

Proyecto Fin de Carrera

Ingeniería de Tecnologías Industriales

Estado del arte del ciclo de potencia tipo Allam

Autor: José Mazuelos Arregui

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería de Tecnologías Industriales

Estado del arte del ciclo de potencia tipo Allam

Autor:

José Mazuelos Arregui

Tutor:

Francisco Javier Pino Lucena

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Proyecto Fin de Carrera: Estado del arte del ciclo de potencia tipo Allam

Autor: José Mazuelos Arregui

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

En primer lugar, agradecer a mi familia todo el apoyo y cariño recibido, han hecho todo lo posible para que nunca me faltara nada, no tengo ninguna duda de que seguirá siendo así.

También me gustaría agradecer todo el tiempo compartido con mis amigos, al igual que mi familia, me han aportado valores y experiencias muy importantes para afrontar los peores obstáculos.

Por último, me gustaría agradecer los conocimientos que me han proporcionado los profesores de todos los centros educativos en los que estudié, en especial a Francisco Javier Pino, que a pesar de no coincidir mucho con él por culpa del coronavirus, ha estado atento telemáticamente a todas las dudas que me surgían durante el trabajo y siempre respondiendo con buen criterio. De ellos puedo decir la siguiente frase, atribuida a Isaac Newton: “Si he visto más lejos que otros, es porque estaba sobre los hombros de gigantes”.

Resumen

En los últimos años, la creciente demanda energética ha provocado un aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero, siendo uno de los principales factores la quema de combustibles fósiles. Para contrarrestar el impacto ambiental actual, se están estudiando diversas tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂, de las cuales destaca la oxicombustión. Esta tecnología está implementada en el sistema estudiado en este trabajo, el ciclo Allam, que ofrece un camino hacia un futuro energético sostenible mediante el uso limpio y económico de los hidrocarburos en un proceso que captura CO₂ para su posterior almacenamiento o reutilización. Además, si es combinada con fuentes de energía renovables como la energía termosolar de concentración, cuyo análisis se estudia en este trabajo, se mejora la eficiencia de manera considerable, disminuyendo incluso el consumo de combustible fósil.

Abstract

In recent years, the growing demand of energy has led to an increase in greenhouse gas emissions, being one of the main factors the burning of fossil fuels. To counteract the current environmental impact, various CO₂ capture and storage technologies are being studied, of which oxy-fuel combustion stands out. This technology is implemented in the system studied in this project, the Allam Cycle, which offers a path to a sustainable energy future through the clean and economical use of hydrocarbons in a process that captures CO₂ for subsequent storage or reuse. Furthermore, if it is combined with renewable energy sources such as concentrated solar thermal energy, the analysis of which is studied in this work, efficiency is considerably improved, reducing even the consumption of fossil fuel.

Agradecimientos	viii
Resumen	x
Abstract	xii
Índice	xiii
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 INTRODUCCIÓN	2
2 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO	5
2.1 Captura de CO₂	5
2.1.1 Captura de pre-combustión	5
2.1.2 Captura de oxidación	9
2.1.3 Captura de post-combustión	9
2.2 Transporte de CO₂	11
2.3 Almacenamiento de CO₂	12
2.3.1 Almacenamiento geológico	12
2.3.2 Almacenamiento oceánico	15
2.3.3 Carbonatación mineral	15
2.3.4 Mecanismos de entrapamiento	15
3 CICLO ALLAM	17
3.1 Descripción del ciclo Allam	17
3.1.1 Ciclo Allam para combustible de gas natural	17
3.1.2 Ciclo Allam para combustibles sólidos	20
3.2 Desarrollo del ciclo Allam	22
3.2.1 Desarrollo técnico del ciclo Allam	22
3.2.2 Desarrollo comercial del ciclo Allam	25
3.3 Tecnología del ciclo Allam	28
3.3.1 Toshiba: turbina y combustor	28
3.3.2 Heatric: intercambiador de calor de circuito impreso	29
4 INTEGRACIÓN DEL CICLO ALLAM CON UN SISTEMA DE CSP	31
4.1 Características de la energía termosolar por concentración	31
4.2 Integración de ambos sistemas	33
5 CONCLUSIONES	43
Referencias	45

Índice de Tablas

Tabla 1. Valores de las corrientes de flujo de un ciclo Allam de gas natural.	19
Tabla 2. Funcionamiento esperado en la primera planta comercial de 300 MWe.	28
Tabla 3. Comparación de las eficiencias térmicas de los distintos tipos de tecnologías de CAC.....	34
Tabla 4. Parámetros de entrada utilizados para el análisis térmico.	38
Tabla 5. Listas de regiones estimadas.....	40
Tabla 6. Reducción estimada del consumo anual de combustible para cada ubicación y escenario.	42
Tabla 7. Comparativa general de la eficiencia eléctrica neta, el coste específico de inversión (TPC) y el coste de la electricidad (LCOE) entre una planta de ciclo combinado y una de ciclo Allam, ambas funcionando con gas natural.....	43

Índice de Figuras

Figura 1. Gráfico del consumo mundial de energía en las últimas décadas (izquierda) y gráfico del promedio global de concentraciones de gases de efecto invernadero en los últimos siglos (derecha).....	2
Figura 2. Esquema de la captura de pre-combustión.....	6
Figura 3. Esquema del proceso general de absorción física.....	7
Figura 4. Esquema del funcionamiento de separación por membrana.....	8
Figura 5. Esquema de la captura de oxidación.....	9
Figura 6. Esquema de la captura de post-combustión.....	10
Figura 7. Representación de algunas de las distintas formas de uso y almacenamiento del CO ₂	13
Figura 8. Esquema básico de una planta de ciclo Allam que emplea combustible de gas natural.....	18
Figura 9. Diagrama de presión-entalpía del ciclo Allam simplificado para CO ₂ puro.....	20
Figura 10. Esquema del proceso del ciclo Allam de combustible sólido.....	21
Figura 11. Mercado total aproximado para el ciclo Allam.....	27
Figura 12. Banco de pruebas para una cámara de combustión de 5 MWth que funciona a 300 bar (izquierda) y rotor de la turbina de demostración (derecha).....	29
Figura 13. Turbina de demostración (izquierda) y carcasa exterior de la turbina de demostración (derecha).....	29
Figura 14. Placas individuales (izquierda) y esquema del bloque soldado por difusión (derecha).....	30
Figura 15. Red de intercambiadores de calor de la planta de demostración.....	30
Figura 16. Esquema de un sistema de receptor central.....	31
Figura 17. Esquema de un sistema de disco parabólico.....	32
Figura 18. Esquema de un sistema con colector lineal Fresnel.....	32
Figura 19. Esquema de un sistema con colector cilíndrico-parabólico.....	33
Figura 20. Ejemplo de diseño del ciclo Allam integrado a CSP.....	35
Figura 21. Eficiencia eléctrica neta del sistema frente a la porción de calor añadido por la CSP del total (calculado a una temperatura mínima de 40 °C).....	35
Figura 22. Esquema de un ciclo simple de oxidación de CO ₂ supercrítico integrado a CSP.....	36
Figura 23. Eficiencia ideal de conversión de energía solar a trabajo a través de la temperatura de entrada de la turbina y la relación de concentración de flujo solar (C).....	37
Figura 24. Comparación entre las eficiencias del sistema de ciclo Allam integrado a la CSP y las de la CSP sin integración mediante la temperatura del colector solar.....	39
Figura 25. Esquema conceptual del sistema separado y el sistema integrado.....	39
Figura 26. Mapa de IND donde se indican las regiones de la Tabla 5.....	40
Figura 27. Información diaria del IDN de cada región.....	41
Figura 28. Gráfica de rendimiento de carga parcial de los sistemas de conversión de energía de CO ₂ supercrítico.....	42

Notación

σ	Constante de Stefan-Boltzmann
s	Entropía
C	Relación de concentración del flujo solar
ε	Emitancia térmica
α	Absortancia
h	Entalpía
η_{th}	Rendimiento térmico
η_{campo}	Rendimiento del campo de heliostatos
$\eta_{T,isen}$	Eficiencia isentrópica de la turbina
$\eta_{C,isen}$	Eficiencia isentrópica del compresor
ε_{recup}	Eficiencia del recuperador
ΔT_R	Enfoque de temperatura del receptor solar
f_{conv}	Factor de pérdida de calor por convección
T_{amb}	Temperatura del ambiente
$T_{T,s}$	Temperatura en la salida de la turbina
$T_{T,e}$	Temperatura en la entrada de la turbina
T_R	Temperatura del receptor solar
$T_{C,s}$	Temperatura en la salida del compresor
$T_{C,e}$	Temperatura en la entrada del compresor
$P_{T,e}$	Presión en la entrada de la turbina
$P_{T,s}$	Presión en la salida de la turbina
PR_T	Relación de presión en la turbina
PR_C	Relación de presión en el compresor
$P_{C,s}$	Presión en la salida del compresor
$P_{C,e}$	Presión en la entrada del compresor
F_{forma}	Factor de forma
E_{IND}	Irradiancia normal directa
h_{conv}	Coefficiente de transferencia de calor por convección
GHGT	The Greenhouse Gas Control Technologies
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural líquido

1 INTRODUCCIÓN

Los principios éticos elevados producen métodos comerciales eficaces.

- James Watt -

En los últimos años, la demanda energética mundial ha tenido un incremento continuo debido, principalmente, al crecimiento demográfico y económico. Este incremento energético junto con otros factores, como la deforestación o la generación excesiva de residuos, han dado lugar a uno de los mayores desafíos de nuestro tiempo: el cambio climático.

Desde el inicio de la industrialización, las cantidades de gases de efecto invernadero en la atmósfera han aumentado hasta niveles nunca antes vistos en tres millones de años. Como consecuencia, sus efectos medioambientales han sido estudiados por la comunidad científica durante los últimos siglos, pero no hubo un gran consenso científico y político para reducirlos hasta finales del siglo XX. Para ello, en 1988 se fundó el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, conocido por el acrónimo en inglés IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), que en su 5º Informe de Evaluación, finalizado en 2014, ha expresado la urgente necesidad de implementar medidas que limiten el calentamiento generado por la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) por debajo de 2°C en relación con los niveles preindustriales. El compromiso con este objetivo se materializó gracias al acuerdo histórico en la 21ª Conferencia en París de 2015, que actualmente cuenta con el apoyo de 195 países. Para lograrlo, se estima que la concentración atmosférica de CO₂eq tiene que ser menor de 450 ppm en 2100, alcanzándose unos niveles de emisión en 2050 de entre el 40% y el 70% menores que en 2010 a nivel mundial.

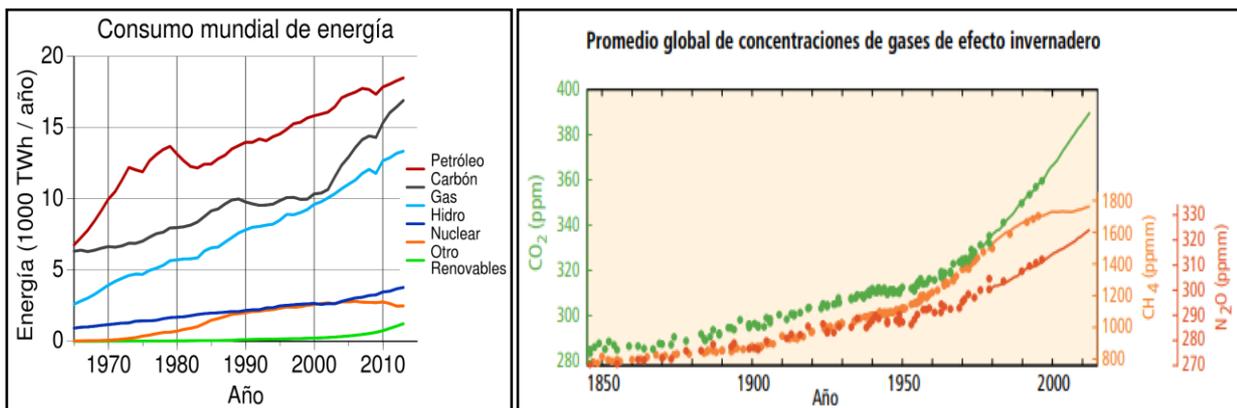


Figura 1. Gráfico del consumo mundial de energía en las últimas décadas (izquierda) y gráfico del promedio global de concentraciones de gases de efecto invernadero en los últimos siglos (derecha).

El sector de la producción eléctrica es el que más repercute en las emisiones antropogénicas de gases de efecto invernadero, encima, se prevé que la demanda de electricidad aumente aún más debido, sobre todo, a la creciente electrificación del transporte, a la industrialización de los países con economías emergentes y a la mayor accesibilidad de los dispositivos digitales, la calefacción o el aire acondicionado. Actualmente, el suministro eléctrico global se lleva a cabo mediante los siguientes sistemas:

- Centrales termoeléctricas de ciclo convencional: se quema carbón, gas natural o gasóleo para elevar la temperatura de un depósito de agua, que se transforma en vapor. Este fluido se utiliza para mover una turbina que genera electricidad por medio de un alternador, que transforma energía mecánica en eléctrica. Finalmente, el vapor va a un condensador para volver a convertirse en agua y empezar de nuevo el ciclo. Son una alternativa económica, pero generan emisiones de gases de efecto invernadero y lluvia ácida, además, los combustibles fósiles son una fuente de energía limitada.
- Centrales termoeléctricas de ciclo combinado: funcionan de manera parecida a las de ciclo convencional, pero incluye otra turbina que se mueve con aire atmosférico, que se calienta mediante combustibles fósiles. Presentan los mismos inconvenientes que una central convencional, pero son más eficientes, más flexibles y emiten menos emisiones a la atmósfera.
- Centrales nucleares: el calor liberado por la fisión nuclear en un reactor calienta grandes cantidades de agua a alta presión, convirtiéndose en vapor para mover una turbina conectada a un generador. El combustible que utilizan es habitualmente uranio, que es limitado. Son una buena opción para producir grandes cantidades de electricidad sin emisiones de gases de efecto invernadero, aunque varios países están apostando por su reducción debido, principalmente, a los riesgos de un accidente nuclear y a la formación de desechos radiactivos.
- Centrales geotérmicas: el sistema es similar a los anteriores (se calienta agua hasta generar vapor para mover una turbina), pero, en este caso, se aprovecha el calor natural del interior de la tierra a través de canalizaciones en el subsuelo. Es un sistema de gran ahorro, tanto económico como energético, pero produce emisiones de gases de efecto invernadero, además de que pueden contaminar aguas que estén próximas con sustancias como el arsénico o el amoníaco.
- Centrales de biomasa: en este caso, el calor se genera tras quemar materia orgánica, ya sean vegetales o todo tipo de residuos (animales, industriales, agrícolas y urbanos). Son una fuente de energía renovable y prácticamente nula de emisiones de carbono, que disminuye la dependencia de los combustibles fósiles, a pesar del bajo poder calorífico de la biomasa en la actualidad.
- Centrales hidroeléctricas: utilizan un salto de agua importante para mover una turbina hidráulica. Se suelen construir en presas y embalses. Generan electricidad de manera flexible, segura y sin emisiones de carbono, pero dependen de las condiciones ambientales y geográficas.
- Parques eólicos: aquí es el viento el que mueve una turbina de la que se obtendrá la energía eléctrica. Utilizan una fuente de energía renovable con nulas emisiones de gases de efecto invernadero, aunque dependen del viento, que, además, es impredecible y difícil de controlar. También producen contaminación acústica.
- Centrales solares: existen dos tipos. Las termosolares usan el calor del sol para calentar agua y utilizar el vapor generado para mover una turbina. Las fotovoltaicas transforman

directamente la energía solar en electricidad, gracias a las células fotovoltaicas. Sin embargo, dependen de la radiación solar y es difícil almacenar la energía que generan, pero son una fuente de energía renovable sin emisiones de carbono.

- Centrales mareomotrices y undimotrices: los movimientos de agua producidos por el oleaje (en el caso de las undimotrices) o las subidas y bajadas de las mareas accionan una turbina que mediante un generador producirá electricidad. Aunque generan energía libre de carbono con recursos renovables, dependen de las condiciones geográficas y ambientales, igualmente, generan un impacto visual y paisajístico sobre las costas, modificando el estado natural del lugar y su ecosistema.

Se puede comprobar que existe una gran variedad de tecnologías energéticas que nutren al mercado eléctrico, pero es necesario que se sigan desarrollando nuevas medidas para mitigar los efectos adversos del cambio climático y garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura y sostenible, como mejorar la eficiencia energética de los distintos sistemas, reducir la utilización de combustibles con alto contenido en carbono, aumentar la presencia de energías renovables a gran escala o implementar la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC). Dicha tecnología se verá más adelante con mayor profundidad, ya que es un sistema novedoso de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero capaz de adaptarse tanto a plantas contaminantes ya existentes como a aquellas de nueva construcción en el sector energético e industrial.

En este trabajo, tendrá una especial importancia, dentro de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono, el estudio del innovador ciclo Allam, presentado como una novedosa tecnología que emplea la oxicomustión y un fluido de trabajo de CO₂ supercrítico de alta presión en un ciclo altamente recuperado para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En los últimos años, ha alcanzado un gran desarrollo y la puesta en funcionamiento de la planta de demostración en 2018 ha evidenciado su eficiencia y viabilidad tanto energética como económica.

2 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CARBONO

La humanidad está ante el problema de encontrar nuevas materias primas y nuevas fuentes de energía que nunca se agotarán. Mientras tanto, no debemos desperdiciar lo que tenemos, sino dejar lo más posible para las generaciones venideras.

- Svante Arrhenius -

La tecnología es esencial para frenar el cambio climático e impulsar la transición energética, cuyo principal objetivo es satisfacer la demanda de energía disminuyendo las emisiones de CO₂. Para cumplir los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, no basta con dejar de emitir CO₂, sino que se necesita el uso de una tecnología capaz de capturarlo y reutilizarlo, que ayude, de manera más eficiente, a generar y consumir energía, además de crear nuevos productos a partir de residuos. De ahí, la importancia de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono (CAC), que se explicará en este capítulo mediante las distintas etapas y técnicas de captura de CO₂, el transporte y los tipos de almacenamiento.

2.1 Captura de CO₂

Durante décadas, el CO₂ se ha capturado en ciertos procesos industriales y de transformación de combustibles, como la producción de amoníaco y el procesamiento de gas natural, pero la necesidad de enfocar la tecnología a la reducción de emisiones de carbono ha hecho que la captura de CO₂ emerja comercialmente, aunque aún se está demostrando a gran escala en muchas de las otras aplicaciones posibles, que van desde la generación de energía hasta la producción de cemento, hierro o acero. En cada una de estas aplicaciones es imprescindible adaptar una amplia gama de técnicas de separación de CO₂ a las condiciones particulares de cada proceso, teniendo en cuenta los siguientes procedimientos:

2.1.1 Captura de pre-combustión

Es un sistema de captura de CO₂, anterior a la combustión, que utiliza un combustible (gas natural, fuel o carbón, siendo posible también la biomasa o residuos) al que se le aplica un tratamiento previo de gasificación para obtener un gas de síntesis compuesto por CO y H₂; este gas sufre una posterior reacción, dando como resultado una corriente formada principalmente por CO₂ y H₂, que se pueden separar de forma relativamente sencilla por sus concentraciones y presiones disponibles. Dicha corriente puede utilizarse como combustible descarbonatado directamente en calderas o turbinas de gas, como base para la obtención de hidrógeno puro o para producir productos químicos líquidos con mayores ratios H/C a partir del gas de síntesis. Este sistema es aplicable a centrales térmicas de tipo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado).

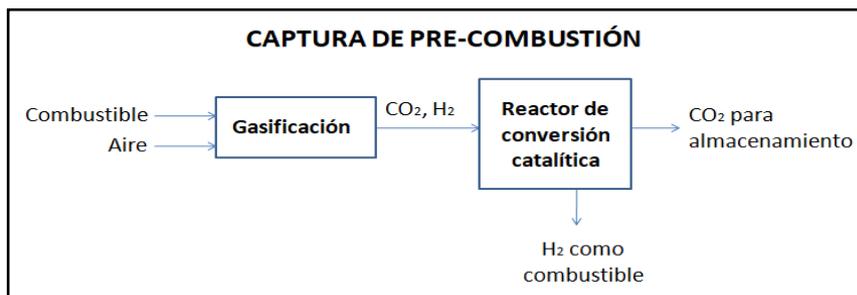
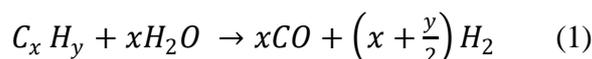


Figura 2. Esquema de la captura de pre-combustión.

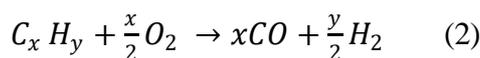
Las principales etapas del aprovechamiento del combustible primario mediante la captura de pre-combustión son:

- Reacción de producción de gas de síntesis: proceso que genera una corriente formada principalmente por hidrógeno (H₂) y monóxido de carbono (CO) mediante un combustible primario. Actualmente, el proceso se puede basar en:
 - Reformado con vapor de agua: el agua actúa como agente oxidante, dando lugar a una reacción endotérmica sintetizada del siguiente modo:



Necesita un aporte energético para mantener la reacción, además de un catalizador de reacción para mejorar la cinética. Es el proceso más extendido y estandarizado por la disponibilidad de gas natural principalmente.

- Reacción con oxígeno: en este caso, es el oxígeno el que actúa como agente oxidante en el combustible primario, produciendo un gas formado principalmente por H₂ y CO. Es una reacción exotérmica que se puede expresar de la siguiente manera:



La reacción con oxígeno produce menos cantidad de hidrógeno por unidad de combustible primario que el reformado con vapor de agua, pero los tiempos de reacción son menores, los reactores son más reducidos y no requiere catalizador ni aporte energético. Aunque se puede incrementar el H₂ obtenido añadiendo agua como segundo agente oxidante.

- Reacción gas-agua para convertir el CO del gas de síntesis en CO₂: transforma el CO del gas de síntesis en CO₂, manteniendo la mayor parte de la energía del CO en la corriente gaseosa resultante. También, se obtiene hidrógeno ya que se utiliza agua como agente oxidante, por lo tanto, se necesita un aporte energético y un catalizador de reacción al igual que el reformado con vapor de agua. Se formula así:



- Separación del CO₂: esta etapa tiene como objetivo separar el CO₂ de la corriente de gas

formada principalmente por CO_2 y H_2 . El CO_2 separado queda disponible para su almacenamiento.

En el caso del carbón, además de aplicarse las etapas anteriores, la corriente compuesta principalmente por CO_2 y H_2 se somete a un proceso de desulfuración. El proceso de pre-combustión es energéticamente menos exigente que otras alternativas de captura, pero presenta también numerosas pérdidas de energía como la demanda de vapor para la reacción de conversión de agua a gas o la baja temperatura de captura, que requiere un proceso de enfriamiento y calentamiento poco eficiente. Explicadas las distintas etapas utilizadas en la captura de pre-combustión, se procederá a profundizar en sus principales técnicas de separación de CO_2 :

2.1.1.1 Absorción física

Es un proceso que consiste en la separación del CO_2 de la mezcla gaseosa (resultante de la reacción gas-agua descrita anteriormente) con la ayuda de un solvente líquido, con el cual forma solución. Se aplica principalmente a corrientes con altas presiones totales o parciales de CO_2 . La expulsión del CO_2 (regeneración) en el solvente se produce por disminución de presión en una o más etapas. Si se necesita más regeneración se puede purgar el solvente por calentamiento. Las cualidades más importantes para un buen solvente físico en la captura de pre-combustión son la baja volatilidad y viscosidad, el bajo coste económico, la alta estabilidad química y térmica, la alta capacidad de eliminación de humedad (hidrófilo), que sea poco corrosivo y capaz de absorber grandes cantidades de CO_2 (y/o H_2S) con una elevada pureza. El solvente líquido puede ser Selexol (que es hidrófilo, poco volátil, barato y compatible con la eliminación de ácido sulfhídrico con el inconveniente de que es muy viscoso y requiere que la concentración de CO_2 sea mayor que la del H_2S), metanol (que tiene elevada estabilidad química y térmica, viscosidad aceptable y permite la captura simultánea de CO_2 y H_2S , pero su temperatura de operación es baja, necesitando etapas de criogenización) o carbonato de propileno (que es poco viscoso y no corrosivo, aunque es caro y no permite obtener purzas elevadas de CO_2). Se requieren altas presiones y bajas temperaturas, lo cual implica la necesidad de refrigerar el solvente; esto conlleva una elevada penalización energética. Además, la degradación de los solventes tienen un impacto medioambiental negativo y la eficiencia en la captura se ve muy afectada por la concentración de CO_2 .

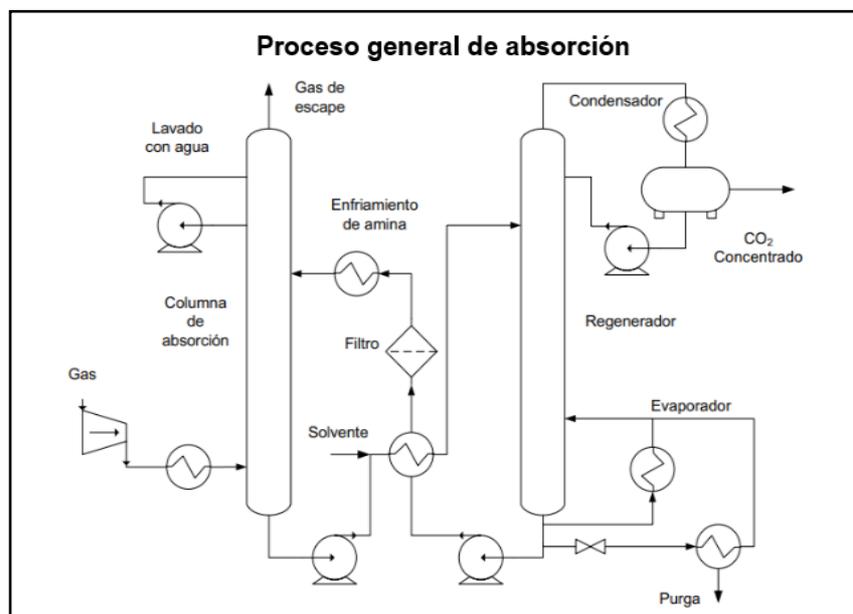


Figura 3. Esquema del proceso general de absorción física.

2.1.1.2 Adsorción físico-química

Es un proceso por el cual el CO_2 (adsorbato) se acumula en un adsorbente sólido a través de fuertes enlaces químicos. Una vez realizado el proceso de separación, se distinguen los siguientes métodos para la regeneración del adsorbente sólido: PSA (del inglés *Pressure Swing Adsorption*) consiste en reducir la presión del lecho donde se encuentra el adsorbente; VSA (Vacuum Swing Adsorption) es similar al anterior, pero llegando a presiones cercanas al vacío; TSA (Temperature Swing Adsorption) se basa en el aumento de la temperatura del lecho gracias a la inyección de aire caliente o vapor; en el caso de utilizar resistencias eléctricas para aumentar la temperatura del lecho, se denominaría ESA (Electric Swing Adsorption); por último, el VTSA (Vacuum and Temperature Swing Adsorption), es una combinación de VSA y TSA.

El adsorbente puede ser óxido de calcio (que es barato, abundante y tiene una elevada capacidad de adsorción, pero necesita ser reemplazado con frecuencia y en abundancia) o un material a base de aminas (que requiere poca energía de regeneración y presenta una gran selectividad por el CO_2 , aunque su principal inconveniente es el elevado coste económico).

2.1.1.3 Separación por membrana

Algunas membranas ofrecen la posibilidad de combinar las etapas de reformado con vapor de agua o reacción agua-gas con la separación de CO_2 a alta presión y temperatura. Esto se debe a la separación del hidrógeno, tal y como se demuestra en las reacciones (1) y (3). Con esta técnica se pueden reducir las temperaturas del reformado con vapor o la reacción agua-gas a 500-600 °C, suponiendo un ahorro energético considerable, además, el CO_2 se puede recuperar sin unidad adicional de separación. Los reactores de membrana permiten un reformado con vapor de agua o una reacción gas-agua con separación de CO_2 mediante la permeación de hidrógeno, dejando una corriente compuesta predominantemente por CO_2 con vapor e hidrógeno no recuperado. La condensación del vapor da como resultado una corriente concentrada de CO_2 a alta presión. La permeación del hidrógeno mejora cuanto mayor sea la presión diferencial a ambos lados de la membrana, además de que esta deba tener una selectividad y permeabilidad adecuadas. También hay que tener en cuenta su estabilidad en la atmósfera reductora de gas de carbón o de reformado de combustible ya que contienen vapor y H_2S . Existen diversos tipos de membranas aptas para trabajar a alta presión y temperatura, pero las más recomendadas para la pre-combustión son las de paladio (o aleaciones de paladio) y las de cerámica, incluso, las de zeolita son una buena opción.

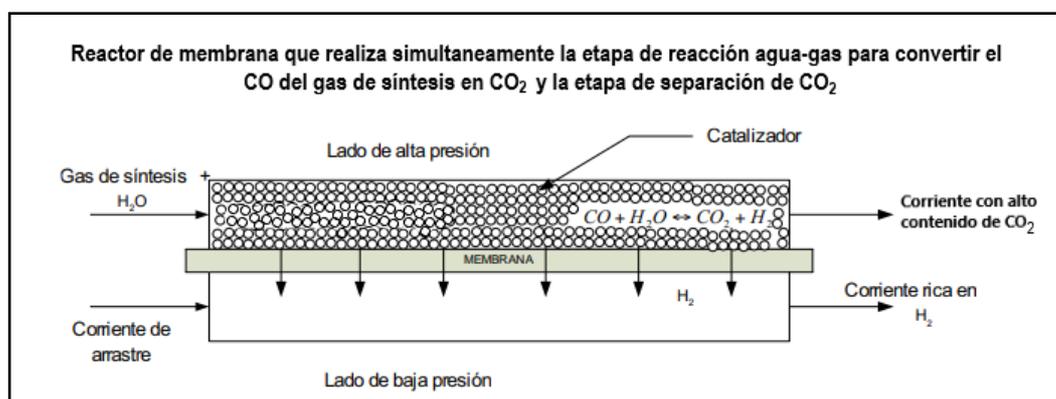


Figura 4. Esquema del funcionamiento de separación por membrana.

2.1.2 Captura de oxidcombustión

La oxidcombustión consiste en realizar el proceso de combustión en una atmósfera rica en O_2 , con lo que se consigue obtener una corriente de combustión formada principalmente por vapor y un alto porcentaje de CO_2 , que sería capturado fácilmente a través de la condensación del anterior. Se trata de una innovadora tecnología que, a diferencia de la pre-combustión y la post-combustión, no requiere de métodos de separación de CO_2 relacionados con la adsorción, la absorción, la separación por membrana o la separación criogénica; además, la operación de plantas de oxidcombustión genera unas emisiones de NO_x y SO_x mucho menores que una central de combustión estándar. Aunque el mayor problema asociado a la combustión con oxígeno puro es la necesidad de una elevada temperatura ya que la temperatura adiabática de llama es del orden de 3000 K aproximadamente, que hace inadmisibles su puesta en funcionamiento debido a la necesidad de materiales que soporten estas temperaturas. Para disminuir dicha temperatura de combustión hasta valores adecuados para los procesos de generación de energía (del orden de 1400 °C en el caso de turbinas de gas y de 1700 °C en el de calderas), se recurre a la recirculación de una parte de los gases de combustión o a la inyección de agua durante la combustión. Otro problema es la separación del oxígeno de la corriente de aire atmosférico, necesitando normalmente el uso de una unidad de separación de aire (ASU, del inglés *Air Separation Unit*), cuyo objetivo es obtener un flujo rico en O_2 a partir de aire. El uso de esta unidad supone un mayor coste energético, disminuyendo la eficiencia de la planta considerablemente (llegando, incluso, a penalizaciones de más del 7% en algunos casos).

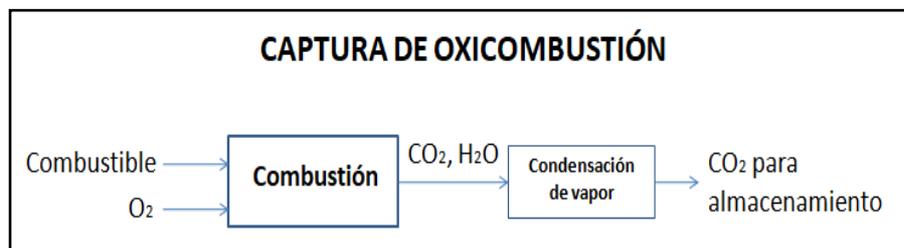


Figura 5. Esquema de la captura de oxidcombustión.

La tecnología de la oxi-combustión se usa en industrias como la del aluminio, el vidrio o el acero, aunque se necesita bastante desarrollo para la implantación comercial en los procesos de captura de CO_2 . Existen numerosos estudios encaminados a encontrar métodos en los cuales se pueda utilizar la oxidcombustión para la generación comercial de energía, aplicándose en centrales subcríticas y supercríticas, en centrales de ciclo combinado o en centrales de nueva configuración en las que se usa una corriente de gases y vapor. Cabe destacar la planta de demostración de NET Power basada en el ciclo Allam, cuya puesta en funcionamiento en 2018 demostró la viabilidad de dicho ciclo para generar energía comercialmente en los próximos años, utilizando la oxidcombustión y el CO_2 supercrítico como fluido de trabajo. Dicho ciclo se verá más detalladamente en el siguiente capítulo.

2.1.3 Captura de post-combustión

Estos sistemas se sitúan en las instalaciones una vez se ha realizado la combustión del combustible. Por tanto, se parte de una corriente con una concentración muy baja en CO_2 y un gran caudal de gases de combustión.

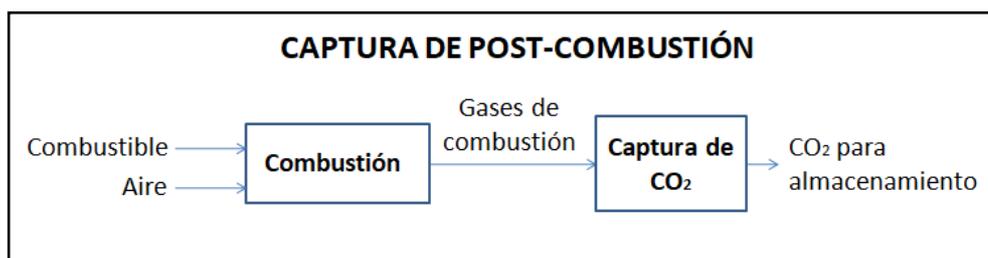


Figura 6. Esquema de la captura de post-combustión.

La idea principal de esta tecnología es trabajar con los gases de combustión de grandes focos emisores de CO_2 , donde la concentración inicial de este último es menor del 14%, como consecuencia, para obtener una corriente con una concentración próxima al 100% de CO_2 , sería necesaria grandes cantidades de gases de combustión, suponiendo un gran consumo de energía y un alto coste de la inversión requerida para la separación de CO_2 en comparación al resto de la planta. A pesar de esto, presenta un elevado potencial de adaptación a plantas ya existentes, siendo una de las tecnologías sobre las que más esfuerzo y empeño se ha puesto en la investigación. En cuanto a las técnicas de separación de CO_2 más utilizadas en la post-combustión, se encuentran las siguientes:

2.1.3.1 Absorción química

Sigue el mismo proceso que el explicado anteriormente en la absorción física de la pre-combustión, la diferencia fundamental radica en el tipo de solvente líquido utilizado para llevar a cabo la separación del dióxido de carbono, el cual es químico. Los solventes químicos más comunes son los aminoalcoholes (cuyas ventajas son su coste, su elevada reactividad y su rápida reacción, aunque son muy corrosivos y degradables), el amoníaco (que es barato, no corrosivo y requiere poca energía para la regeneración, pero necesita equipos de mayor tamaño y genera subproductos sólidos) o los líquidos iónicos (de los que hay que destacar su elevada estabilidad térmica y polaridad, además de que no son tóxicos ni inflamables con el inconveniente de su elevado coste y viscosidad).

2.1.3.2 Adsorción química

Al igual que la adsorción físico-química de la pre-combustión, el CO_2 (adsorbato) se acumula en un adsorbente sólido a través de fuertes enlaces químicos. Un buen material adsorbente vendrá definido por una baja capacidad calorífica, una cinética molecular rápida, elevada selectividad y capacidad de adsorción de CO_2 , así como también presentar una adecuada estabilidad térmica, mecánica y química. Entre los principales adsorbentes químicos podemos encontrar la zeolita (con elevada selectividad por el CO_2 y adecuada para bajas temperaturas de operación, sin embargo, tiene baja capacidad de adsorción), el carbono activado (que presenta las mismas ventajas que la zeolita, pero requiere menos energía para su regeneración y tiene mayor tolerancia a la humedad, aunque tiene menos selectividad por el CO_2) y el MOF (del inglés *Metal-organic framework*, que tiene una gran capacidad de adsorción a elevadas presiones y una elevada selectividad por el CO_2 , presentando el inconveniente de la eficiencia reducida con la presencia de impurezas).

2.1.3.3 Separación por membrana

En este caso no se produce la permeación del H_2 como en la pre-combustión, sino que la interacción física o química del CO_2 con el material de la membrana, provoca que el mencionado contaminante

pase a través de ella más rápido que otro. Se han desarrollado varios tipos de membranas para la separación del CO₂, pero las más indicadas en la post-combustión son las inorgánicas o las poliméricas. En general, las membranas tienen una escasa capacidad de separación, por tanto, se necesitan varias etapas o la recirculación de los gases de combustión para la adecuada separación de los mismos, aumentando la complejidad del sistema, el consumo energético y los costes económicos. La productividad de la membrana viene determinada por tres factores principales: la diferencia de presión parcial a través de la membrana, el espesor de la membrana y la superficie de esta. El primer factor depende de las características específicas de la aplicación y los dos siguientes del fabricante. Una de las ventajas de este sistema es su versatilidad porque se puede usar tanto en la etapa de tratamiento de los gases previos a la combustión (separando el nitrógeno del aire, por ejemplo) como en los gases de salida de la combustión.

2.1.3.4 Separación criogénica

La destilación criogénica es un proceso físico que separa el CO₂ en estado líquido, haciendo uso de bajas temperaturas (alrededor de -100 °C) junto con altas presiones (de aproximadamente 40 bar), debido al bajo punto de ebullición que presenta el CO₂. Algunas de las principales ventajas de este método son el ahorro de los gastos de compresión, ya que se realiza la separación de un líquido en lugar de un gas, o la nula necesidad de un agente químico para realizar la separación, evitando de esta manera una mayor contaminación medioambiental. Por el contrario, requiere una gran cantidad de quipos, además, la refrigeración del proceso supone un alto coste energético, por lo tanto, todos estos requerimientos elevan los costos de inversión y operación comparados con otras tecnologías, lo que hace que la separación criogénica sea extremadamente cara, siendo viable en casos donde contamos con una concentración muy elevada de CO₂.

2.2 Transporte de CO₂

Después de aislarse el CO₂ del resto de gases, este debe transportarse hacia los lugares de almacenamiento o, si fuera posible, hacia el punto de consumo en procesos industriales. Debe encontrarse una manera de transporte fiable, económica y segura. Su diseño final dependerá de varios factores como la localización tanto del punto de partida como de llegada, de la cantidad de CO₂ a transportar, de las condiciones del CO₂ a transportar, de la vida operativa del foco emisor de CO₂, etc. Para facilitar el transporte del CO₂, el fluido tiene que ser lo más denso posible, por lo tanto, la opción actual más viable para el transporte en tuberías es la de disponer de CO₂ en estado supercrítico (presentando las características de un líquido en cuanto a la densidad y las de un gas en la viscosidad con unos valores de presión y temperatura que oscilan entre 85- 150 bar y 13-44 °C), mientras que para el transporte en vehículos, la opción más adecuada sería la licuefacción para conseguir el estado líquido, tal y como demuestra la experiencia del gas licuado de petróleo (GLP) y del transporte a pequeña escala de CO₂ con fines industriales.

Hay que tener en cuenta que la corriente de CO₂ necesitará estar sometida a procesos de compresión para conseguir los estados mencionados, suponiendo un elevado coste energético; igualmente, para compensar el efecto de las pérdidas de carga a lo largo del sistema, se tiene que recurrir a estaciones de recompresión. Además, la presencia de impurezas en la corriente de CO₂ puede generar variaciones de densidad del flujo o de las condiciones de presión y temperatura, comprometiendo la estabilidad de la fase supercrítica o líquida; así como la presencia de agua puede reaccionar con el CO₂, dando lugar a la formación de ácido carbónico, con el subsecuente problema de corrosión. Actualmente, existen dos principales sistemas de transporte:

- Transporte por tubería: es la solución óptima para el transporte de CO₂ a larga distancia, ya sea terrestre o marítimo. En las últimas décadas, el transporte de CO₂ por tubería se ha utilizado predominantemente en la recuperación mejorada de petróleo (EOR), siendo un claro ejemplo la red de tuberías de EE.UU. con una longitud de 5600 km y una cantidad transportada cercana a los 50 millones de toneladas de CO₂ anuales. Sin embargo, en comparación con la red de gasoductos, la extensión sigue siendo reducida ya que la red de gasoductos estadounidense, por ejemplo, tiene una longitud total de 480000 km. Cabe destacar que la construcción de un sistema que converja varios puntos de captura de CO₂ para transportarlo conjuntamente hasta los diferentes destinos de almacenamiento supondría un ahorro considerable en términos de kilómetros de tubería requeridos, aunque sería necesario homogeneizar las características (presión, temperatura, composición, etc.) de las diversas corrientes procedentes de los distintos puntos de captura. Para reducir el riesgo de corrosión y, a su vez, garantizar la durabilidad de las tuberías, es necesario evitar la contaminación del CO₂ con sulfuro de hidrógeno.
- Transporte en vehículos: el transporte puede ser tanto terrestre (a través de camiones cisterna o ferrocarriles) como marítimo (mediante barcos con contenedores estancos). Se recurre al transporte en vehículos cuando no existe una infraestructura de tuberías suficiente para acometer el trayecto o cuando es inviable económicamente. Las distancias recorridas con este tipo de transporte suelen ser pequeñas. El informe especial de la IPCC estima que el transporte de un millón de toneladas al año mediante transporte marítimo en tanques de 22000 m³ a una distancia de 1100 km puede ser económicamente viable.

2.3 Almacenamiento de CO₂

Una vez que el CO₂ ha sido capturado debe almacenarse o utilizarse como materia prima. La mayor parte del CO₂ utilizado proviene de reservorios naturales, siendo minoritario el uso de CO₂ capturado en fuentes industriales, que todavía es muy inferior al nivel de emisiones, por lo tanto, es necesario que se aumente tanto el almacenamiento de CO₂ como la utilización directa del mismo proveniente de la captura de focos antropogénicos. Este apartado se centrará en el almacenamiento de CO₂, explicando los distintos tipos que existen y los mecanismos utilizados para confinar dicho gas.

2.3.1 Almacenamiento geológico

Es la mejor elección para almacenar CO₂, no sólo por los amplios conocimientos teóricos y prácticos que existen, sino porque estas formaciones también presentan un conjunto de mecanismos de confinamiento que permiten retener de forma efectiva el CO₂, incrementando la seguridad del emplazamiento en el tiempo. Independientemente del tipo de almacén, que puede aparecer tanto en cuencas sedimentarias terrestres como marítimas (depresiones naturales a gran escala situadas en la corteza terrestre que se llenan de sedimentos), el gas se inyecta condensado.

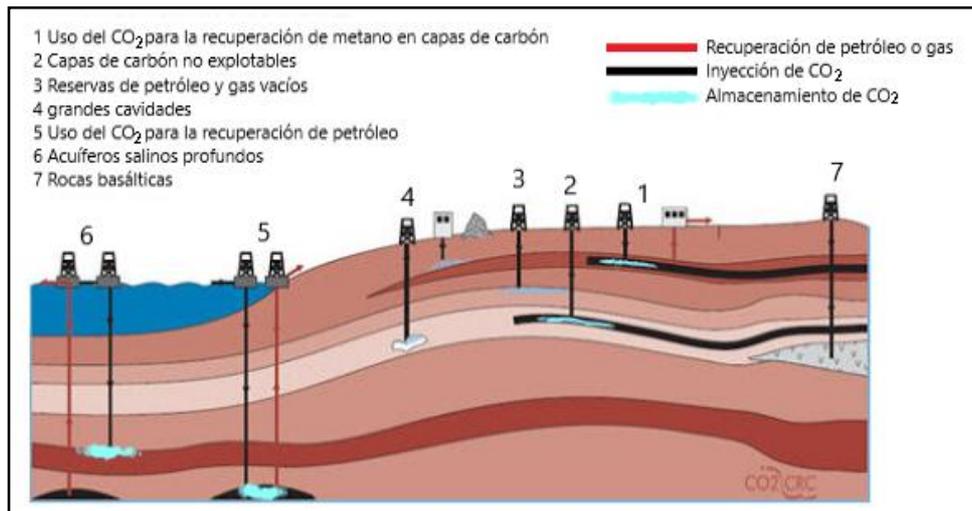


Figura 7. Representación de algunas de las distintas formas de uso y almacenamiento del CO₂.

El almacenamiento geológico de CO₂ se plantea principalmente en aquellas formaciones geológicas que retienen o retenían fluidos, tales y como las siguientes:

2.3.1.1 Yacimientos de gas y petróleo

La primera opción como posible almacenamiento de CO₂ fue la utilización de yacimientos de gas y petróleo agotados o en fase de agotamiento, ya que existen procedimientos de inyección de este gas para la recuperación de petróleo en dichos yacimientos, donde una parte de la corriente de CO₂ que se inyecta queda almacenada mediante diversos mecanismos. Esta técnica ha sido utilizada por empresas petroleras norteamericanas durante décadas. Las ventajas de estos almacenamientos geológicos son:

- El mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas y físicas del yacimiento, además, los modelos específicos desarrollados para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos naturales presentes en el yacimiento pueden ser empleados para analizar el comportamiento del CO₂ en este.
- Menores inversiones en exploración, perforación e instalaciones de superficie, ya que podrían reciclarse para almacenar CO₂.
- Mejora de la relación coste/beneficio en la recuperación de petróleo debido al incremento de producción del crudo gracias al CO₂ inyectado.

Sin embargo, también existen una serie de inconvenientes:

- En yacimientos antiguos de hidrocarburos, existe la posibilidad de que los pozos abandonados presenten fugas, necesitando una inversión de restauración.
- La elevada presurización provocada por la inyección de CO₂, podría llegar a comprometer la estanqueidad del yacimiento.

- No todos los yacimientos de hidrocarburos tienen las características adecuadas de presión, temperatura y profundidad para el almacenamiento de CO₂.

2.3.1.2 Acuíferos salinos

Aunque las estructuras más estudiadas en la actualidad sean los yacimientos de gas y petróleo, se estima que las formaciones profundas con agua salada presentan una mayor distribución geográfica y poseen una mayor capacidad de almacenamiento. Estos acuíferos contienen rocas sedimentarias porosas y permeables que captan agua salada a través de sus granos (en el caso de las areniscas) o mediante fracturas y cavidades de disolución (en el caso de los carbonatos). Normalmente se encuentran estructuralmente aisladas y a profundidades mayores que las formaciones que contienen agua dulce (por debajo de los 800 m sobre el nivel del mar), por lo tanto, su aprovechamiento como recurso hídrico no es factible. Para que se pueda almacenar CO₂, el acuífero tiene que estar ubicado en un área geológicamente estable con un tamaño lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ que permita la viabilidad del almacén, igualmente, tiene que poseer una porosidad, profundidad, permeabilidad y salinidad adecuadas, además de una capa suprayacente que sea impermeable al flujo vertical del CO₂. En cuanto a sus ventajas, se determina que:

- Son las formaciones con mayor capacidad de almacenamiento.
- Este tipo de formaciones también almacena hidrocarburos, lo que aporta un conocimiento previo valioso para el almacenamiento de CO₂.

Las desventajas que presentan este tipo de almacenes son:

- Un conocimiento menos profundo de la formación que en el caso de yacimientos de petróleo, gas y carbón.
- No ha habido hasta el momento campañas específicas de búsqueda de acuíferos salinos profundos, por lo que la búsqueda e identificación de éstos se presenta más costosa, encima, sería necesario realizar todas las instalaciones de superficie y subsuelo desde cero.

2.3.1.3 Yacimientos de carbón

En diferentes yacimientos de carbón, se han realizado estudios del comportamiento de los carbones con el CO₂ y el CH₄, demostrándose que la capacidad de absorción de CO₂ por el carbón siempre es superior a la del metano; como consecuencia, se ha planteado la idea de inyectar CO₂ en las capas de carbón para la recuperación del metano. La idea es similar a los procedimientos de recuperación de petróleo, de manera que se explota el metano como fuente de energía y el CO₂ permanece capturado en el yacimiento. Las ventajas que tienen este tipo de almacenes son las siguientes:

- Amplios conocimientos e identificación de los yacimientos de carbón en el mundo.
- Mejora de la relación coste/beneficio en la recuperación de metano.
- Menores inversiones en exploración, perforación e instalaciones de superficie, ya que

podrían reciclarse para almacenar CO₂.

Aunque, las desventajas que tiene este tipo de formaciones son las siguientes:

- La disminución de la permeabilidad con el paso del tiempo, característica propia de los carbones.
- La menor capacidad de almacenamiento que tiene este tipo de formaciones respecto a las otras dos opciones geológicas.

2.3.2 Almacenamiento oceánico

Otra posible opción de almacenamiento de CO₂ consiste en inyectarlo directamente en los fondos oceánicos (a más de mil metros de profundidad) a través de tuberías o barcos, quedando aislado de la atmósfera durante siglos. Con el paso del tiempo, el CO₂ disuelto y disperso se convertiría en parte del ciclo global del carbono. El almacenamiento oceánico aún no se ha demostrado a escala experimental y sigue en la fase de investigación. Además, algunos estudios indican que podría modificar gravemente las propiedades de las aguas oceánicas, por lo tanto, no tendrá mayor repercusión en este trabajo, salvo lo explicado anteriormente.

2.3.3 Carbonatación mineral

Gracias a este proceso, el CO₂ puede adoptar casi permanentemente una forma sólida ya que se produciría la fijación de dicho contaminante en rocas de silicatos mediante reacciones químicas con con los óxidos alcalinos y alcalinotérreos, formándose compuestos como el carbonato de calcio (CaCO₃) o el carbonato de magnesio (MgCO₃). Como resultado de esta reacción, no hay emisión de CO₂ a la atmósfera, además, los riesgos asociados son muy bajos, por lo que los lugares de eliminación no necesitan mucha vigilancia. Sin embargo, se requieren grandes cantidades de energía y de minerales para aplicar esta tecnología, provocando un impacto medioambiental negativo debido a la explotación minera, la eliminación de desechos y el almacenamiento de productos. Aún se necesitan grandes mejoras para que se convierta en una opción viable.

2.3.4 Mecanismos de entrapamiento

En las formaciones geológicas mencionadas anteriormente pueden aparecer varios mecanismos de entrapamiento de CO₂, que pueden ser tanto químicos como físicos. Algunos de ellos podrán actuar de forma inmediata y otros necesitarán un mayor tiempo para que actúen. A continuación, se explicarán los distintos mecanismos de entrapamiento:

2.3.4.1 Entrapamiento hidrodinámico

Este mecanismo consiste fundamentalmente en la fijación del CO₂ a través de la presión hidrostática ejercida por la columna de agua situada sobre el almacén. Los flujos del agua de la formación geológica pueden contribuir o no al mejor confinamiento.

2.3.4.2 Entrampamiento residual

Este mecanismo se basa en la capacidad que tiene un sólido para retener un fluido mediante las fuerzas capilares, provocando que parte del CO₂ inyectado quede atrapado en el espacio intergranular de los granos que conforman el almacén. La propiedad de humectabilidad de los granos también definirá la efectividad de esta trampa.

2.3.4.3 Entrampamiento estructural o estratigráfica

Las trampas estructurales constan de estructuras geológicas en estratos deformados, tales como fallas y pliegues, cuyas geometrías permiten la retención del CO₂.

Las trampas estratigráficas son una variedad de contenedor geológico sellado (formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias o rasgos sedimentarios) con capacidad para retener el CO₂.

2.3.4.4 Entrampamiento por disolución

Este fenómeno se produce por la fácil disolución del CO₂ en agua, formando un ácido débil. Depende principalmente de la presión, la temperatura y el contenido total de sales disueltas, de manera que cuando la presión aumenta y los otros dos parámetros disminuyen, la solubilidad del CO₂ aumenta.

2.3.4.5 Entrampamiento mineral

Consiste en el confinamiento de CO₂ disuelto en agua mediante reacción química con las rocas de la formación. La cantidad de CO₂ fijado y los tiempos de reacción dependen de la química del agua de los poros, de la mineralogía de la roca, de las impurezas que acompañen al CO₂ y de la longitud de los caminos de migración. Este conjunto de interacciones geoquímicas puede incrementar la capacidad de almacenamiento y, sobre todo, su efectividad.

3 CICLO ALLAM

*Si le hubiera preguntado a la gente qué querían,
habrían dicho caballos más rápidos.*

- Henry Ford -

El ciclo Allam, presentado originalmente en las conferencias de la Greenhouse Gas Control Technologies de Kyoto en 2012, ofrece un camino hacia un futuro energético sostenible mediante el uso limpio y económico de los hidrocarburos en un proceso que captura CO₂ (derivado de la combustión) para su posterior almacenamiento o reutilización. Este capítulo se centrará en la descripción del ciclo y su desarrollo, tanto técnico como comercial, así como en la tecnología utilizada.

3.1 Descripción del ciclo Allam

El ciclo Allam adopta un enfoque novedoso para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero mediante el empleo de la oxidación y de un fluido de trabajo de CO₂ supercrítico de alta presión en un ciclo altamente recuperado. El CO₂, que debe purgarse durante el proceso, sale a presión de la tubería con una alta pureza debido a las condiciones de operación del ciclo, mitigando así la necesidad de una captura adicional, además de una posterior limpieza y compresión del sistema. El ciclo puede utilizar una gran variedad de combustibles de hidrocarburos (incluido el gas natural o corrientes de gas natural que contengan H₂S y CO₂) y combustibles sólidos gasificados como carbón, residuos de refinación de petróleo y biomasa. A continuación, se verán las distintas configuraciones:

3.1.1 Ciclo Allam para combustible de gas natural

El ciclo Allam se basa en un ciclo Brayton altamente recuperado que utiliza como fluido de trabajo CO₂ supercrítico, además de recirculante, a alta presión y con una baja relación de presión, funcionando con una sola turbina que tiene una entrada de presión de 300 bar aproximadamente y una relación de presión de 10. A continuación, el esquema básico del ciclo que emplea combustible de gas natural se representa en la Figura 8, junto a un resumen de los valores del flujo de una planta a escala comercial (sin representar detalles adicionales para intercambiadores de calor, compresores y turbinas) mostrado en la Tabla 1.

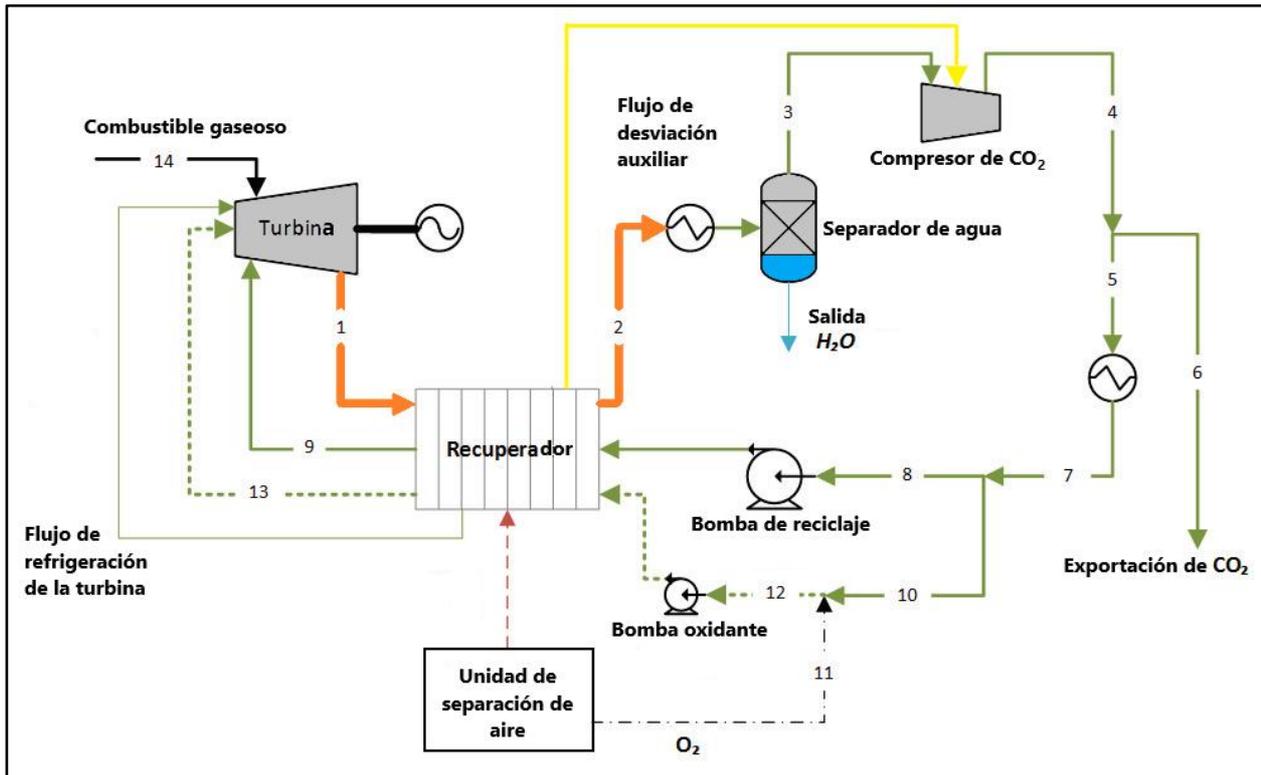


Figura 8. Esquema básico de una planta de ciclo Allam que emplea combustible de gas natural.

Un combustible gaseoso a presión (14) se quema en presencia de un flujo de oxidante caliente (13), compuesto por una mezcla de CO_2 y oxígeno nominalmente puro, y un diluyente reciclado de CO_2 caliente (9) a 300 bar aproximadamente en condiciones de combustión pobre. El flujo de escape que sale del combustor de la turbina se expande a 30 bar aproximadamente, reduciendo la temperatura a más de $700\text{ }^\circ\text{C}$ (1). Una vez que dicho flujo sale de la turbina, este ingresa en un intercambiador de calor de recuperación para transferir calor a una corriente de CO_2 reciclado a alta presión mencionada anteriormente (9), que actúa como diluyente para los productos de combustión y reduce la temperatura de entrada de la turbina a un nivel aceptable de $1150\text{ }^\circ\text{C}$, así como al flujo de oxidante (13), que proporciona oxígeno a la zona de llama del combustor. Al salir del intercambiador de calor primario (2), el flujo de escape de la turbina (1) se enfría hasta un valor cercano al de la temperatura ambiente y el agua derivada de la combustión se separa (3). Después, la corriente de fluido que contiene principalmente CO_2 se vuelve a comprimir (4), dando lugar a dos corrientes, una para ser enfriada (7) y, posteriormente, bombeada a aproximadamente 300 bar de presión, donde luego vuelve a entrar en el extremo frío del intercambiador de recuperación de calor, y la otra para exportar una pequeña cantidad de CO_2 de alta pureza desde un punto de recompresión hasta una tubería de CO_2 de alta presión (6), manteniendo el equilibrio de masa dentro del ciclo semicerrado. Esta exportación neta es aproximadamente el 5% del flujo total de reciclaje, lo que significa que la mayoría del mismo se recicla. En un punto antes de la entrada al intercambiador de calor, una parte del CO_2 reciclado (10) se mezcla con oxígeno (11) para formar una corriente de mezcla oxidante (12) que se alimenta por separado al intercambiador de calor y a la turbina. Dentro del intercambiador de calor principal, los flujos de reciclaje (8 y 12) se vuelven a calentar gracias al flujo de escape de la turbina caliente (1) antes de regresar al combustor de la turbina a temperaturas superiores a $700\text{ }^\circ\text{C}$.

Tabla 1. Valores de las corrientes de flujo de un ciclo Allam de gas natural.

Corrientes	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Flujo másico (kg/s)	Composición
1	727	30	923	CO ₂ , H ₂ O
2	43	29	564	CO ₂ , H ₂ O
3	17	29	563	CO ₂
4	23	100	909	CO ₂
5	23	100	881	CO ₂
6	23	100	28	CO ₂
7	16	100	881	CO ₂
8	16	100	689	CO ₂
9	717	312	586	CO ₂
10	16	100	191	CO ₂
11	16	100	41	O ₂
12	2	99	233	CO ₂ , O ₂
13	717	310	233	CO ₂ , O ₂
14	266	330	10	Gas natural

Los puntos de operación de un ciclo Allam simplificado se muestran en un diagrama de presión-entalpía para CO₂ puro en la Figura 9. Este diagrama muestra una condición de entrada de la turbina, representada en el punto A, de 300 bar y 1150 °C. La condición de salida de la turbina (teniendo en cuenta que la presencia de combustible, impurezas derivadas de la combustión, H₂O, N₂ inerte, Ar y O₂ modificarán ligeramente las propiedades físicas del CO₂ puro) presenta una presión de 30 bar, definida en el punto B, que también se refiere a la entrada del extremo caliente del intercambiador de calor de recuperación. La transferencia de calor del combustible al combustor es equivalente al tramo K-A. El calor transferido desde el escape de la turbina a la corriente de reciclaje de alta presión es el tramo B-C y el calor recibido por la corriente de reciclaje de esta transferencia de calor es el K-J. Después del enfriamiento ambiental desde el punto C hasta D y de la separación del agua, el escape enfriado de la turbina entra en un compresor de CO₂ de dos etapas con una entrada de intercooler en el punto E, donde se enfría hasta el punto F, mientras que en la segunda etapa, se comprime desde el punto F hasta G a una presión superior a la crítica de la corriente de CO₂. El intercooler, que se encuentra después del compresor, enfría la corriente supercrítica de CO₂ hasta un valor cercano al de la temperatura ambiente en el punto H, dando como resultado un aumento en la densidad de 0.15 kg/m³ a 0.85 kg/m³. Luego, una bomba centrífuga de etapas múltiples eleva a 300 bar la presión del fluido de trabajo desde el punto H hasta el punto I. En este tramo, se elimina el producto neto del CO₂ y, a continuación, el flujo restante ingresa al intercambiador de calor de recuperación. Una porción de calor de la unidad de separación de aire transfiere energía desde el punto J hasta el I (se abordará a continuación). El escape caliente proporciona energía recuperada en el tramo K-J, para luego generar energía de recalentamiento total en el tramo K-I. El flujo calentado de CO₂ reciclado sale del economizador y entra en el combustor en el punto K, donde se mezcla con los productos de la combustión de una corriente de metano quemada con oxígeno.

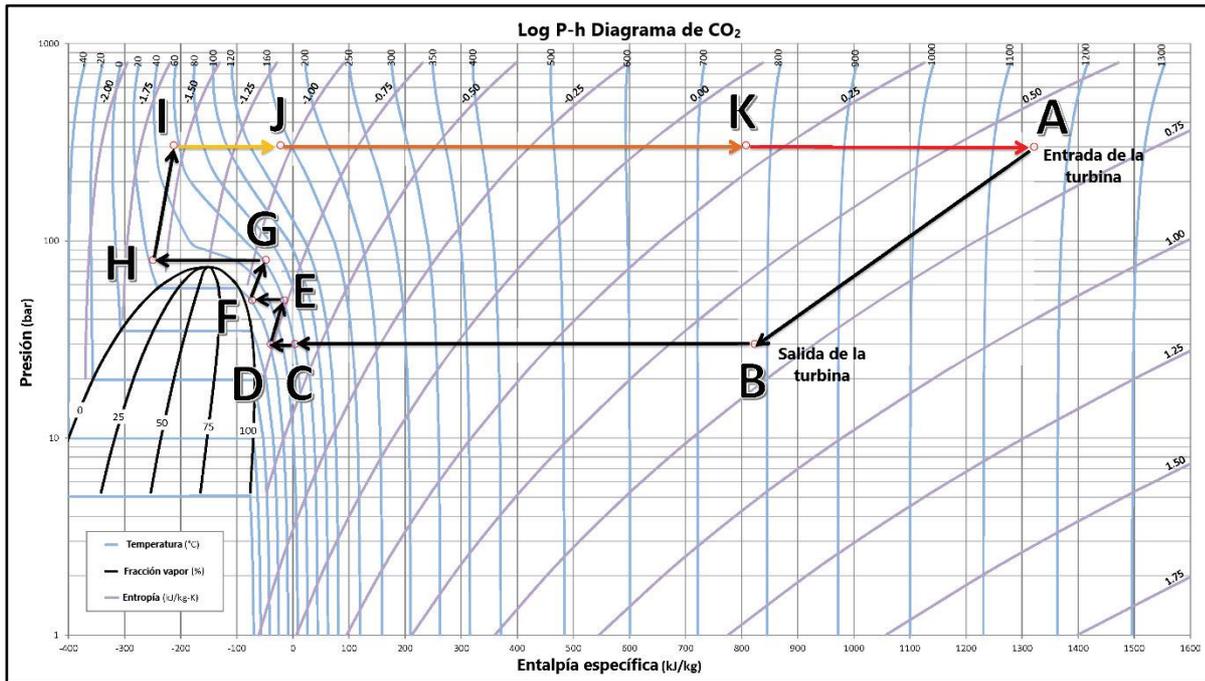


Figura 9. Diagrama de presión-entalpía del ciclo Allam simplificado para CO₂ puro.

Al haber una gran diferencia de calor específico del CO₂ entre la corriente de reciclaje de 300 bar y el flujo de escape de la turbina de 30 bar en el extremo de baja temperatura del intercambiador de calor de recuperación, existe un desequilibrio muy significativo entre el calor liberado por la baja presión en el escape de la turbina (B-C) y el calor requerido para elevar la temperatura de la corriente de reciclaje de alta presión (K-I). Este desequilibrio (equivalente al tramo I-J) puede ser corregido agregando una cantidad significativa de calor generado externamente en el rango de 100 °C a 400 °C en los 300 bar de la corriente de CO₂ reciclado. Una posible fuente de calor puede provenir de la operación adiabática de los compresores de aire de la unidad de separación del aire y del compresor de reciclaje del CO₂. Aunque esto aumenta la potencia del compresor, el balance es positivo. La transferencia de potencia adiabática total a la corriente de CO₂ reciclado produce una caída equivalente en la entrada de energía de combustible requerida debido a la reducción de la diferencia de temperatura en el extremo caliente del intercambiador de calor de recuperación.

Un factor importante para lograr una alta eficiencia del ciclo neto es utilizar una alta temperatura de entrada de la turbina. Sin embargo, esta temperatura está limitada por la temperatura máxima permitida en el escape de la turbina, que depende de la presión de operación seleccionada y del nivel de tensión permisible para una aleación con alto contenido de níquel, teniendo un valor de entre 700 °C y 750 °C. Esto lleva a una restricción de temperatura de entrada de la turbina en el rango de 1100 °C a 1200 °C.

3.1.2 Ciclo Allam para combustibles sólidos

Un combustible sólido como el carbón o la biomasa debe convertirse en un gas antes de que pueda utilizarse como combustible en el sistema de alimentación del ciclo Allam. Un esquema básico del proceso del ciclo Allam funcionando con carbón está representado en la Figura 10, que incorpora un gasificador de carbón enfriado por agua, donde el combustible gaseoso sale entre 250 °C y 300 °C. El enfriamiento con agua, más un lavado adicional de este, seguido de una filtración final de

partículas finas eliminarán toda la escoria y la materia inorgánica producida por la mezcla del vapor con el combustible gaseoso. Luego, en un intercambiador de calor, se condensa el vapor para su posterior eliminación y se transfiere una pequeña cantidad de calor al agua de enfriamiento y a la corriente de reciclaje de CO_2 a alta presión mediante el enfriamiento de la corriente filtrada de gas a una temperatura cercana a la del ambiente.

Después de la limpieza previa a la combustión, el combustible gaseoso se quema con exceso de aire, convirtiendo a cualquier impureza (como H_2S , CS_2 , NH_3 y HCN) en su forma oxidada (SO_2 , NO , H_2O y N_2). Los gases de escape se expanden a través de una turbina y luego, transfieren calor a la corriente fría de entrada del gas reciclado en el intercambiador de calor primario. Después, los gases de escape se enfrían por contacto directo para condensar el agua derivada de la combustión, produciendo la oxidación y eliminación de cualquier impureza restante como H_2SO_4 y HNO_3 . La concentración de H_2SO_4 dependerá de la temperatura ambiente de enfriamiento y del contenido de azufre en el carbón utilizado. El H_2SO_4 puede ser convertido directamente a CaSO_4 por reacción con un lodo de piedra caliza en un reactor de tanque agitado, además, $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$ es altamente soluble en agua y se puede recuperar por separado si se desea. También, el ácido nítrico presente puede eliminar en gran medida cualquier contaminante de mercurio.

Después de la eliminación de las impurezas posterior a la combustión, se devuelve el CO_2 reciclado de vuelta al combustor a través del intercambiador de calor principal, mientras se purga una porción del CO_2 limpio a una tubería para mantener el balance de masa del sistema. Además, una pequeña parte del flujo de reciclaje puede distribuirse de nuevo a la etapa de preparación y alimentación del carbón.

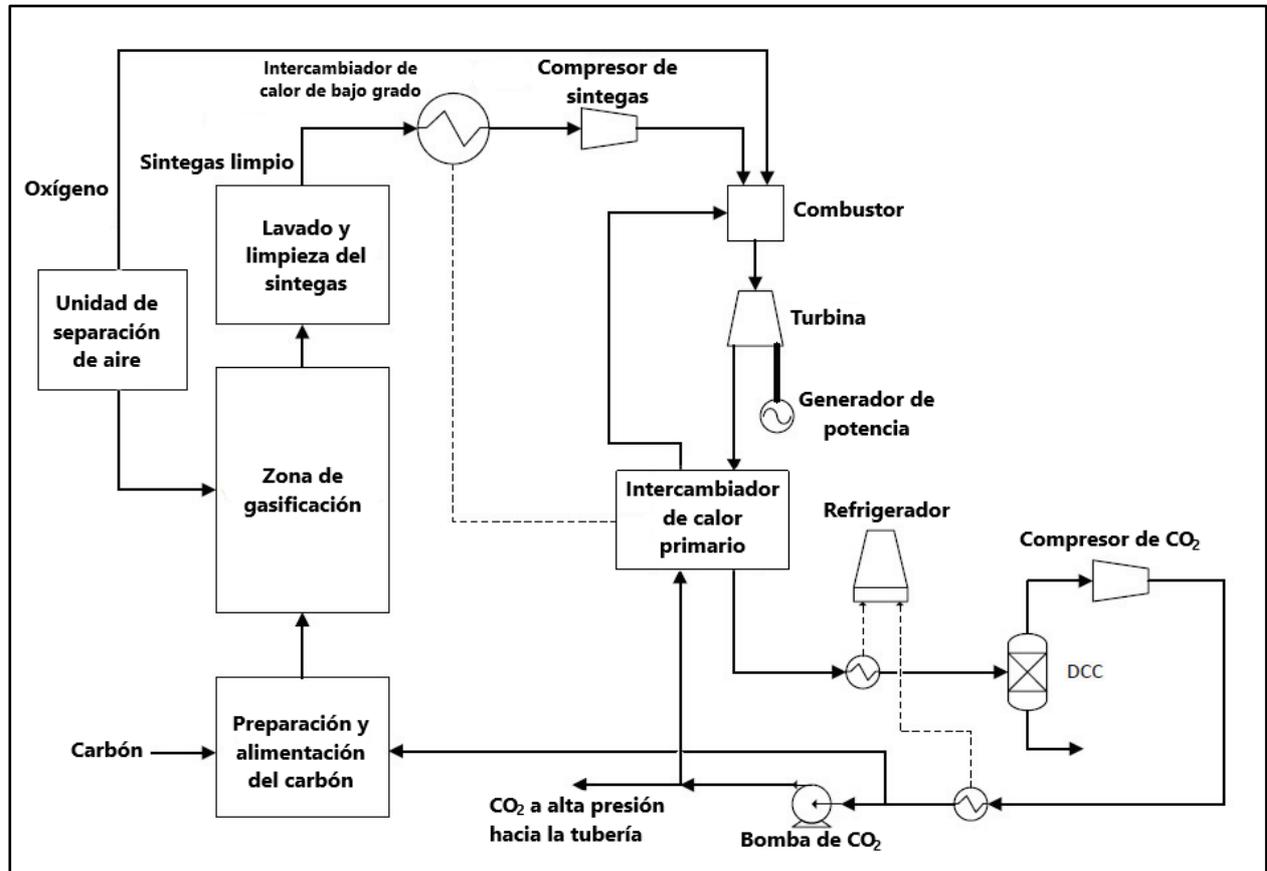


Figura 10. Esquema del proceso del ciclo Allam de combustible sólido.

3.2 Desarrollo del ciclo Allam

El ciclo Allam comenzó a desarrollarse gracias al trabajo realizado por la compañía 8 Rivers Capital, aunque el desarrollo específico del ciclo Allam de gas natural y la construcción de la planta de demostración de 50 MWth en La Porte, Texas, ha sido realizado por NET Power, una empresa propiedad de 8 Rivers, Exelon Generation y CB&I. En 2018, dicha planta demostró la operatividad completa del ciclo, incluyendo arranque, apagado, seguimiento de carga, operaciones de emergencia y operación de carga parcial, además de las pruebas de duración de los componentes. En cuanto a estos, se ha desarrollado una novedosa turbina supercrítica de combustión de CO₂ gracias a la colaboración de NET Power con Toshiba Corporation; además, Heatric ha diseñado y fabricado un intercambiador de calor recuperativo de alta presión.

La primera planta comercial de ciclo Allam a gran escala de 300 MWe, que utiliza como combustible gas natural, está actualmente en diseño y se espera que entre en funcionamiento en 2022. Se ha completado un estudio previo para demostrar la viabilidad en aspectos técnicos y económicos de la planta a escala comercial, dando lugar al compromiso de numerosos socios comerciales que están examinando las potenciales ventajas. La compañía 8 Rivers Capital también sigue avanzando en el gasificado a base de carbón del ciclo Allam, después de haber completado varios estudios de diseño de factibilidad. Las actividades actuales se centran en el diseño de la cámara de combustión, la validación del novedoso sistema (diseñado por 8 Rivers) de eliminación de impurezas producidas por el carbón, las pruebas de corrosión y la selección del gasificador.

En los próximos apartados, se profundizará en todo lo comentado anteriormente a través del desarrollo técnico y comercial del ciclo:

3.2.1 Desarrollo técnico del ciclo Allam

En este caso, el desarrollo técnico se centra en el uso sistemático del conocimiento y la investigación para llevar a cabo todo lo relacionado con el ciclo Allam, incluyendo el diseño, desarrollo, mejora de prototipos, procesos, productos, servicios o modelos organizativos. A continuación, se describirá tanto el desarrollo técnico para combustible de gas natural como para combustible sólido:

3.2.1.1 Desarrollo técnico para combustible de gas natural

La crisis económica de 2008 impulsó a 8 Rivers Capital a diseñar una nueva forma de generar energía libre de emisiones de dióxido de carbono. Para ello, se fundó en 2010 la compañía NET Power, dispuesta a desarrollar la primera planta de energía de dióxido de carbono supercrítico basada en el ciclo Allam, incorporándose años más tarde dos nuevos inversores, McDermott y Exelon. La incorporación de ambos inversores supuso un gran avance en el desarrollo de dicha planta, ya que McDermott proporcionó experiencia en ingeniería y construcción petroquímica y Exelon una amplia experiencia operativa y de generación de energía, dando lugar a la construcción de la planta de prueba y demostración de 50 MWth en 2016 en La Porte, Texas. Esta planta sirvió para demostrar el funcionamiento del ciclo Allam, presentado por primera vez en GHGT-11 de Kioto en 2012 como una tecnología novedosa en la captura de carbono, además de la validez del rendimiento, la metodología de control, los objetivos de operación y la durabilidad de los componentes. Debido al éxito de la planta, se unió en 2018 otro inversor, OXY Low Carbon Venture, proporcionando

experiencia en almacenamiento de CO₂. Actualmente, se están desarrollando múltiples proyectos comerciales por todo el mundo y la operación de la primera planta de ciclo Allam de 300 MWe a escala comercial está prevista para el año 2022. Mientras tanto, el ciclo Allam para combustibles sólidos está en investigación y desarrollo, pero este tema se verá más adelante.

A continuación, se resumirá las actividades realizadas para el desarrollo del ciclo Allam:

- La planta de prueba y demostración de 50 MWth basada en el ciclo Allam para combustibles de gas natural demostró el funcionamiento del ciclo y verificó el diseño junto con la operación del sistema y sus componentes individuales. Su puesta en servicio empezó en 2016, pero su funcionamiento continuo y la transferencia de energía a la red no ocurrió hasta 2018, convirtiéndose en la primera planta de energía de dióxido de carbono supercrítico. El diseño del proceso de la planta fue desarrollado por 8 Rivers, mientras que CBI realizó la ingeniería, adquisición y posterior construcción de la planta. Además, la planta ha estado operada por Exelon. En cuanto a algunos de los componentes, Air Liquide instaló la red de tuberías encargadas de proveer oxígeno, Heatric incorporó el intercambiador de calor recuperativo de alta presión y Toshiba suministró la turbina y el generador eléctrico.
- Toshiba Corporation desarrolló el diseño de una turbina para un sistema de 500 MWth. El objetivo en el diseño de la turbina para la planta de demostración fue adaptar el tamaño del mismo para proporcionar un rendimiento aproximado al de la turbina comercial de mayor tamaño. La turbina se construyó combinando la tecnología de una turbina de vapor de alta presión (utilizando una carcasa de presión interior y exterior) con la tecnología de una turbina de gas (para revestimientos y enfriamiento interno de los álabes de la turbina y la carcasa interior). Comenzando con la operación exitosa de una unidad de prueba de 5 MWth, Toshiba desarrolló un combustor de alta presión, que alcanzó la presión de prueba máxima requerida de 300 bar en 2013. Toshiba también patentó un sistema de control de turbinas adaptada a la metodología de diseño de procesos de NET Power.
- Heatric completó el diseño y la fabricación del intercambiador de calor recuperativo de alta presión primario. Su técnica de fabricación consistió en la soldadura por difusión de una serie de canales dando lugar a una unidad multicanal sellada. Esta, a su vez, se combinó con otras para formar bloques monolíticos que componen la batería del intercambiador de calor, que se fabricó en cuatro conjuntos separados. La sección de alta temperatura (fabricada con aleación 617, que es capaz de soportar la temperatura de funcionamiento requerida a una presión de 300 bar) funciona para enfriar el flujo de escape de la turbina desde aproximadamente 700 °C hasta 550 °C. Las tres secciones restantes enfrían el escape de la turbina a una temperatura de salida de aproximadamente 60 °C. Estos están fabricados en acero inoxidable 316L.
- 8 Rivers desarrolló un modelo de simulación dinámica para la planta de demostración de 50 MWth, verificando aún más la funcionalidad esperada de una planta a escala comercial, que está siendo diseñada por el equipo de NET Power y generará una potencia de 300 MWe aproximadamente.
- 8 Rivers ha completado varios estudios de diseño sobre la aplicación del ciclo Allam en diversas situaciones operativas prácticas, además de mejorar el diseño del ciclo Allam de combustible sólido gasificado, que ha incluido el trabajo experimental de un sistema de purificación de SO_x/NO_x con la cooperación de un consorcio del estado de Dakota del Norte. Otros estudios han demostrado que el uso de gas natural licuado permitirá que el escape de la

turbina (después del secado y enfriamiento hasta casi la temperatura atmosférica) se licue y luego se bombea a la presión de funcionamiento de 300 bar para la corriente de reciclaje de CO_2 . Esto elimina el paso energéticamente costoso de la compresión del gas hasta el estado de CO_2 supercrítico y, de la misma forma, ahorra el calor necesario para calentar el gas natural licuado a temperatura ambiente. También hay que tener en cuenta que las centrales eléctricas de ciclo de vapor de carbón existentes, se pueden mejorar calentando el vapor sobrecalentado que sale de la caldera en el intercambiador de calor recuperativo del ciclo Allam, lo que permite una producción adicional con mayor eficiencia sin emisiones adicionales de CO_2 .

3.2.1.2 Desarrollo técnico para combustible sólido

Paralelamente al desarrollo del sistema de ciclo Allam de gas natural, 8 Rivers está desarrollando un proceso para utilizar combustibles sólidos en el ciclo Allam (incluyendo carbón y biomasa) que está alcanzando una etapa avanzada de investigación, desarrollo y demostración de componentes. Este ciclo de combustible sólido tiene la ventaja de utilizar el ciclo de energía básico descrito anteriormente, junto con sus beneficios asociados de costo y rendimiento, pero con un combustible derivado de "gas de síntesis" ($\text{CO} + \text{H}_2$) que se genera mediante un proceso de gasificación convencional. Las posibles materias primas para este proceso incluyen carbón, residuos de refinerías (como alquitrán y coque de petróleo), biomasa preparada y desechos sólidos. En el caso del carbón, el combustible se prepara mediante molienda y alimentación de carbón (utilizando procesos de alimentación en suspensión o en seco) seguido de la gasificación en un gasificador utilizando oxígeno puro; luego se somete a un enfriamiento con gas de síntesis y a la eliminación de cenizas, finalizando con un enfriamiento final hasta casi la temperatura atmosférica. Existen algunos aspectos ventajosos del ciclo Allam basado en el carbón que exigen una consideración especial:

- Gasificador y entrada de carbón: el ciclo Allam puede utilizar la tecnología del gasificador existente y registrar altas eficiencias independientemente del tipo de carbón. El gasificador de ciclo Allam óptimo es un gasificador de enfriamiento por agua que proporciona una mayor simplificación del proceso junto con una reducción correspondiente en el costo de capital y una mayor confiabilidad. Este gasificador también ofrece una excelente eliminación de cenizas sin los problemas de deposición y taponamiento debido a la condensación de contaminantes, además, produce una corriente de gas formada por una mezcla de 30% a 50% de gas de síntesis más vapor, con una composición exacta que depende de la presión de gasificación. El enfriamiento del gas de síntesis desde 260 °C aproximadamente hasta casi la temperatura ambiente libera una gran cantidad de calor a baja temperatura (derivado principalmente del vapor de condensación) transfiriéndolo al ciclo Allam. El efecto de esto es recuperar la mayor parte del calor sensible presente en el gas de síntesis producido a partir del carbón gasificado, que está manteniendo en la sección de oxidación parcial del gasificador una temperatura de más de 1400 °C. Esto significa que el gasificador de enfriamiento por agua tiene una eficiencia efectiva de aproximadamente el 90%.
- No se necesita un reactor de cambio de agua y gas: la integración de la gasificación de carbón y la energía del ciclo Allam elimina la necesidad de convertir el CO en H_2 , lo que ahorra el costo de los convertidores de cambio catalíticos. El ciclo Allam asegura que cerca del 100% del carbono derivado del carbón se produce como CO_2 a una presión en una tubería de normalmente 150 bar.

- Facilidad de eliminación de contaminantes: no son necesarios los complejos y costosos sistemas de tratamiento de gas requeridos en las plantas de gasificación de carbón convencionales para eliminar H_2S , COS , CS_2 y la gran cantidad de CO_2 producidos por la conversión de CO en H_2 para el correcto funcionamiento de la turbina.
- Consumo reducido de agua: el ciclo Allam de combustible sólido tiene ahorros considerables de agua en comparación con la gasificación integrada en ciclo combinado (GICC). El ciclo Allam basado en el carbón ha sido objeto de varios análisis de viabilidad, que han demostrado que el sistema puede funcionar con una eficiencia eléctrica neta de hasta el 52%, utilizando sistemas de gasificación disponibles comercialmente y con captura total de carbono. Esto supone una mejora significativa con respecto a la GICC, que tiene una eficiencia eléctrica neta de un 42% aproximadamente y opera sin captura de carbono.

Aunque se han identificado cuatro obstáculos de desarrollo para la comercialización del ciclo Allam de combustible sólido:

1. Selección de la tecnología del gasificador adecuada (optimizando el costo y el rendimiento).
2. Manejo de la corrosión por impurezas adicionales que se encuentran en el gas de síntesis derivado del carbón.
3. Métodos de eliminación de contaminantes del sistema.
4. Desarrollo de la cámara de combustión de ciclo Allam para combustibles de bajo poder calorífico y que contienen hidrógeno.

8 Rivers se ha asociado con varias organizaciones industriales y gubernamentales en el estado de Dakota del Norte para emprender un programa de 5 millones de dólares, que abordará cada uno de estos inconvenientes.

3.2.2 Desarrollo comercial del ciclo Allam

En la actualidad, se ha producido un aumento del precio de la electricidad debido a la necesidad de incorporar nuevos equipos que capturen el CO_2 producido por la combustión de hidrocarburos, sin embargo, el ciclo Allam permite que las plantas de generación de energía produzcan electricidad a precios comparables a las fuentes de energía tradicionales que emiten CO_2 a la atmósfera. Sin costo adicional a la electricidad, el CO_2 purgado del ciclo Allam se captura con la pureza y la presión suficiente para ser exportado inmediatamente, presentando un claro y significativo potencial de mercado en el sector eléctrico. Además, la tecnología del ciclo Allam puede tener un rango elevado de aplicaciones en el mercado, como en los sistemas de generación de energía eléctrica o en los medios de transporte, donde, a largo plazo, puede tener un papel importante tanto en los vehículos eléctricos como en los de hidrógeno ya que puede ser una fuente de electricidad de bajo costo económico y bajas emisiones de carbono. Igualmente, se están realizando desarrollos tecnológicos para utilizar dicho ciclo en la producción de hidrógeno a bajo costo.

En un plazo más cercano, el ciclo Allam puede ser fundamental en la producción de combustibles fósiles y en el aprovechamiento de las emisiones del sector eléctrico. Las plantas del ciclo Allam

pueden exportar el CO₂ purgado a la gran red de oleoductos de CO₂ que ya existe en los EE.UU., que son utilizados principalmente por la industria de recuperación de petróleo. Cuando el CO₂ purgado en la producción de energía se utiliza para la recuperación de petróleo, el efecto neto del proceso mejora significativamente el perfil de emisiones en ambos sectores. El CO₂ capturado de las fuentes de energía compensa las emisiones de los combustibles fósiles durante su transporte. Además, la demanda de CO₂ para una mejor recuperación de petróleo impulsa el desarrollo de una infraestructura de transporte de CO₂ que luego puede utilizarse para otros fines, como el secuestro geológico directo de CO₂.

Los dos motivos principales que impulsan la disminución del uso del carbón son su impacto ambiental y el bajo coste del gas natural. Sin embargo, la versión del ciclo Allam que utiliza carbón ayuda a abordar ambos problemas ya que se utiliza el carbón de tal manera que permita la captura total no solo del CO₂, sino también del SO_x, NO_x y mercurio. Además, el ciclo Allam aumenta la competitividad del carbón frente al gas natural porque es aproximadamente 10 puntos porcentuales más eficiente que los ciclos tradicionales del carbón; incluso el CO₂ del ciclo Allam se puede utilizar para extraer metano del carbón. Por lo tanto, ya sea mediante el uso directo de carbón para la generación de energía o mediante la extracción de metano del carbón, el ciclo Allam puede provocar un alivio económico para las regiones que se han visto duramente afectadas por la disminución de la demanda de carbón y permitir que las regiones del mundo que continúen quemando dicho combustible puedan obtener energía de manera económica y sin emisiones de CO₂ al aire.

El ciclo Allam también puede afectar a la utilización y a los mercados del gas natural porque se ha diseñado una versión que se puede acoplar a una planta de regasificación de GLP, lo que permite eficiencias cercanas al 67 %. Esto se logra utilizando el GLP frío para enfriar la corriente de reciclaje de CO₂ del ciclo hasta un punto en el que se pueda bombear directamente, eliminando el paso de compresión que consume mucha energía. En entornos con un elevado precio del gas, como las naciones que dependen del GLP importado, estas altas eficiencias pueden permitir que la generación de energía a través del gas sea más económica, asimismo, dejarían a las tecnologías de ciclo combinado económicamente obsoletas. Igualmente, para las regiones productoras de gas natural, el ciclo Allam puede reducir aún más el costo del mismo ya que el ciclo permite la posibilidad de quemar directamente gases no procesados, evitando así los costosos pasos necesarios en el procesamiento del gas para el transporte por tuberías y la generación de energía. Otras oportunidades comerciales derivan de los gases inherentes al proceso de oxi-combustión del ciclo, incluyendo argón y nitrógeno. Teniendo este último un papel importante en la fabricación de amoníaco, urea y fertilizantes.

Como puede verse en la figura 11, se han analizado los cuatro posibles principales mercados para determinar una aproximación del mercado total para el ciclo Allam:

1. El mercado mundial de plantas de combustibles fósiles nuevas y de sustitución hasta 2025.
2. El mercado mundial de plantas de combustibles fósiles nuevas y de sustitución hasta 2040.
3. Las necesidades de CO₂ para mejorar la recuperación de hidrocarburos de los yacimientos petrolíferos.
4. Las necesidades de CO₂ para mejorar la recuperación de metano de los yacimientos de carbón.

También, se deben considerar varias notas importantes:

- Las leyes fiscales pueden proporcionar mejoras económicas sustanciales al secuestro de CO₂ y a una mejor recuperación de combustible.
- Los estándares de combustibles bajos en carbono, como los de la UE, pueden aceptar el uso de tecnologías como el ciclo Allam para reducir el impacto ambiental del carbono en el negocio de los combustibles fósiles y podrían generar más oportunidades de mercado.
- Hay muchos más usos para el CO₂ que la recuperación de hidrocarburos o la generación de energía, como puede ser la producción de cemento en la industria de la construcción o la creación de aspirinas en la farmacéutica.

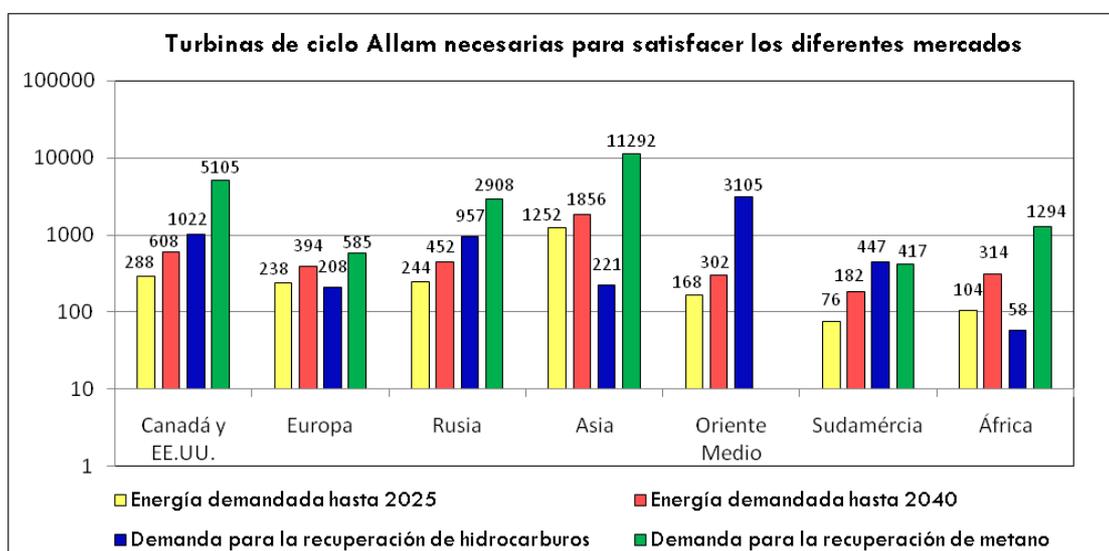


Figura 11. Mercado total aproximado para el ciclo Allam. Fuente: 8 Rivers.

Dadas las diversas aplicaciones y beneficios del ciclo Allam que se han discutido, está claro que existe una variedad de oportunidades de desarrollo. En la actualidad, el programa de desarrollo comercial para el ciclo Allam se centra en el diseño de una planta de gas natural de 300 MWe con un enfoque en impulsar la competitividad a través de un alto nivel de modularidad y eficiencia de fabricación. Mientras tanto, los componentes que son exclusivos del ciclo Allam que funciona con carbón, se desarrollarán y demostrarán para que puedan seguir rápidamente el despliegue comercial del ciclo para el gas. El desarrollo de una cámara de combustión más eficiente (capaz de quemar gas natural, gases no procesados y gas de síntesis) es esencial para ese proceso. Siguiendo estos objetivos, el desarrollo del ciclo Allam puede extenderse a nuevos campos o a versiones más avanzadas del ciclo, que incluyen: la producción de N₂ y H₂, mayor explotación de la economía de escala y el desarrollo de unidades más pequeñas y modulares.

En cuanto a la primera planta comercial de 300 MWe, la etapa de diseño preliminar se completó por primera vez en 2013 y se utilizó como base para el diseño de la planta de demostración, que ha sido, a su vez, un factor clave para el desarrollo del ciclo ya que los datos obtenidos han permitido que varias empresas colaboren en la construcción y operación de esta planta comercial, que se espera que empiece a funcionar en 2022. En la actualidad, esa etapa se está actualizando, basándose en las lecciones aprendidas de la planta de demostración.

La unidad comercial se está diseñando en torno a principios de optimización de costos y rendimiento, con un enfoque especial en incorporar conceptos avanzados de diseño modular. Los objetivos de rendimiento actuales para la primera planta comercial se presentan en la tabla 2 a continuación:

Tabla 2. Funcionamiento esperado en la primera planta comercial de 300 MWe. Fuente: NET Power.

Cualidad del ciclo	Valor esperado
Potencia de salida neta	303 MW
Entrada térmica del gas natural	511 MW
Consumo de oxígeno	3555 MT/día
Flujo de salida de la turbina	923 kg/s
Condición de entrada de la turbina	300 bar a 1158°C
Condición de salida de la turbina	30 bar at 727°C
Potencia de la planta de oxígeno	56 MW
Potencia de compresión del CO ₂	77 MW

3.3 Tecnología del ciclo Allam

El diseño del ciclo Allam opera en gran medida con el uso de equipos ya probados en el sector energético, petroquímico o la industria del gas. Sin embargo, era necesario desarrollar algunos equipos principales como la novedosa turbina de combustión proporcionada por Toshiba y el intercambiador de calor de circuito impreso de la compañía Heatric, que se explicarán con más detalles a continuación.

3.3.1 Toshiba: turbina y combustor

Toshiba ha desarrollado una nueva turbina, además de un combustor, para que coincida con las condiciones únicas del ciclo Allam a través de la integración de la tecnología que se encuentra tanto en turbinas de gas como en las de vapor. Este diseño híbrido permite que el combustor y la turbina puedan operar con una temperatura de entrada relativamente alta junto con una alta presión necesaria para el proceso. Para hacer frente a la alta temperatura de entrada, se han realizado diseños de refrigeración y recubrimientos térmicos basados en la tecnología de las turbinas de gas para el rotor, entre otras partes.

Los materiales de la turbina de gas se pueden usar en la mayor parte de la zona del gas caliente ya que la temperatura no es extremadamente alta en comparación con las turbinas de gas existentes. Sin embargo, la forja a base de Ni se utiliza en la parte central del rotor para garantizar que se cumplan varios criterios de diseño: primero, que el diseño del rotor siga siendo simple y libre de geometría compleja, segundo, para minimizar la cantidad requerida de flujo de enfriamiento, y tercero, para hacer frente a un elevado par de transmisión entre etapas. Además, se utiliza una estructura de doble carcasa que consta de una carcasa exterior y varias carcasas internas para operar de manera segura por debajo de la máxima presión de entrada recomendada. Esta disposición es típica en la tecnología de turbinas de vapor a alta presión.

El combustor es muy novedoso desde el punto de vista tanto del fluido de trabajo presente en la zona de combustión como de la presión elevada. La llama de combustión debe mantener la estabilidad a través de un rango de presión mayor que los combustores convencionales de turbinas de gas, comenzando a bajas presiones de encendido y aumentando gradualmente hasta un funcionamiento de presión de 300 bar.

Para acelerar la comercialización de esta tecnología, Toshiba comenzó con un diseño de ingeniería básico para ser utilizado en la planta de demostración, asegurando una gran similitud con la futura turbina comercial. El desarrollo inicial se llevó a cabo mediante las pruebas de un prototipo a pequeña escala (5 MWth). Estas pruebas resultaron fructíferas, alcanzando y validando la operación a la presión de combustión nominal a plena carga requerida de 300 bar con éxito en 2013. En estas pruebas, la llama de oxcombustible exhibió un comportamiento estable de difusión, además de la ausencia de nitrógeno en el combustor, evitando así la formación de NO_x y una combustión premezclada.

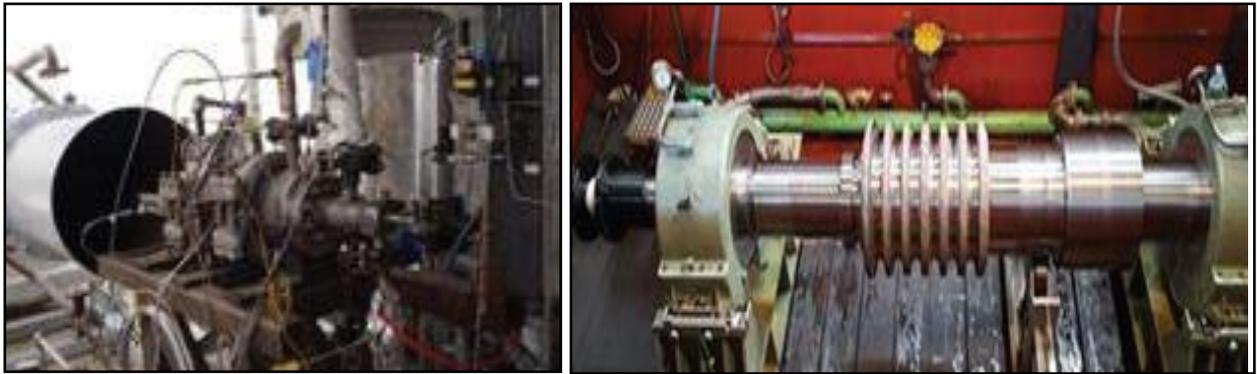


Figura 12. Banco de pruebas para una cámara de combustión de 5 MWth que funciona a 300 bar (izquierda) y rotor de la turbina de demostración (derecha). Fuente: Toshiba Corporation.

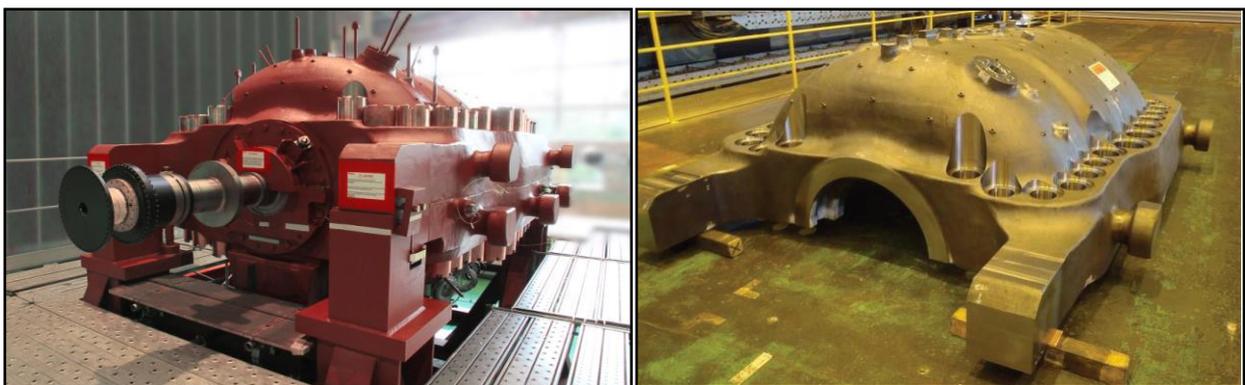


Figura 13. Turbina de demostración (izquierda) y carcasa exterior de la turbina de demostración (derecha). Fuente: Toshiba Corporation.

3.3.2 Heatric: intercambiador de calor de circuito impreso

Heatric es una compañía especializada en tecnología de transferencia de calor que se ha encargado del diseño y fabricación de un conjunto de intercambiadores de calor de alta presión y alto rendimiento para la planta de demostración de NET Power. Cada intercambiador se construye a partir de placas individuales de 1'6 mm de espesor en las que los canales de proceso se graban químicamente en una compleja disposición de patrones, lo que permite geometrías de flujo cruzado

en contracorriente o en paralelo, entre otros. Las placas se sueldan por difusión para formar un bloque, distribuyéndose el proceso uniformemente por todos los canales.

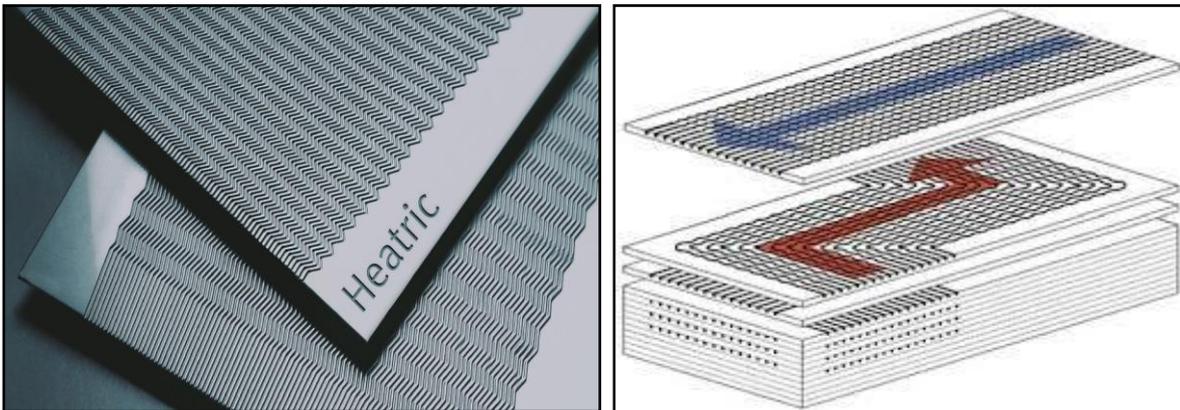


Figura 14. Placas individuales (izquierda) y esquema del bloque soldado por difusión (derecha).

El sistema de transferencia de calor se compone de una red de intercambiadores de calor de alta presión y temperatura de cuatro etapas para la corriente principal del proceso y un post-enfriador del compresor de reciclaje principal independiente. Los recipientes están diseñados para temperaturas entre 100 °C y 705 °C, así como presiones de hasta 300 bar aproximadamente.

El intercambiador de calor del proceso principal utiliza la corriente de escape caliente, que sale de la turbina de combustión Toshiba a 30 bar, para proporcionar energía a la corriente reciclada de CO₂ a alta presión del proceso principal y a la corriente de la mezcla oxidante que regresa al combustor.

La mayor parte de la superficie de la red de intercambiadores de calor por etapas está fabricada en acero inoxidable 316, minimizando el gasto de aleaciones con mayor coste económico, que están reservadas sólo para las secciones más calientes como en el intercambiador de calor de alta temperatura, que está construido con aleación 617.

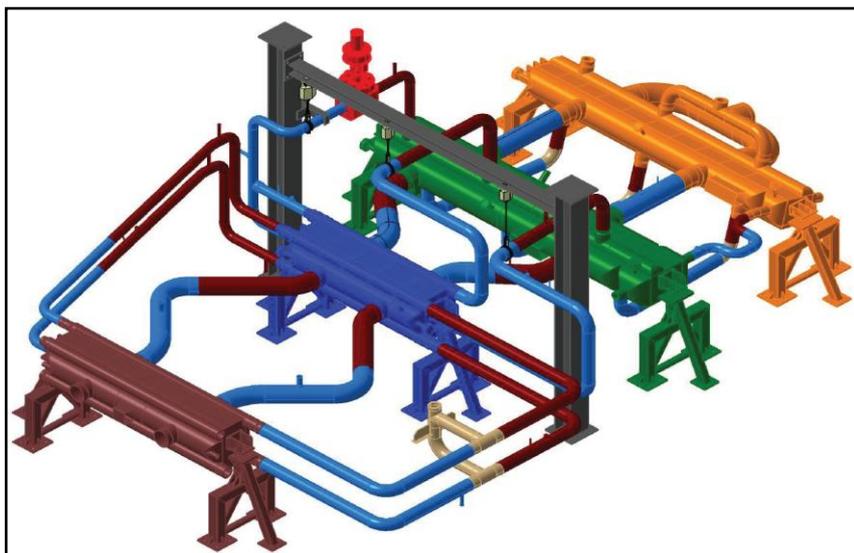


Figura 15. Red de intercambiadores de calor de la planta de demostración. Fuente: Heatric.

4 INTEGRACIÓN DEL CICLO ALLAM CON UN SISTEMA DE CSP

La unidad es la variedad, y la variedad en la unidad es la ley suprema del universo.

- Isaac Newton -

Tras la demostración de la viabilidad del ciclo Allam, los sistemas de energía solar han sido una de las principales opciones para ser implementadas en el funcionamiento del ciclo, dando lugar a nuevas vías de comercialización energética libres de carbono. Uno de los sistemas de energía solar que más se está estudiando en la implementación es la energía termosolar por concentración como se detallará a continuación.

4.1 Características de la energía termosolar por concentración

La energía termosolar por concentración, también conocida en inglés como *Concentrating Solar Power (CSP)*, se caracteriza por el uso de sistemas de concentración solar en la producción de electricidad. Dicha energía concentrada es transportada por un fluido calorífico que alimenta un ciclo de vapor, el cual se encarga de generar la energía eléctrica. Esta tecnología puede ser fundamental en las regiones que tienen una fuerte irradiación normal directa (IND). La concentración de la radiación se puede obtener a través de las siguientes tecnologías:

- **Receptor central:** el sistema de receptor central, también conocido como *Central Receiver Solar (CRS)*, utiliza pequeños espejos llamados heliostatos para concentrar la energía en lo alto de una torre fija (ver figura 16). El fluido calorífico circula desde la torre hasta el ciclo de potencia, pasando por el punto de concentración de los rayos solares. Este sistema se emplea para elevadas radiaciones incidentes.

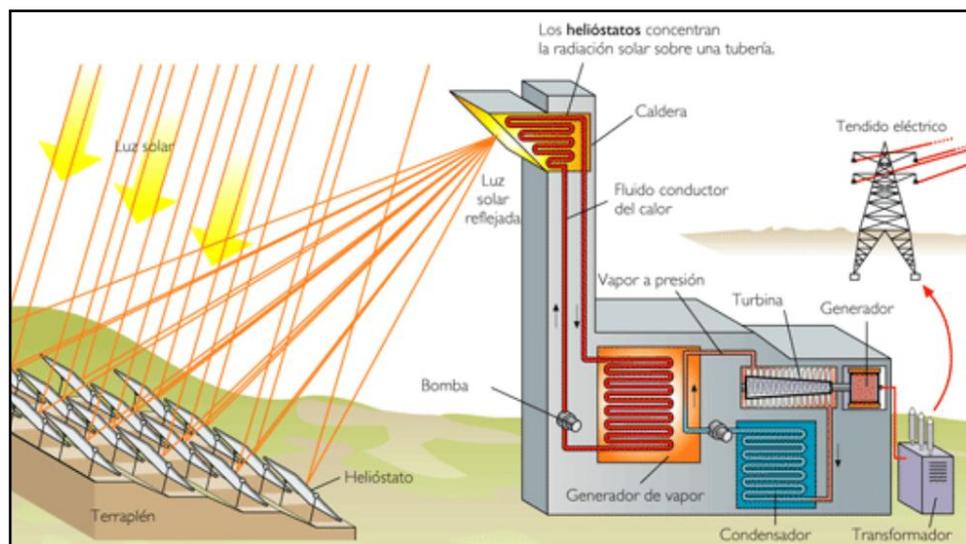


Figura 16. Esquema de un sistema de receptor central.

- **Disco parabólico:** está compuesto por una superficie concentradora de forma parabólica capaz de concentrar la componente directa de la radiación solar sobre el foco geométrico de dicha superficie. En el foco se sitúa un elemento capaz de aprovechar la energía térmica alcanzada en esa zona. Normalmente este elemento convierte la energía térmica incidente en energía mecánica a través de un motor Stirling, cuya salida es aprovechada por un alternador para generar energía eléctrica. Aunque ésta ha sido la principal aplicación, es posible aprovechar dicha energía térmica para otras aplicaciones como generar vapor directamente o utilizarlo como calor de proceso.

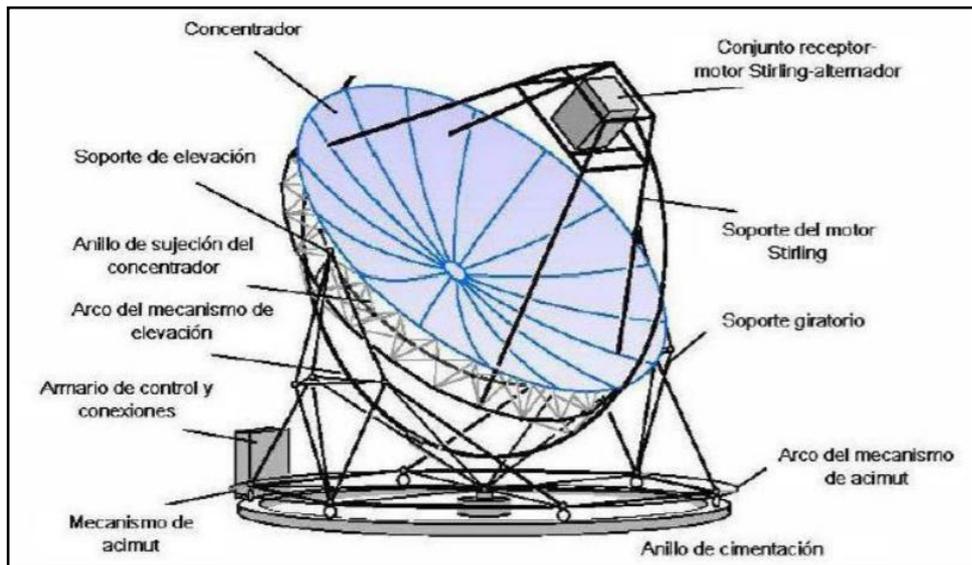


Figura 17. Esquema de un sistema de disco parabólico.

- **Colector lineal Fresnel:** el reflector lineal tipo Fresnel asemeja su forma y posición a la de una parábola, se podría decir que es un colector parabólico partido en diferentes trozos. Para ello, se utilizan largas filas de espejos planos ligeramente curvados que reflejan la radiación en un receptor lineal colocado a una cierta altura sobre los espejos. Por el interior de este receptor circula el fluido destinado al transporte del calor procedente del Sol.

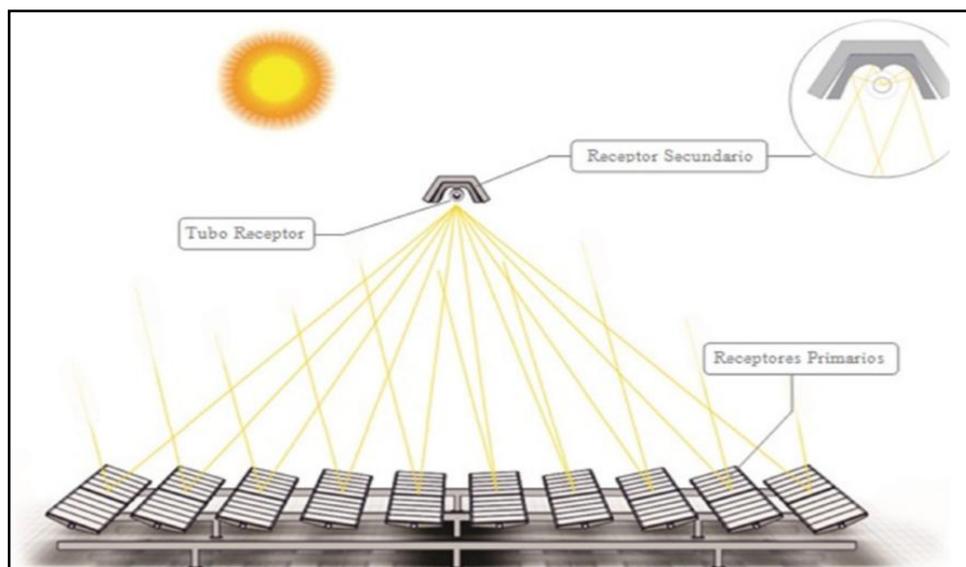


Figura 18. Esquema de un sistema con colector lineal Fresnel.

- **Colector cilíndrico-parabólico:** es un captador solar de concentración que transforma la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo. Este colector consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor (tubo absorbedor).

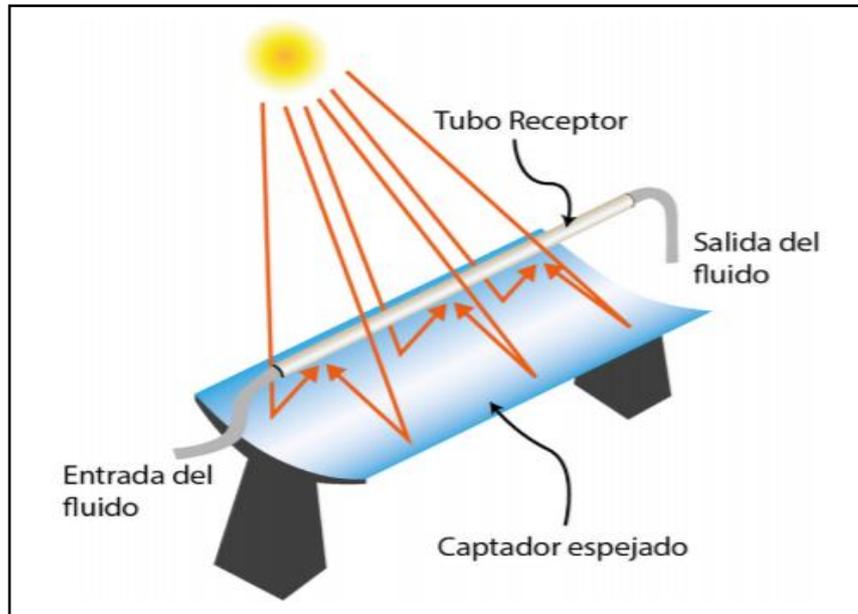


Figura 19. Esquema de un sistema con colector cilíndrico-parabólico.

Una vez conocidas las principales tecnologías de un sistema termosolar, hay que tener en cuenta que la mayor ventaja de este comparada con otras formas de energía es, sin duda, su limpieza y que puede ser obtenida sin ningún tipo de contaminación medioambiental. Además, una de las particularidades de dicho sistema es la capacidad de almacenar energía para ser usada posteriormente. También, con la integración de un sistema de generación energética de apoyo, se puede obtener una tecnología completamente flexible en cuanto a la demanda, a diferencia de otras técnicas como la eólica o la fotovoltaica

Existen diversas aplicaciones además de la generación de electricidad, como la producción de calor para procesos industriales, la cogeneración de calor, frío y electricidad, la desalinización de agua, etc. Una de las prácticas que se están investigando y que también hace atractiva a la energía termosolar es su contribución a los combustibles solares. Por medio de procesos termoquímicos es posible producir hidrógeno utilizando como fuente de calor la radiación solar. Este avance podría suponer una gran serie de ventajas en la producción de combustibles líquidos, limpieza de oleoductos o generación de electricidad, aunque aún se tiene que solventar algunos retos tecnológicos, económicos y sociales.

4.2 Integración de ambos sistemas

Actualmente, las energías renovables están teniendo un papel fundamental en el mercado energético y se prevé que seguirán teniendo un gran aumento en los próximos años, pero aún persisten grandes desafíos técnicos para el despliegue a gran escala. Uno de los mayores problemas a este respecto es la intermitencia de los recursos renovables, como por ejemplo el de la irradiancia solar, provocando un cambio repentino en la producción energética de las plantas y, a su vez, un desequilibrio entre la oferta y la demanda energética. En este contexto, la generación de energía a gas natural presenta un mayor control de la producción en comparación

con las energías renovables, no obstante, el Acuerdo de París ha recomendado regulaciones más estrictas sobre las emisiones de CO₂ para las centrales eléctricas de gas, dando lugar a un camino hacia la integración de captura y almacenamiento de carbono (CAC) en estas.

El desarrollo de las tecnologías de CAC (explicadas anteriormente) ha permitido que la energía basada en combustibles fósiles logre la generación de energía libre de CO₂ a costa de una menor eficiencia. La opción preferida para las plantas existentes es el sistema de post-combustión, aunque el desafío significativo a superar radica en la gran cantidad de combustible que se necesita para obtener unas concentraciones aceptables de CO₂ ya que, según un estudio de la compañía Électricité de France (EDF), podría suponer un aumento del 32% en el coste de la electricidad. Por otro lado, el sistema de pre-combustión necesita un proceso de gasificación del gas natural para convertirlo en gas de síntesis (que consta de H₂ y CO), como consecuencia, se produce una penalización energética de aproximadamente el 14%. Un caso similar ocurre en el sistema de oxidación porque el consumo de grandes cantidades de oxígeno en el proceso de separación de aire conlleva una importante penalización energética (más del 7%), así como un alto costo de operación. Sin embargo, una de las soluciones que se acercan a la comercialización es el ciclo directo de oxidación de CO₂ supercrítico, uno de los cuales es el ciclo Allam, que ha sido evaluado como un sistema libre de carbono que tiene alta eficiencia y economía favorable. Por tanto, la combinación del ciclo Allam con la energía termosolar de concentración propone solventar el problema de la intermitencia del uso de la irradiación solar, el de la aplicación a alta temperatura del sistema de oxidación de CO₂ supercrítico y el de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Tabla 3. Comparación de las eficiencias térmicas de los distintos tipos de tecnologías de CAC.

	Sin Captura	Pre-combustión	Post-combustión	Oxidación	Oxidación con CO ₂ supercrítico
Eficiencia eléctrica neta (%)	55,6-60	41,5-46	47,4-50	44,7-48	59
Penalización energética (%)	-	14	8,2-10	10,9-12	~0
Coste de capital (\$/kWh)	500	870	1180	1530	1560

El diseño de una nueva solución de integración térmica del ciclo Allam con la energía solar concentrada (CSP) tiene como objetivo mejorar el ciclo de energía de combustión directa actual de CO₂ supercrítico mediante la adopción de recursos solares, aumentando de esta manera el rendimiento del combustible. Además, la ventaja desde la perspectiva de la CSP es que el sistema ya no requiere almacenamiento térmico adicional para proporcionar energía constante, resolviendo su problema inherente de intermitencia.

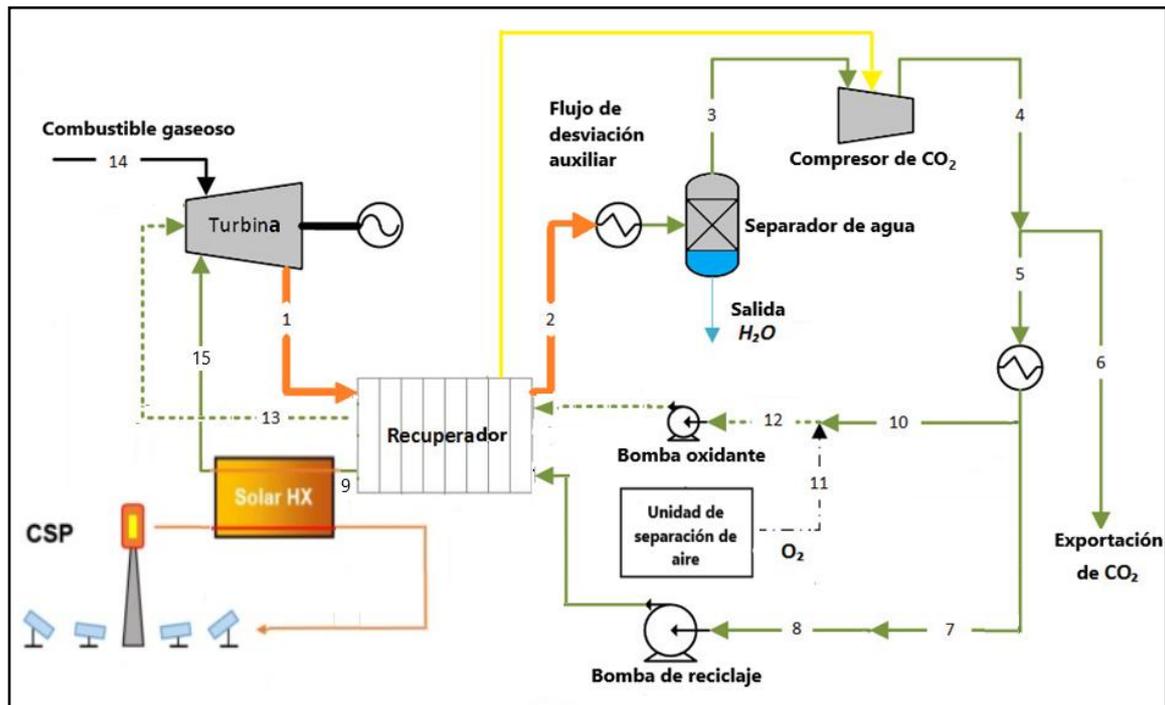


Figura 20. Ejemplo de diseño del ciclo Allam integrado a CSP.

El sistema sugerido integra el calor solar térmico recolectado a través de los reflectores de CSP en la corriente de fluido del ciclo de oxidación de CO_2 supercrítico para mejorar el rendimiento general. El sistema CSP contribuye al ciclo elevando la temperatura de entrada del combustor a través del intercambiador de calor solar, provocando que el combustor, en condiciones elevadas, pueda aumentar la temperatura de entrada de la turbina aún más, pero con un consumo de combustible significativamente reducido. De esta manera, el uso efectivo del calor solar reemplaza una parte significativa del calor de combustión para reducir el consumo de combustible, además, este efecto puede compensar la pérdida de eficiencia provocada por el aumento de la temperatura ambiente. Al agregar entre el 25% y el 30% del calor total a través del calor de la CSP, la eficiencia general del sistema puede tener un rendimiento de hasta el 60%, como se muestra en la figura 21.

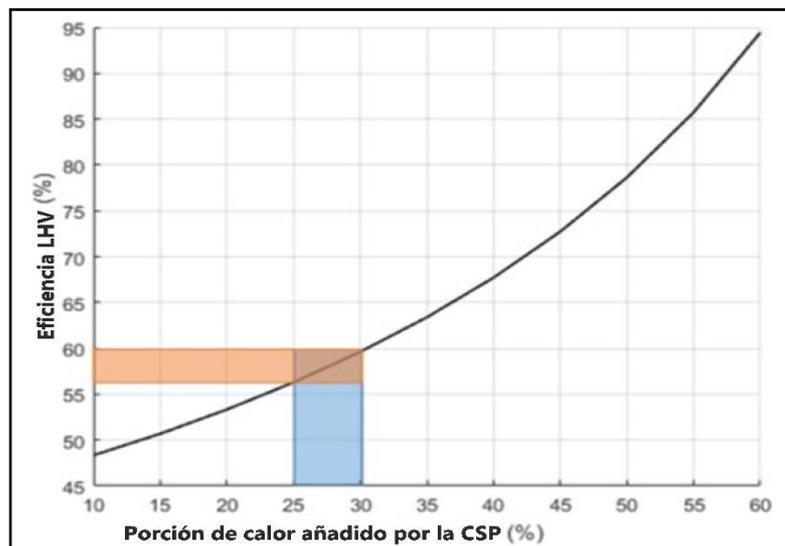


Figura 21. Eficiencia eléctrica neta del sistema frente a la porción de calor añadido por la CSP del total (calculado a una temperatura mínima de $40\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Otra ventaja es la posibilidad de resolver la intermitencia del calor solar mediante el control de la cantidad de calor en lugar de la operación de carga parcial del sistema de conversión de energía. Esto significa que el sistema de conversión de energía puede operar en una región más eficiente, por lo que la eficiencia general del uso de energía debería aumentar. Además, el sistema CSP ya no necesitaría un tanque de almacenamiento térmico ya que el ciclo Allam puede generar energía libre de carbono sin depender de la intermitencia solar. Como consecuencia, el sistema puede reducir su costo total de material, manteniendo su simplicidad y cumpliendo con los requisitos de emisión con un rendimiento de ciclo mejorado.

Para explicar cuantitativamente todos los beneficios anteriores, se han realizado diversos estudios, pero este trabajo se centrará en el de la revista científica *Energy Conversion and Management*, que evalúa dichos beneficios a través de la optimización termodinámica. Para ello, el sistema utilizado en la estimación es el ciclo que se muestra en la figura 22. Para cálculos conservadores, se supone que la ubicación de almacenamiento de CO₂ está aguas abajo del compresor. También se supone que la combustión es completa, además, se desprecia la pérdida de presión en la tubería y los intercambiadores de calor. Las propiedades del material se han calculado mediante la base de datos REFPROP.

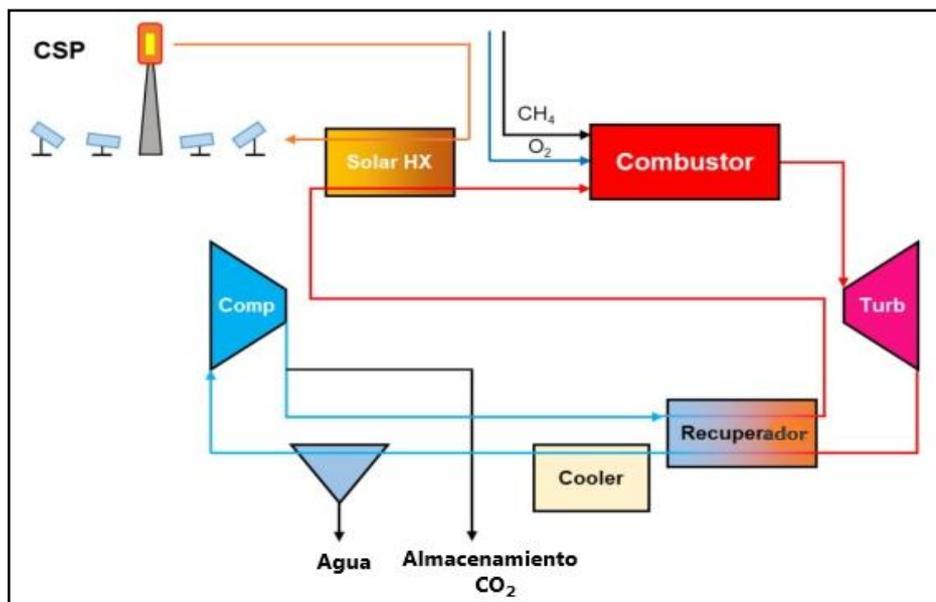


Figura 22. Esquema de un ciclo simple de oxidación de CO₂ supercrítico integrado a CSP.

Desde un punto de vista termodinámico, uno de los mayores problemas de la CSP es la pérdida de calor por radiación. El receptor central de alta temperatura (colector solar) utilizado en el CSP puede transferir solo una parte de la energía solar al ciclo debido a la pérdida de calor por radiación que se produce por la alta temperatura. Teniendo esto en cuenta, el rendimiento térmico solar (η_{th}) se da en función de la potencia de radiación solar entrante y las pérdidas de calor por radiación y convección, tal como se muestra en la ecuación (1):

$$\eta_{th} = 1 - \frac{\varepsilon \cdot \sigma \cdot F_{forma} \cdot T_R^4 + f_{conv} \cdot h_{conv} \cdot (T_R - T_{amb})}{\eta_{campo} \cdot E_{DNI} \cdot C} \quad (1)$$

El sistema termodinámico requiere una alta temperatura de entrada a la turbina para lograr una alta eficiencia, pero irónicamente, cuanto más alta es la temperatura del receptor solar, mayor

cantidad de energía se pierde debido a la transferencia de calor por radiación. Por lo tanto, la CSP es incapaz de aumentar la temperatura de entrada de la turbina lo suficiente como para volverse muy eficiente (ver figura 23).

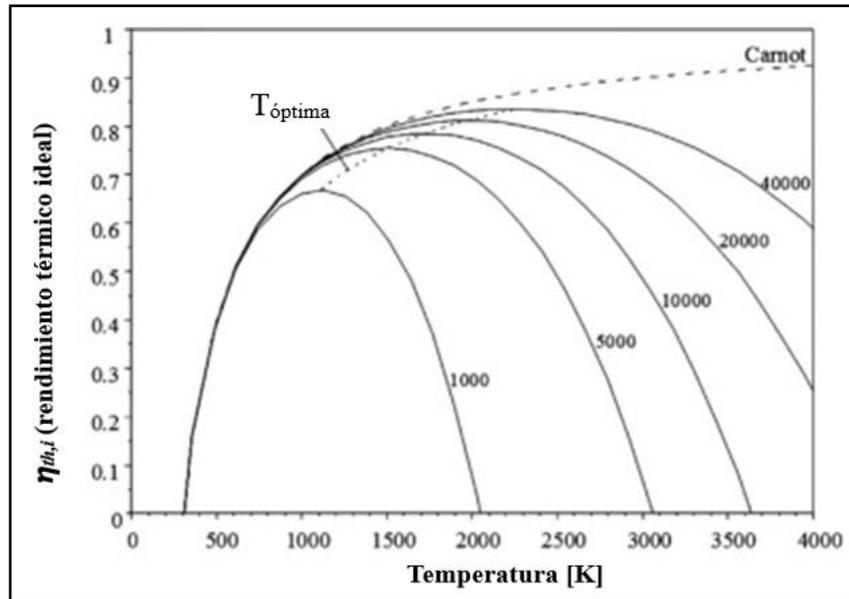


Figura 23. Eficiencia ideal de conversión de energía solar a trabajo a través de la temperatura de entrada de la turbina y la relación de concentración de flujo solar (C).

Para estimar el rendimiento del sistema de oxidación de CO_2 supercrítico integrado a la CSP, es necesario construir el modelo termodinámico del sistema. Para lo anterior, se han utilizado los siguientes supuestos y modelos analíticos de diseño (se desprecia la caída de presión en la tubería y en el intercambiador de calor porque este cálculo es una estimación preliminar):

1. Se supone que la temperatura de entrada de la turbina y la temperatura de salida del enfriador son valores dados y se establecen como condiciones límite.
2. La temperatura del receptor solar (T_R) se asume como la suma de la temperatura de salida en el intercambiador de calor solar y la diferencia de temperatura mínima entre el fluido caliente y el frío (ΔT_R).
3. La turbina debe satisfacer las ecuaciones (2) y (3) para una eficiencia isentrópica ($\eta_{T,isen}$) y una relación de presión (RP_T) dadas.

$$P_{T,s} \cdot PR_T - P_{T,e} = 0 \quad (2)$$

$$T_{T,s} = T \{ (1 - \eta_{T,isen}) \cdot h(T_{T,e}, P_{T,e}) + \eta_{T,isen} \cdot h[P_{T,e}, s(T_{T,e}, P_{T,e}), P_{T,s}] \} \quad (3)$$

4. El compresor debe satisfacer las ecuaciones (4) y (5) para una eficiencia isentrópica ($\eta_{C,isen}$) y una relación de presión (RP_C) dadas.

$$P_{C,s} \cdot PR_C - P_{C,e} = 0 \quad (4)$$

$$T_{C,s} = T\{h(T_{C,e}, P_{C,e}) + \frac{1}{\eta_{C,isen}} \{h[P_{C,s}, s(T_{C,e}, P_{C,e})] - h(T_{C,e}, P_{C,e})\}, P_{C,s}\} \quad (5)$$

5. En el separador de agua, se asume que se elimina toda la humedad excepto la cantidad de agua por debajo de la presión de vapor saturado.
6. El CO₂ supercrítico muestra cambios abruptos en las propiedades termodinámicas cerca del punto crítico y, a diferencia de los fluidos de trabajo usados en otros ciclos, puede sufrir una reversión en el calor específico dentro del recuperador. Considerando esto en investigaciones previas, la efectividad del recuperador se aplica como en la ecuación (6):

$$\varepsilon_{recup} = \frac{\Delta Q_{real}}{\Delta Q_{ideal}} \quad (6)$$

A través del análisis termodinámico preliminar, se demuestra que el sistema propuesto de oxidación de CO₂ supercrítico integrado a la CSP puede suponer mejoras de eficiencia (en relación con la temperatura del colector solar) con respecto a la planta de la CSP sin integración (ver figura 24). Estos resultados se han calculado mediante las ecuaciones (1) ,(2) ,(3) ,(4) ,(5) y (6); teniendo en cuenta las condiciones que se enumeran en la Tabla 4. Cabe señalar que el valor de E_{IND} enumerado en la Tabla 4 es elevado, lo que pretende ayudar a comprender el concepto con un ejemplo ideal.

Tabla 4. Parámetros de entrada utilizados para el análisis térmico.

Parámetros	Valor	Parámetros	Valor
Absortancia (α)	0,95	Presión máxima del sistema	30 MPa
Emitancia térmica (ε)	0,85	Temperatura máxima del sistema	Optimizado
Factor de forma (F_{forma})	1	Temperatura mínima del sistema	45 °C
Factor pérdida de calor por convección (f_{conv})	1	Eficiencia isentrópica del sistema	0,9
Coefficiente de transferencia de calor por convección (h_{conv})	10 $\frac{W}{m^2 \cdot K}$	Eficiencia isentrópica del compresor	0,8
Eficiencia del campo de heliostatos (η_{campo})	0,6	Efectividad del recuperador	0,9
Relación de concentración de flujo solar (C)	900	Relación de presión de la turbina	Optimizado
Enfoque de temperatura del receptor solar (ΔT_R)	150 K	Irradiancia normal directa (E_{IND})	1100 $\frac{W}{m^2}$
Temperatura ambiente (T_{amb})	298,15 K	Relación de calor solar y combustión	0,2

El sistema de la CSP funciona más allá de sus condiciones de diseño habituales gracias a la mayor temperatura en la entrada de la turbina, además, el ciclo de oxidación de CO₂ supercrítico puede ahorrar combustible al tener fluido de trabajo precalentado. La figura 24 muestra que el sistema de integración utiliza la pérdida radiativa para llevar el punto

máximo de eficiencia del ciclo a una temperatura del colector solar más alta, en comparación con el sistema que opera solo con la CSP. Por lo tanto, la combinación de la CSP y el ciclo de oxidación de CO_2 supercrítico puede generar una ganancia sinérgica en la eficiencia general.

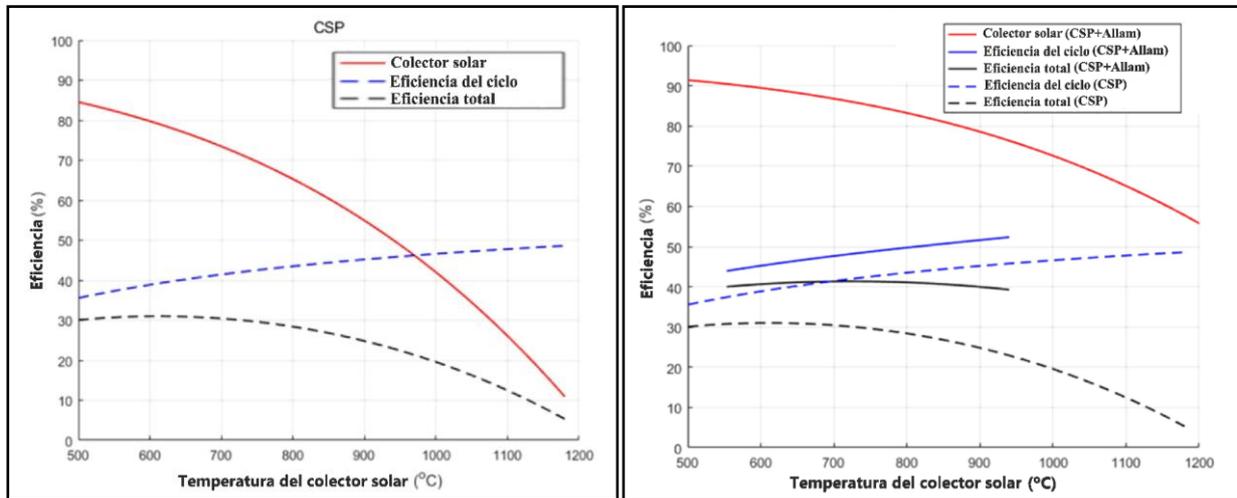


Figura 24. Comparación entre las eficiencias del sistema de ciclo Allam integrado a la CSP y las de la CSP sin integración mediante la temperatura del colector solar.

También hay que tener en cuenta que la fusión de los dos sistemas puede resolver el problema de la intermitencia del CSP de manera más eficiente. Debido a que la irradiación solar es intermitente, la energía de respaldo aportada por el ciclo Allam es esencial para satisfacer la demanda de energía de la red. En este caso, dos sistemas separados se ven obligados a operar en condiciones de carga parcial lejos del punto de diseño, en función de la irradiancia solar que cambia constantemente. Dado que el rendimiento de carga parcial del sistema de conversión de energía no alcanza el rendimiento del punto de diseño, el sistema que requiere la mayor parte del tiempo para funcionar en condiciones de carga parcial sería inevitablemente ineficaz si operara sin la integración. Sin embargo, el sistema integrado puede resolver la intermitencia de la CSP mediante el control calorífico en lugar del control de potencia, de modo que el sistema de conversión de potencia puede funcionar la mayor parte del tiempo en el punto de diseño.

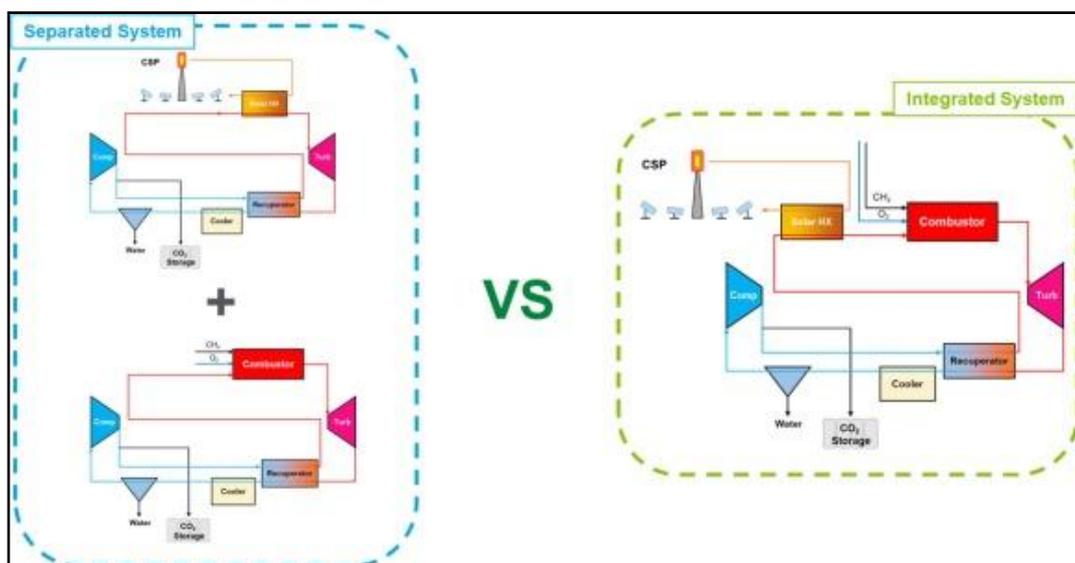


Figura 25. Esquema conceptual del sistema separado y el sistema integrado.

Los autores realizaron un cálculo preliminar para estimar cuánto se puede reducir el consumo de combustible con el sistema propuesto (ver figura 25). La diferencia de consumo de combustible se estimó para las posibles regiones operativas de la CSP seleccionadas. La Tabla 5 muestra la información sobre las regiones donde se realiza el cálculo. La razón fundamental para la selección de estas regiones deriva en el potencial de sus altos recursos solares (altos valores de IND).

Tabla 5. Listas de regiones estimadas.

Número	Nombre	País	Ubicación	Coordenadas
1	Planta solar Megha	India	Anatapur	13° 56' N 77° 41' E
2	Estación de energía solar Shams	Emiratos Árabes Unidos	Abu Dabi	23° 34' N 53° 42' E
3	Proyecto CSP Sundrop	Australia	Puerto Augusta	32° 35' S 137° 51' E
4	Planta ISCC de Waad Al Shamal	Arabia Saudita	Waad Al Shamal	31° 39' N 38° 51' E
5	Shouhang Dunhuang	China	Dunhuang	40° 5' N 94° 39' E

El estudio investiga el potencial de integración del sistema propuesto en regiones que actualmente tienen plantas de CSP en funcionamiento. El mapa de irradiancia normal directa (IND) mundial creado por el programa de Meteorología de Superficie y Energía Solar (conocido por las siglas en inglés *SSE*) de la NASA, en concreto la versión 6.0, se ha utilizado para mostrar las regiones de interés en la figura 26.

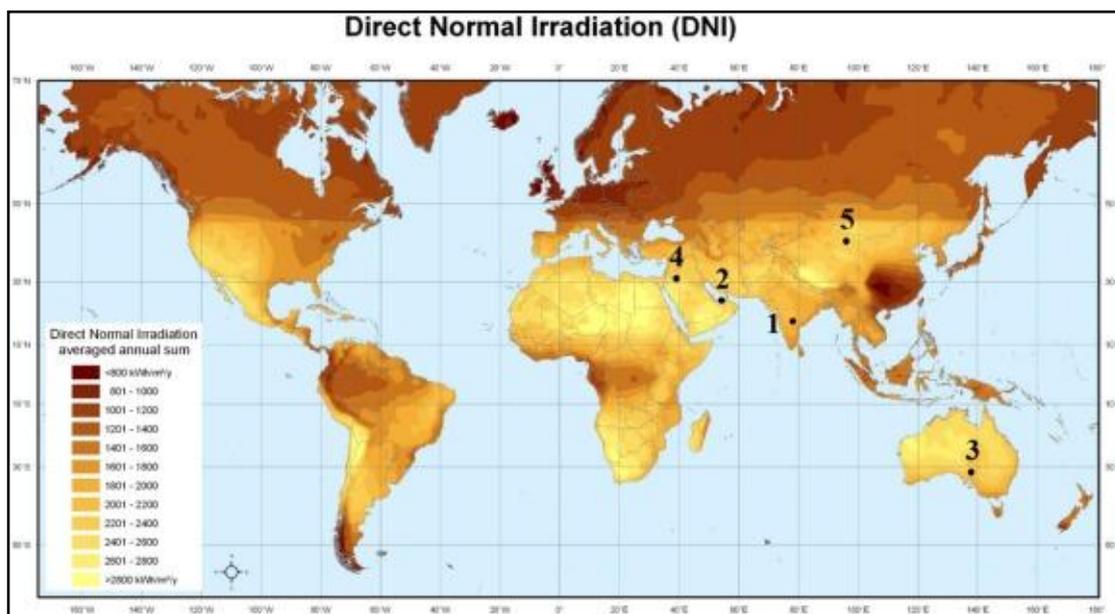


Figura 26. Mapa de IND donde se indican las regiones de la Tabla 5.

La información diaria de irradiancia solar para dichas regiones, mostrada en la figura 27, se obtuvo de la Predicción de recursos energéticos mundiales de la NASA.

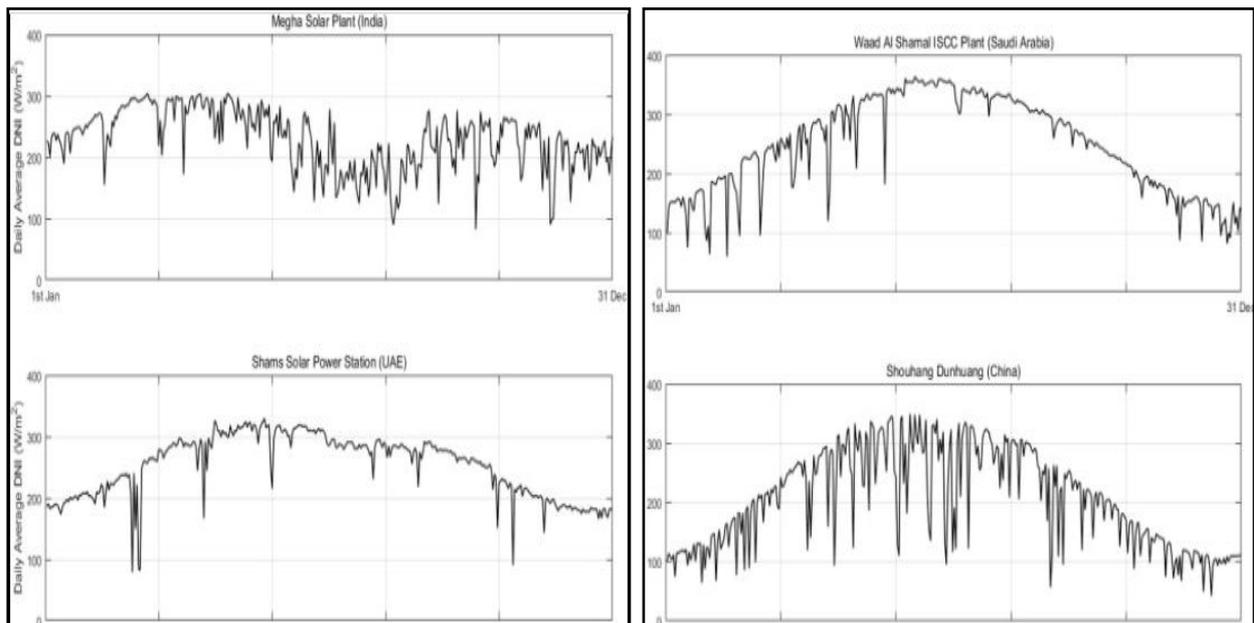


Figura 27. Información diaria del IDN de cada región.

Para una comparación legítima, se asume que tanto la CSP como el ciclo Allam tienen un ciclo de CO₂ supercrítico como un único sistema de conversión de energía. Aunque, para demostrar los beneficios de la integración térmica de ambos sistemas, se supone idéntico tanto el diseño del ciclo de los sistemas integrados como el de los separados. Se observa que una mayor optimización del diseño del ciclo y de las condiciones operativas puede mejorar el rendimiento de cada sistema. Para estimar la eficiencia fuera de diseño en la condición de carga parcial, se aplica la interpolación de segundo orden mostrada en la ecuación (7), donde L es la relación de la carga entre la condición de diseño y la de fuera de diseño, ε_{fuera} es la eficiencia fuera de diseño y $\varepsilon_{diseño}$ es la eficiencia del punto de diseño.

$$\varepsilon_{fuera} = \varepsilon_{diseño} \cdot (-0'0056L^2 + 1'05L + 50) \quad (7)$$

Para realizar un análisis de sensibilidad, se evaluaron dos condiciones adicionales: el caso de sobreestimación cuando la degradación del rendimiento era un 20% más sensible y el caso de subestimación cuando era un 20% menos sensible a lo largo de la fluctuación de la carga térmica. El gráfico de rendimiento de carga parcial del sistema aplicado para el análisis se muestra en la figura 28. Todos los resultados posteriores se calcularon teniendo en cuenta este gráfico.

Al simular la fuente de alimentación constante anual en el comportamiento de carga parcial de referencia cuando se combina el modelo de IND en la figura 27 con el modelo de rendimiento del sistema fuera de diseño de la ecuación (7), se observa que el sistema integrado sugerido puede superar la intermitencia de la energía solar sin almacenamiento de energía térmica mientras reduce la emisión de CO₂. Además, como se mencionó anteriormente, el sistema integrado permite utilizar el calor solar de manera más eficiente. Esto reduce la cantidad de combustión necesaria para satisfacer la demanda ya que la cantidad de energía para un IND dado se produce a través del CSP y toda la energía restante se complementa mediante el ciclo Allam.

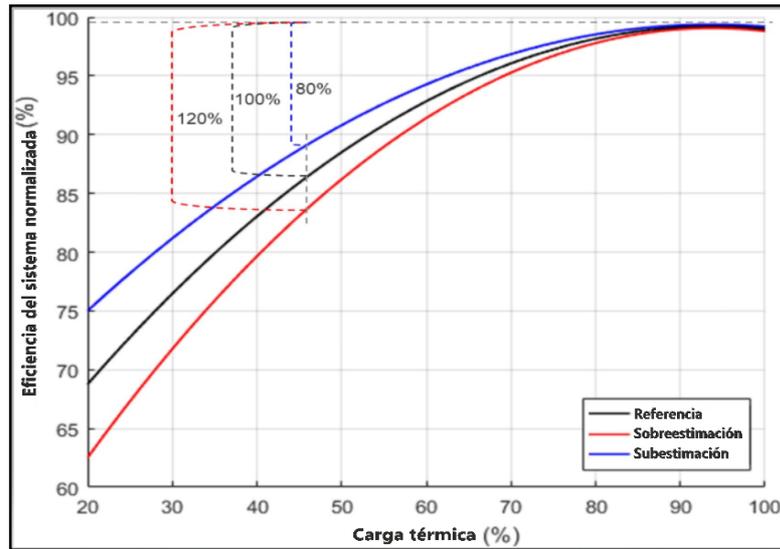


Figura 28. Gráfica de rendimiento de carga parcial de los sistemas de conversión de energía de CO₂ supercrítico.

A medida que disminuye la proporción de combustión requerida, también disminuye el consumo de combustible. La Tabla 6 muestra cuánto se puede reducir el consumo de combustible mediante la integración del sistema para cada ubicación. Incluso en los cálculos más conservadores, se espera que el sistema integrado reduzca el consumo de combustible en aproximadamente un 16% en comparación con el sistema separado. Para el caso de referencia y el caso sobreestimado, la estimación del consumo de combustible se reduce en un 18-30% y un 21-38%, respectivamente. Los resultados también muestran que los sistemas integrados tienen días más eficientes en las proximidades del ecuador en comparación con los sistemas separados.

Tabla 6. Reducción estimada del consumo anual de combustible para cada ubicación y escenario.

Nombre	Cantidad de reducción del consumo de combustible		
	Subestimación	Referencia	Sobreestimación
Planta solar Megha	26,63%	30,94%	38,76%
Estación de energía solar Shams	17,17%	24,98%	37,85%
Proyecto CSP Sundrop	15,95%	18,29%	21,26%
Planta ISCC de Waad Al Shamal	23,98%	25,15%	26,90%
Shouhang Dunhuang	17,12%	19,43%	22,45%

5 CONCLUSIONES

Una vez realizado el estudio sobre el estado del arte del ciclo Allam y su integración con un sistema CSP, se puede llegar a una serie de conclusiones, aunque hay que señalar que al ser un sistema novedoso sin ninguna implementación práctica comercial que dé lugar a datos reales de operación y funcionamiento, hace que sea complicado contrastar los resultados explicados en el trabajo. De hecho, algunos datos obtenidos están basados en los proporcionados por 8 Rivers y NET Power, empresas en posesión de las patentes del ciclo Allam, por lo cual pueden estar motivados por el propio interés comercial de estas compañías.

En primer lugar, este ciclo utiliza una tecnología de captura de carbono basada en la oxidación, obteniéndose una corriente de combustión formada principalmente por vapor y un gran porcentaje de CO₂, de manera que la captura de esta última se realizaría fácilmente mediante la condensación del vapor, además, se generan menos emisiones de NO_x y SO_x con respecto a las otras tecnologías de captura. Sin embargo, la separación del oxígeno de la corriente de aire atmosférico a través de una unidad de separación de aire supone un mayor coste energético, disminuyendo la eficiencia del ciclo hasta en un 7%. Aún así, los desarrolladores afirman que este sistema puede alcanzar una eficiencia eléctrica neta de un 59%, por tanto, si estos datos son ciertos, el ciclo Allam puede ser una nueva alternativa para generar energía empleando combustibles fósiles y capturando prácticamente todos los gases de efecto invernadero, convirtiéndose en una tecnología relevante para abordar la creciente demanda energética con un menor impacto en el cambio climático. También hay que tener en cuenta que el uso de CO₂ supercrítico como fluido de trabajo supone un menor tamaño de los equipos.

Todos los factores anteriores colocan a este ciclo como uno de los principales competidores de las plantas de ciclo combinado, que presentan una eficiencia similar sin captura de gases de efecto invernadero, aunque el coste de inversión y de la electricidad aún siguen siendo mayores (tal y como muestra la tabla 7). A pesar de esto, los futuros desarrollos en tecnología, construcción y materiales podrían propiciar una disminución de los costes y un aumento de la eficiencia, lo cual posibilitaría la consideración del ciclo Allam de gas natural como una alternativa mucho más competitiva en la generación de electricidad.

Tabla 7. Comparativa general de la eficiencia eléctrica neta, el coste específico de inversión (TPC) y el coste de la electricidad (LCOE) entre una planta de ciclo combinado y una de ciclo Allam, ambas funcionando con gas natural.

Sistema	Eficiencia (%)	TPC (€/kW)	LCOE (€/MWh)
Ciclo combinado de gas natural	59	655	62,5
Ciclo Allam de gas natural	59	992	73,8

Por otro lado, cabe destacar la gran versatilidad del ciclo en el uso de combustibles ya que se pueden utilizar tanto hidrocarburos (incluido el gas natural y corrientes de gas natural que contengan H₂S y CO₂) como combustibles sólidos gasificados (carbón, residuos de refinación de petróleo y biomasa). En el caso de que se utilizara biomasa, se podrían alcanzar emisiones de dióxido de carbono netamente negativas. Esto se explica teniendo en cuenta que la biomasa tiene asociada emisiones de dióxido de carbono netamente nulas, por lo que, si aplicamos tecnologías de captura de carbono, es legítimo afirmar que el valor neto del balance de dióxido de carbono resulta negativo.

En el ámbito comercial, se espera que la planta comercial de ciclo Allam de gas natural (capaz de generar 300 MWe) empiece a funcionar en 2022, abriendo un nuevo camino en los sistemas de generación de energía eléctrica. Aunque el desarrollo comercial del ciclo puede enriquecer a otros mercados como el de los medios de transporte, donde, a largo plazo, puede tener un papel importante tanto en los vehículos eléctricos como en los de hidrógeno ya que puede ser una fuente de electricidad de bajo costo económico y bajas emisiones de carbono, además de que se están realizando pruebas para utilizar el ciclo en la producción de hidrógeno a bajo costo. A corto plazo, el ciclo Allam puede ser fundamental en el aprovechamiento de las emisiones del sector eléctrico y en la producción de combustibles fósiles, donde las plantas del ciclo pueden exportar el CO₂ capturado a la gran red de oleoductos de CO₂ que ya existe en los EE.UU, por ejemplo.

En cuanto a la integración del ciclo con otros sistemas, se están llevando a cabo distintos estudios, de los cuales destacan una versión del ciclo Allam combinado con una planta de regasificación de GNL y otra de una implementación a un sistema de energía termosolar de concentración (CSP). En el primer caso, la integración de ambos sistemas permite alcanzar, según los desarrolladores, una eficiencia cercana al 67% mediante el uso de GNL frío para enfriar la corriente de reciclaje de CO₂ hasta un punto donde puede ser directamente bombeado, eliminando de esta manera el paso de compresión intensivo en energía, aunque el coste de inversión aumentaría. Sin embargo, en este trabajo no se ha podido realizar un mayor análisis del mismo por la falta de publicaciones, salvo las afirmaciones comentadas anteriormente por los propios creadores del ciclo.

En la segunda versión destacada, se ha podido realizar un análisis de mayor profundidad, que sugiere un nuevo concepto de sistema de oxidación de CO₂ supercrítico integrado a un sistema de CSP, capaz de utilizar el calor solar de forma más eficiente que los sistemas CSP convencionales, además de que no requiere almacenamiento de energía eléctrica y consume menos combustible. Según el estudio, se demuestra que este concepto de integración utiliza la energía térmica solar de manera más eficiente en el punto óptimo de diseño del sistema y en la operación fuera del diseño. El sistema propuesto puede realizar una recolección solar más eficiente separando la temperatura de entrada de la turbina y la temperatura del receptor solar. Además, dado que la intermitencia del calor solar se puede solucionar mediante la distribución de calor en lugar de la operación de carga parcial, la reducción de la eficiencia del sistema de conversión de energía debido a la operación de carga parcial se puede minimizar. Teniendo en cuenta todas estas ventajas, la evaluación de este sistema de integración muestra una reducción del consumo de combustible en un 17–38% en comparación con los sistemas convencionales separados.

Sobre la base de las áreas reales de operación de CSP, se puede ver que cuanto mayor es la cantidad de luz solar, mayor es el beneficio del sistema integrado comparado con una configuración separada. Los resultados muestran que cuanto más cerca esté el sistema del ecuador y mayor sea la salida del sol, mayor es la ganancia. Todavía existen obstáculos técnicos que hay que superar para implementar este concepto, pero se da paso hacia nuevos caminos para satisfacer las crecientes necesidades energéticas en regiones con elevada radiación solar, teniendo presente la importancia de la sostenibilidad.

REFERENCIAS

- [1] César Bartolomé Muñoz, Pedro Mora Peris y José David Recalde Rodríguez. *Estado del arte de las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ en la industria del cemento*. Madrid: Agrupación de fabricantes de cemento de España, 2010.
- [2] Monica Julieth Valencia Botero y Carlos Ariel Cardona Alzate, 2013. Aproximación conceptual a la separación del dióxido de carbono en corrientes de combustión. *Revista Facultad de Ingeniería*. Manizales: Universidad Nacional de Colombia, Vol. 22, No. 34, pp. 45-53. ISSN 0121-1129.
- [3] Rodney Allam, Scott Martina, Brock Forrest, Jeremy Fetvedt, Xijia Lu, David Freed, G. William Brown Jr., Takashi Sasaki, Masao Itoh y James Manning, 2017. Demonstration of the Allam Cycle: An update on the development status of a high efficiency supercritical carbon dioxide power process employing full carbon capture. *Energy Procedia*. Lausana: Elsevier, Vol. 114, pp. 5948-5966.
- [4] Cómo se genera la energía eléctrica. Endesa Energía, 2020 [consulta: 4 septiembre 2020]. Disponible en: <http://www.endesa.com/es/conoce-la-energia/energia-y-mas/como-se-genera-electricidad>
- [5] Shardul Agrawala, Igor Alexeyevich Bashmakov, Gabriel Blanco, Thomas Bruckner, Steffen Brunner, Mercedes Bustamante, Leon Clarke, Felix Creutzig, Shobhakar Dhakal, Navroz K. Dubash, Ottmar Edenhofer, Patrick Eickemeier, Ellie Farahani, Manfred Fischedick, Marc Fleurbaey, Reyer Gerlagh, Luis Gómez Echeverri, Sujata Gupta, Shreekanth Gupta, Jochen Harnisch, Leiwen Jiang, Susanne Kadner, Stephan Klasen, Charles Kolstad, Volker Krey, Howard Kunreuther, Oswaldo Lucon, Omar Masera Cerutti, Jan Minx, Yacob Mulugetta, Anthony Patt, Ramón Pichs Madruga, Nijavalli Ravindranath, Keywan Riahi, Joyashree Roy, Roberto Schaeffer, Steffern Schloemer, Karen Seto, Kristin Seyboth, Ralph Sims, Jim Skea, Steven Smith, Youba Sokona, Eswaran Somanathan, Robert Stavins, Thomas Sterner, Taishi Sugiyama, Sangwon Suh, Kevin Urama, Diana Urge-Vorsatz, David Victor, Christoph von Stechow, Dadi Zhou, Ji Zou, Timm Zwickel. *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change*. Ginebra: Intergovernmental Panel on Climate Change, 2014.
- [6] Toshiba Ships Turbine for World's First Direct-Fired Supercritical Oxy-Combustion CO₂ Power Cycle Demonstration Plant to U.S. Toshiba Corporation, 2016 [consulta: marzo 2020]. Disponible en: https://www.toshiba.co.jp/about/press/2016_11/pr0101.htm
- [7] Angel Cámara, Benito Navarrete, Rodrigo Candil, Ester Vilanova, Jaime Segarra, Sara Morán, Miguel A. Zapatero, M^a Ángeles Gómez, Francisco G^a Peña, Ana M^a. García, Jesús Gil, Jorge Pina, John Chamberlain, Roberto Martínez, Alicia Arenillas, Valentín Cortina, Laura del Valle, Germán Penelas, Emilio Menéndez, Jorge Loredó y Bernardo Llamas. *Documento del Grupo de Trabajo de Conama 10: Captura y Almacenamiento de CO₂*. Madrid: Fundación CONAMA, 2010.

- [8] Clean Energy Innovation. International Energy Agency, 2020 [consulta: septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>
- [9] Gonzalo Rodríguez Hervás, 2018. *Análisis exergético y exergoeconómico del ciclo Allam. Producción de electricidad con cero emisiones* [en línea]. Trabajo fin de grado. Leganés: Universidad Carlos III de Madrid [consulta marzo 2020]. Disponible en: https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/29171/TFG_Gonzalo_Rodriguez_Hervas_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [10] Acuñaamiento. Schlumberger Limited, 2018 [consulta: septiembre 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/pinch-out.aspx#:~.text=Un%20tipo%20de%20trampa%20estratigr%C3%Alfica.&text=Una%20reducci%C3%B3n%20del%20espesor%20de,presencia%20de%20secuencias%20estratigr%C3%Alficas%20traslapantes>
- [11] Rosa M^a Blázquez Carnerero, 2011. *Estudio de la distribución de flujo y factor de desbordamiento de un sistema de disco parabólico* [en línea]. Trabajo fin de grado. Sevilla: Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla (Universidad de Sevilla) [consulta septiembre 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5027/fichero/CAPITULO+1.pdf>
- [12] Charalampos Mikroulis, 2011. *Análisis comparativo entre el empleo de aceite y la generación directa de vapor, en una planta termosolar de canales parabólicos* [en línea]. Trabajo fin de máster. Sevilla: Universidad de Sevilla [consulta septiembre 2020]. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70237/fichero/4.+CAPITULO+2.+INTRODUCCI%C3%93N.pdf>
- [13] Seongmin Son, Jin Young Heo, Nam Il Kim, Aqil Jamal y Jeong Ik Lee, 2019. Reduction of CO₂ emission for solar power backup by direct integration of oxy-combustion supercritical CO₂ power cycle with concentrated solar power. *Energy Conversion and Management*. Daejeon: Elsevier, Vol. 201.