341-50.
- 28) Kumar, A.; Ozah, R. C.; Noh, M.; Pope, G. A.; Bryant, S. L.; Sepehrnoori, K.; Lake, L. W. Reservoir Simulation of CO₂ Storage in Deep Saline Aquifers. *Soc. Pet. Eng. J.* 2005;10:336-348.
- 29) EPA, 2015, Life Cycle Assessment (LCA). Obtenido de: <http://www.epa.gov/nrmrl/std/lca/lca.html>,
- 30) Internacional Standard (ISO 14040, 1997)
- 31) D.A. Mejía-Suárez, J.M. Zamora-Mata, M. Serna-González, R. Lugo-Leyte y J.M. Ponce-Ortega. Síntesis de diseños alternativos en la reconfiguración de redes de intercambio de calor. *Revista Mexicana de Ingeniería Química* 2010;9(1):1665-2738
- 32) Yee T. F., Grossmann I. E Simultaneous optimization models for heat integration-I. Area and energy targeting and modeling of multi-stream exchangers. *Computers & Chemical Engineering* 1990;14(10):151-1164
- 33) Tchanche BF, Lambrinos G, Frangoudakis A, Papadakis G. Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles-a review of various applications. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:3963-79.
- 34) Coello-Coello, A.: An Update Survey of Evolutionary-Based Multiobjective Optimization Techniques: State of the Art and Future Trends. In 1999 Congress on Evolutionary Computation, Washington, D.C., IEEE Service Center, pp. 3-13, (1999)
- 35) Coello-Coello, C., Van Veldhuizen, D., Lamont, G.: Evolutionary Algorithms for Solving Multi-Objective Problems. Kluwer Academic Publishers, (2002)

- 36) IEAGHG. CO₂ capture at gas fired power plants. International Energy Agency 2012.
- 37) Xiaobo Luo, Meihong Wang, Jian Chen. Heat integration of natural gas combined cycle power plant integrated with post-combustion CO₂ capture and compression. *Fuel* 2015;151:110-117.
- 38) N. Filiz Tumen Ozdil, M. Ridvan Segmen. Investigation of the effect of the water phase in the evaporator inlet on economic performance for an Organic Rankine Cycle (ORC) based on industrial data. *Applied Thermal Engineering* 2016;100:1042-1051.
- 39) Gonzalez-Bravo R, Nesreen A. Elsayed, Ponce-Ortega J. M., Napoles-Rivera F, El-Halwagi M. M. Optimal design of thermal membrane distillation systems with heat integration with process plants. *Applied Thermal Engineering* (2015);75:154-166.
- 40) Harrison, M.R.; Shires, T.M.; Wessels, J.K.; Cowgill, R.M. (1997). .Methane Emissions from the Natural Gas Industry. Project Summary. United States Environmental Protection Agency. Report #600/SR-96/080. National Risk Management Research Laboratory. Research Triangle Park, NC.
- 41) Houghton, J.T.; Meira Filho, L.G.; Callander, B.A.; Harris, N.; Kattenberg, A.; Maskell, K., eds. (1996). *Climate Change 1995. The Science of Climate Change*. Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change. New York: Cambridge University Press.

Apéndice A

Programación en Visual Basic



The screenshot displays the Microsoft Visual Basic for Applications environment. The main window shows two VBA functions: PotenciaX and Captura. The PotenciaX function calculates the power output based on a fraction input, while the Captura function calculates the capture amount based on a fraction input. Both functions use the Aspen Plus API to interact with a process model.

```
Public Function PotenciaX(fraccion As Double) As Variant

Set Asp = GetObject("C:\Users\Alien Pc\Documents\ngcc\potencia.bkp")
Asp.Visible = True

Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\S-1\Input\FRAC\LPS-TURB").Value = fraccion

'ejecuta aspen
Asp.Engine.Run

Dim a(1 To 3) As Double
'a(1) LP gas turbine power

a(1) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\LPT\Output\WNET").Value
a(2) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\DESORB\Output\QNET").Value
a(3) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\ORC-EVA\Output\QNET").Value

PotenciaX = (-a(1)) + (0.0002701 * (-a(3)))

End Function

Public Function Captura(fraccion As Double) As Variant

Set Asp = GetObject("C:\Users\Alien Pc\Documents\ngcc\potencia.bkp")
Asp.Visible = True

Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\S-1\Input\FRAC\LPS-TURB").Value = fraccion

'ejecuta aspen
Asp.Engine.Run

Dim a(1 To 3) As Double
'a(1) LP gas turbine power

a(1) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\LPT\Output\WNET").Value
a(2) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\DESORB\Output\QNET").Value
a(3) = Asp.Tree.FindNode("\Data\Blocks\ORC-EVA\Output\QNET").Value

Captura = 0.0041868 * (-a(2)) * 0.000241224

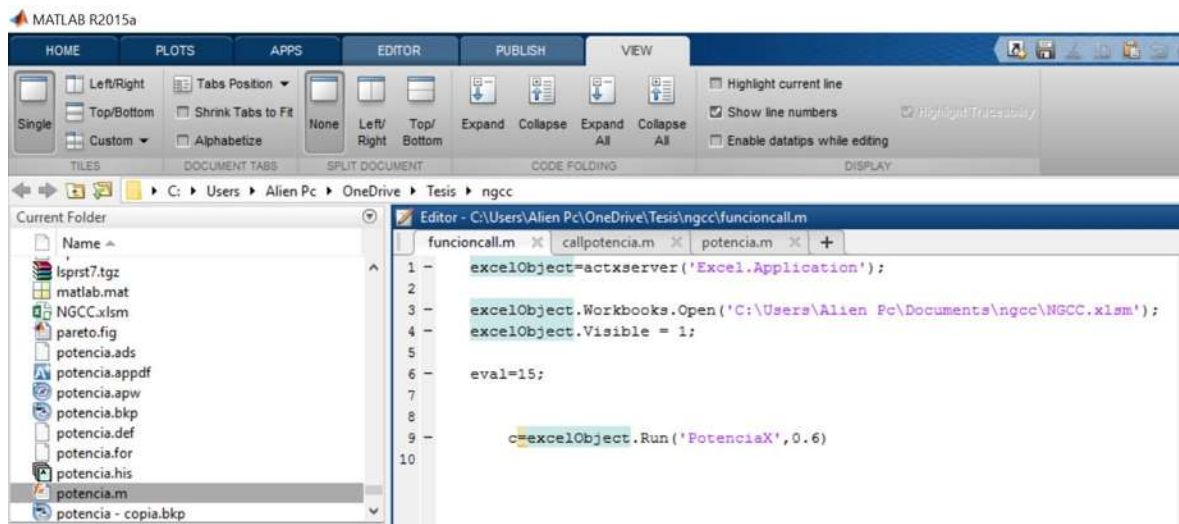
End Function
```

Puntos de Pareto estimados en Matlab®

fval

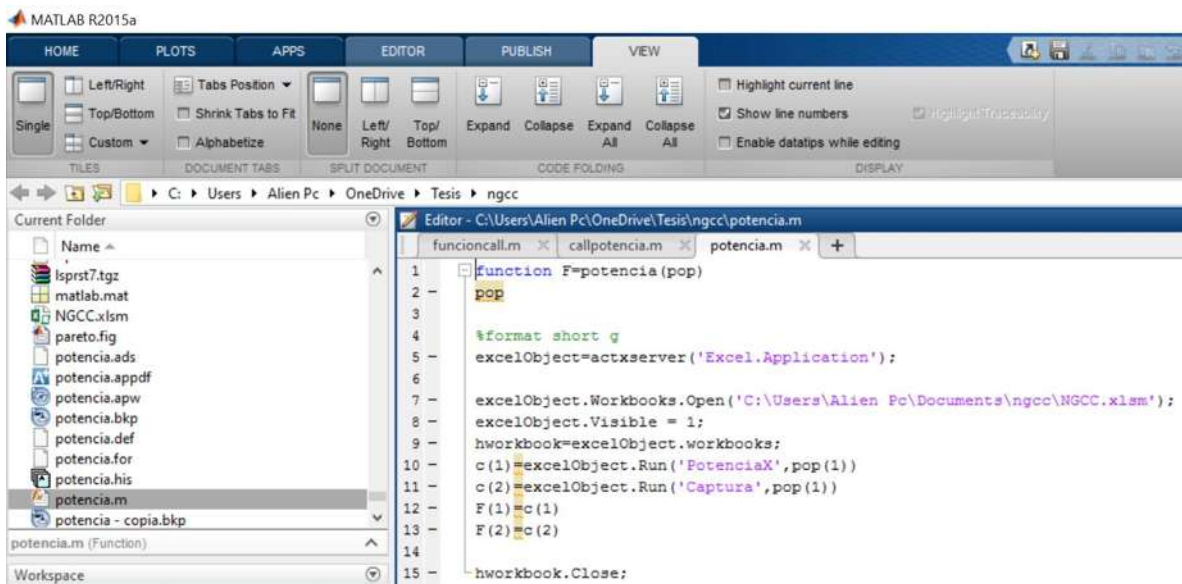
	PLOTS	VARIABLE	
	30x2 double		
	1	2	3
1	9.8620e+04	3.8893	
2	1.0266e+05	1.2141	
3	4.4318e+04	39.8098	
4	1.0038e+05	2.7250	
5	7.0449e+04	22.5243	
6	8.4679e+04	13.1111	
7	6.8503e+04	23.8120	
8	4.4657e+04	39.5860	
9	6.4419e+04	26.5132	
10	4.4318e+04	39.8098	
11	4.8177e+04	37.2573	
12	7.5573e+04	19.1351	
13	8.5705e+04	12.4323	
14	7.3905e+04	20.2386	
15	1.0266e+05	1.2141	
16	6.4469e+04	26.4798	
17	5.8183e+04	30.6380	
18	6.6912e+04	24.8640	
19	8.3461e+04	13.9170	
20	6.0299e+04	29.2386	
21	9.4122e+04	6.8651	
22	7.0241e+04	22.6622	
23	6.2213e+04	27.9728	
24	9.2725e+04	7.7889	
25	7.2955e+04	20.8669	
26	9.0370e+04	9.3468	
27	5.6186e+04	31.9592	
28	8.3461e+04	13.9170	
29	8.7775e+04	11.0636	
30	8.0156e+04	16.1035	

Programación en Matlab®



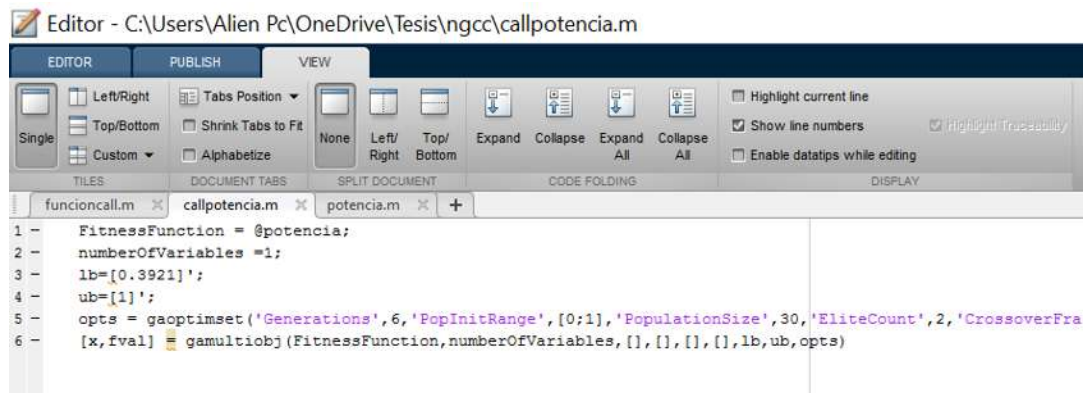
The screenshot shows the MATLAB R2015a editor interface. The current folder is 'C:\Users\Alien Pc\OneDrive\Tesis\ngcc'. The editor window displays the script 'funcioncall.m' with the following code:

```
funcioncall.m
1 excelObject=actxserver('Excel.Application');
2
3 excelObject.Workbooks.Open('C:\Users\Alien Pc\Documents\ngcc\NGCC.xlsm');
4 excelObject.Visible = 1;
5
6 eval=15;
7
8
9 c=excelObject.Run('PotenciaX',0.6)
10
```



The screenshot shows the MATLAB R2015a editor interface. The current folder is 'C:\Users\Alien Pc\OneDrive\Tesis\ngcc'. The editor window displays the function script 'potencia.m' with the following code:

```
potencia.m
1 function F=potencia(pop)
2 pop
3
4 %format short g
5 excelObject=actxserver('Excel.Application');
6
7 excelObject.Workbooks.Open('C:\Users\Alien Pc\Documents\ngcc\NGCC.xlsm');
8 excelObject.Visible = 1;
9 hworkbook=excelObject.workbooks;
10 c(1)=excelObject.Run('PotenciaX',pop(1))
11 c(2)=excelObject.Run('Captura',pop(1))
12 F(1)=c(1)
13 F(2)=c(2)
14
15 hworkbook.Close;
```

Editor - C:\Users\Alien Pc\OneDrive\Tesis\ngcc\callpotencia.m

```
1 - FitnessFunction = @potencia;  
2 - numberOfVariables = 1;  
3 - lb=[0.3921]';  
4 - ub=[1]';  
5 - opts = gaoptimset('Generations',6,'PopInitRange',[0;1],'PopulationSize',30,'EliteCount',2,'CrossoverFra  
6 - [x,fval] = gamultiobj(FitnessFunction,numberOfVariables,[],[],[],[],lb,ub,opts)
```



```
'CrossoverFraction',0.8,'TimeLimit',Inf,'StallGenLimit',Inf,'StallTimeLimit',inf,'Display','iter','PlotFcns',@gapiotpareto):
```