

Proyecto Fin de Grado

Ingeniería Química

Estudio de sistemas de captura de CO₂ y métodos de concentración de CO₂ en corrientes gaseosas aplicados a ciclos combinados

Autor: Samuel Moreno Sanz

Tutor: Fernando Vega Borrero

Dpto. Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



Proyecto Fin de Grado
Ingeniería Química

Estudio de sistemas de captura de CO₂ y métodos de concentración de CO₂ en corrientes gaseosas aplicados a ciclos combinados

Autor:

Samuel Moreno Sanz

Tutor:

Fernando Vega Borrero

Profesor titular

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Estudio de sistemas de captura de CO₂ y métodos de concentración de CO₂ en corrientes gaseosas aplicados a ciclos combinados

Autor: Samuel Moreno Sanz

Tutor: Fernando Vega Borrero

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

A mis padres

A mis maestros

Agradecimientos

Gracias a mi tutor, Fernando Vega, por sus consejos y su apoyo durante todos estos meses. Gracias a mis padres, por su esfuerzo y sacrificio, por ayudarme a llegar hasta aquí.

Resumen

Este trabajo trata los distintos sistemas de captura de CO₂ y los métodos de concentración de CO₂ en corrientes gaseosas aplicados a ciclos combinados de gas natural.

En la introducción se discuten las causas y efectos del calentamiento global, así como las medidas de distintas agencias y organismos internacionales que tratan de reducir las emisiones con la implementación de nuevas legislaciones tras asesorarse con una serie de informes. También se discuten los posibles escenarios futuros y cómo algunos países actúan ante estos peligros.

A continuación, se revisan los ciclos combinados. Tras un estudio de sus bases teóricas, los ciclos de Brayton, Rankine y el ciclo de vapor se procede a un análisis de los distintos componentes físicos del ciclo combinado: turbinas de gas y vapor, intercambiadores de calor, condensadores... También se ven algunas de sus distintas configuraciones. Para cerrar ese apartado, se resumen las plantas IGCC, debido a su importancia.

En el siguiente punto se analiza la combustión desde sus fundamentos más básicos. Después se estudian de forma genérica las distintas tecnologías de captura de CO₂, destacando la post-combustión, por ser este tipo el de mayor relevancia industrial.

En el apartado central de este trabajo se estudian las distintas tecnologías de aumento de concentración y captura de CO₂ aplicados a los ciclos combinados, prestando atención a las tecnologías actuales, así como a nuevos sistemas para resolver el problema de las emisiones de CO₂ de la industria de generación eléctrica.

Por último, se analizan los huecos existentes en el conocimiento de las distintas tecnologías estudiadas y se procede a una conclusión final.

Índice

Agradecimientos	6
Resumen	7
Índice	9
Índice de Tablas	12
Índice de Figuras	13
1 Introducción	17
2 Ciclos combinados	27
2.1 Beneficios medioambientales del ciclo combinado	29
2.2 Ciclo Brayton	30
Modificaciones del ciclo básico en las turbinas de gas	31
2.3 Ciclo Rankine	33
2.4 Elementos constituyentes del ciclo agua-vapor	34
2.5 Principales equipos y sistemas	39
2.6 Configuraciones habituales en centrales de ciclos combinados	40
2.6.1 Configuración multieje 1x1	41
2.6.2 Configuración monoeje 1x1 con embrague	42
2.6.3 Configuración monoeje 1x1 sin embrague	43
2.6.4 Configuración 2x1	44
2.7 Centrales IGCC	45
IGCC con soplado de aire	46
Ventajas y desventajas de IGCC	47
3 Captura de CO₂	49
3.1 Bases de la combustión	50
3.2 Procesos de captura de post-combustión	52
3.2.1 Absorción química	53
3.2.1.1 Absorción con aminas	54
Tecnologías disponibles a nivel comercial	56
Ventajas y desventajas	56
3.2.1.2 Absorción con amoníaco	57

Ventajas y desventajas	58
3.2.1.3 Absorción dual álcali	58
3.2.1.4 Absorción con lechada de carbonato	59
Ventajas y desventajas	60
3.2.2 Adsorción	61
3.2.2.1 Zeolitas	62
Ventajas y desventajas	63
3.2.2.2 Carbón activo	63
Ventajas y desventajas	64
3.2.2.3 Adsorbentes funcionalizados con aminas	64
Ventajas y desventajas	65
3.2.2.4 Estructuras orgánicas metálicas (MOFs)	65
Ventajas y desventajas	66
3.2.3 Separación por membranas	66
3.2.3.1 Membranas orgánicas (poliméricas)	68
3.2.3.2 Membranas inorgánicas	69
3.2.3.3 Membranas de matriz mixta	69
3.2.3.4 Sistemas contactores de membranas	69
Ventajas y desventajas de la separación por membranas	70
3.2.4 Destilación criogénica	71
3.2.5 Conclusiones a la captura de CO ₂ por post-combustión	72
3.3 Procesos de captura de pre-combustión	73
3.3.1 Selexol	74
3.3.2 Rectisol	74
3.3.3 Flúor	75
3.3.4 Purisol	75
3.3.5 Ventajas y desventajas de captura por pre-combustión	76
3.4 Procesos de captura de oxidación	76
3.4.1 Separación de aire	77
3.4.2 Combustión y recirculación de CO ₂	77
3.4.3 Limpieza y captura de CO ₂	78
3.4.4 Pruebas actuales de oxidación	78
3.4.5 Ventajas y desventajas de la oxidación	80
3.5 Combustión química en bucle	80
4 Captura y concentración de CO₂	83
4.1 Sistemas de captura de postcombustión de CO ₂ en plantas de ciclos combinados de turbinas de gas	83
4.1.1 Absorción química en ciclos combinados	84

4.1.2 Descripción de la planta de captura de CO ₂	85
4.2 Estrategias para incrementar la concentración de CO ₂ en la corriente de gases de combustión de plantas de producción eléctrica de ciclo combinado de turbina de gas	86
4.2.1 Recirculación de gases de combustión (EGR)	86
4.2.2 Humidificación de gases de turbinas	89
4.2.3 Ciclo combinado de combustión suplementaria	90
4.2.4 Recirculación selectiva de gas exhausto (S-EGR)	92
4.2.4.1 Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en paralelo	94
4.2.4.2 Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en serie	95
4.2.5 Estudio de viabilidad y alternativas	96
Efecto global sobre la central de CCGT	98
4.3 Ciclos combinados de oxcombustión	101
4.3.1 SCOC-CC	102
4.3.2 Ciclo Graz	103
4.3.3 Proceso de oxcombustión de carbon moderada por vapor (SMOC)	104
4.3.4 Ciclo de potencia de oxcombustión a presión	105
4.3.5 Ciclo de agua o CES	106
4.3.6 STHS (Sistema de generación de energía con turbina híbrida solar térmica-H ₂ O)	107
4.3.7 Ciclo MATIANT	108
4.3.7.1 E-MATIANT	108
4.3.7.2 CC-MATIANT	109
4.3.7.3 IGCC-MATIANT	111
4.4 Nuevas aplicaciones para sistemas de adsorción en recirculación selectiva de gases exhaustos	112
4.4.1 Adsorbentes para la captura de CO ₂ de gases de combustión exhaustos CCGT	112
4.4.2 Adsorción en sistemas rotatorios	114
5 Estado actual y lagunas en el conocimiento	117
5.1 Oxcombustión parcial	118
5.1.1 Resultados del rendimiento termodinámico y económico de la planta de ciclo combinado con oxcombustión parcial	119
6 Conclusiones	121
Referencias	125

Índice de Tablas

Tabla 1. Emisiones medias de contaminantes	51
Tabla 2. Comparación de tecnologías de absorción	60
Tabla 3. Permeabilidad de CO ₂ y selectividad de membranas poliméricas	68
Tabla 4. Comparación de tecnologías de captura de pre-combustión	74
Tabla 5. Proyectos y plantas actuales	79
Tabla 6. Comparación de estrategias para incrementar la concentración de CO ₂	97
Tabla 7. Condiciones de operación y concentraciones alcanzadas	98
Tabla 8. Parámetros del gas de escape	99
Tabla 9. Potencias y eficiencias de las distintas configuraciones	100
Tabla 10. Comparación de absorbentes físicos para la captura de CO ₂	114

Índice de Figuras

Figura 1. Emisiones globales de carbono	18
Figura 2. Emisiones de CO ₂ según escenario	18
Figura 3. Emisiones CO ₂	19
Figura 4. Emisiones de CO ₂ por sectores en escenarios ET y LCIB	19
Figura 5. Consumo global de energía primaria	21
Figura 6. Consumo de energía primaria por combustible	21
Figura 7. Porcentaje de combustibles	21
Figura 8. Consumo de energía primaria por sector	22
Figura 9. Crecimiento demanda energética ET y LCIB	22
Figura 10. Consumo de energía primaria por región	23
Figura 11. Variación emisiones 2016-2017 UE	23
Figura 12. EERS por estado para el ahorro eléctrico	24
Figura 13. Previsión de generación eléctrica. China	25
Figura 14. Esquema de funcionamiento de una central de ciclo combinado	28
Figura 15. Diagrama conceptual ciclo combinado	29
Figura 16. Planta de ciclo combinado Mérida Power	29
Figura 17. Ciclo termodinámico básico de las turbinas de gas.	30
Figura 18. Esquema del ciclo básico de las turbinas de gas.	31
Figura 19. Diagrama T-s de ciclos termodinámicos básicos de las turbinas de gas con diferentes relaciones de compresión.	32
Figura 20. Diagrama T-s del ciclo termodinámico básico real de las turbinas de gas	32
Figura 21. Ciclo Rankine	34
Figura 22. Esquema del funcionamiento del Ciclo Agua-Vapor	34
Figura 23. Ejemplo típico de un ciclo combinado	35
Figura 24. Flujos en una turbina de gas.	36
Figura 25. Turbina de gas. Partes principales.	37
Figura 26. Turbina de vapor	38

Figura 27 Configuración 1x1 multieje	42
Figura 28 Configuración 1x1 mono eje (con generador en el centro)	43
Figura 29 Configuración 1x1 mono eje (con generador en el extremo del eje)	44
Figura 30 Configuración 2x1	45
Figura 31 Esquema de planta IGCC	46
Figura 32 Esquema de una planta IGCC con soplado de aire	47
Figura 33 Esquema de un sistema CCS	50
Figura 34 Opciones de captura de CO ₂	53
Figura 35 Diagrama de bloques simplificado del proceso de post-combustión	53
Figura 36 Diagrama de flujo básico de absorción química de CO ₂ en post-combustión.	54
Figura 37 Diagrama de proceso de tecnología de captura de CO ₂ con aminas	55
Figura 38 Diagrama de flujo básico de adsorción de CO ₂ .	62
Figura 39 Esquema de una membrana de separación de gases	67
Figura 40 Diagrama de proceso simplificado de captura de dióxido de carbono basado en membranas	68
Figura 41 Principio de contacto de membranas	69
Figura 42 Diagrama de proceso de destilación criogénica	71
Figura 43 Diagrama de bloques simplificados para captura de CO ₂ por pre-combustión	73
Figura 44 Diagrama de bloques de un sistema de oxidación	76
Figura 45 Captura de CO ₂ por oxidación	77
Figura 46 Diagrama de proceso de bucle químico	80
Figura 47 Diagrama del proceso de captura de CO ₂ por captura de postcombustión basada en tecnología de aminas	86
Figura 48 Diagrama de flujo EGR	87
Figura 49 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de turbina de gas con EGR y tecnología de captura de postcombustión de CO ₂	88
Figura 50 Diagrama de flujo de una planta CCGT con a: combustión suplementaria b: combustión secuencial suplementaria	91
Figura 51 Diagramas de flujo de estrategias de enriquecimiento de CO ₂ de a: S-EGR en paralelo	93

b:S-EGR en serie

Figura 52 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de turbina de gas con S-EGR en paralelo a la tecnología de captura de postcombustión de CO ₂ .	95
Figura 53 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de turbina de gas con S-EGR en serie a la tecnología de captura de postcombustión de CO ₂ .	96
Figura 54 Variación de potencia y eficiencia térmica en las distintas configuraciones CCGT	100
Figura 55 Clasificación de ciclos de oxidcombustión	102
Figura 56 Esquema de SCOC-CC	103
Figura 57 Diagrama de proceso de ciclo S-Graz	104
Figura 58 Diagrama de proceso SMOC	105
Figura 59 Diagrama de proceso de oxidcombustión a presión	106
Figura 60 Diagrama de proceso CES	106
Figura 61 Construcción de un sistema de generación de potencia con turbina de H ₂ O y captura de CO ₂	107
Figura 62 Diagrama de proceso de un ciclo E-MATIANT	108
Figura 63 Diagrama T-S de un ciclo E-MATIANT	109
Figura 64 Diagrama de proceso de un ciclo CC-MATIANT	110
Figura 65 Diagrama T-S de un ciclo CC-MATIANT	110
Figura 66 Diagrama de proceso de una planta IGCC-MATIANT	111
Figura 67 Proceso VeloxoTherm™ (InvenTys 2016)	115
Figura 68 Diagrama del proceso de separación de CO ₂	115
Figura 69 Planta de ciclo combinado con oxidcombustión y recirculación de gases	118
Figura 70 Gráfica 3D de la potencia de la planta	119

1 INTRODUCCIÓN

Uno de los principales problemas de la sociedad actual es el cambio climático y los efectos derivados del mismo. A pesar de ciertas opiniones que afirman que el cambio climático no es un problema real, existen pruebas y datos científicos que ponen de manifiesto este hecho¹. Según la comunidad científica, la causa principal del cambio climático es el calentamiento global, es decir, el aumento de la temperatura superficial media del planeta debido al aumento de la concentración atmosférica de gases de efecto invernadero derivados de la actividad humana.² Una de las agencias encargadas de proveer estos análisis es la Agencia Internacional de la Energía (IEA en sus siglas en inglés). La IEA es el corazón del diálogo global energético y se encarga de proveer análisis detallados y profesionales sobre parámetros relacionados con el cambio climático, como el pronóstico energético mundial, o WEO por sus siglas en inglés, con el fin de ayudar a la seguridad energética, el desarrollo económico, la concienciación medioambiental y el compromiso mundial³.

El WEO de 2018⁴ examina los patrones futuros de un sistema energético global cambiante en un momento de gran incertidumbre y determina que los mayores cambios están en marcha en el sector energético global, desde la creciente electrificación hasta la expansión de las energías renovables, pasando por la baja estabilidad en la producción de petróleo y la globalización de los mercados de gas natural. A través de todas las regiones y los distintos combustibles, las políticas desarrolladas por los gobiernos determinarán la forma del sistema energético en el futuro. El WEO de 2018 también detalla las tendencias energéticas globales y los posibles impactos de estas en la oferta y la demanda, las emisiones de carbono, la contaminación del aire y el acceso energético.

Junto con el WEO, existen otros informes de referencia en la comunidad científica, como el informe de la compañía British Petroleum (BP). BP es una de las mayores compañías energéticas del mundo⁵, que se caracteriza por su compromiso con el medioambiente y el desarrollo sostenible, mediante la transición hacia una industria baja en carbono, una alta eficiencia energética, y grandes inversiones en investigación científica y desarrollo tecnológico. Por ello, se considera una fuente fiable de ciertos indicadores y datos relacionados con el uso de las diferentes formas de energía y su impacto a niveles nacional, regional y global en el medioambiente. El informe de previsión energética BP es, por tanto, una referencia aceptada en cuanto a las consecuencias de los distintos posibles escenarios futuros.

El calentamiento global, ampliamente estudiado por estas agencias en sus informes, se ve potenciado por una gran cantidad de fenómenos como la deforestación, la destrucción de ecosistemas marinos, el aumento de la población y/o la demanda de energía primaria.

Expertos como Corinne Le Quéré afirman que la creciente demanda global de energía está superando los esfuerzos por descarbonizar el sistema energético. Esta tendencia debe cambiar a la baja en los próximos años⁶, es decir, las emisiones debidas principalmente a los diferentes medios de transporte (sobre todo en carretera), la industria (donde existe cierto repunte del uso del carbón) y las emisiones agrícolas deben sufrir ciertos recortes para empezar a revertir esta situación. De no tomar medidas activas e inmediatas como estas, los efectos del cambio climático serán cada vez más devastadores.

Entre los efectos asociados al cambio climático, se encuentran la desertificación y cambios en los ecosistemas, el deshielo de los polos y subida del nivel del mar, desaparición de especies, acidificación de los océanos y fenómenos meteorológicos extremos.²

Los desastres originados por el incremento de la temperatura del planeta en el año 2017 supusieron 320 billones de dólares americanos y se perdieron 10000 vidas. Los efectos de los desastres naturales en el año 2018 aún no se conocen con precisión, pero los fenómenos observados como olas de calor, tifones, incendios y huracanes que han ocurrido supondrá una importante cuantía en relación al gasto total en daños de más de 2.2 trillones de dólares americanos en las dos últimas décadas.⁷

Como ya se ha mencionado antes, el calentamiento global se debe a la alta concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera. De entre todos esos gases, el más perjudicial es el CO₂, cuya concentración en la atmósfera está datada desde el año 1750, momento en que comienza la revolución industrial. Los primeros datos registrados indican valores de concentración de CO₂ en la atmósfera de 277 ppm. En 2017, este número aumentó hasta un valor aproximado de 405 ppm⁸, inicio de una época de avances científicos y tecnológicos que conllevarían grandes cambios sociales, demográficos y económicos a nivel global.

Se estima que en 2017 las emisiones de CO₂ globales aumentaron en un 1.6 % y en 2018 en un 2% ⁷, valores contrarios a los objetivos propuestos en el acuerdo de París 2015 ⁹. A continuación se incluye una gráfica de las emisiones globales de carbono en los últimos años (Figura 1).

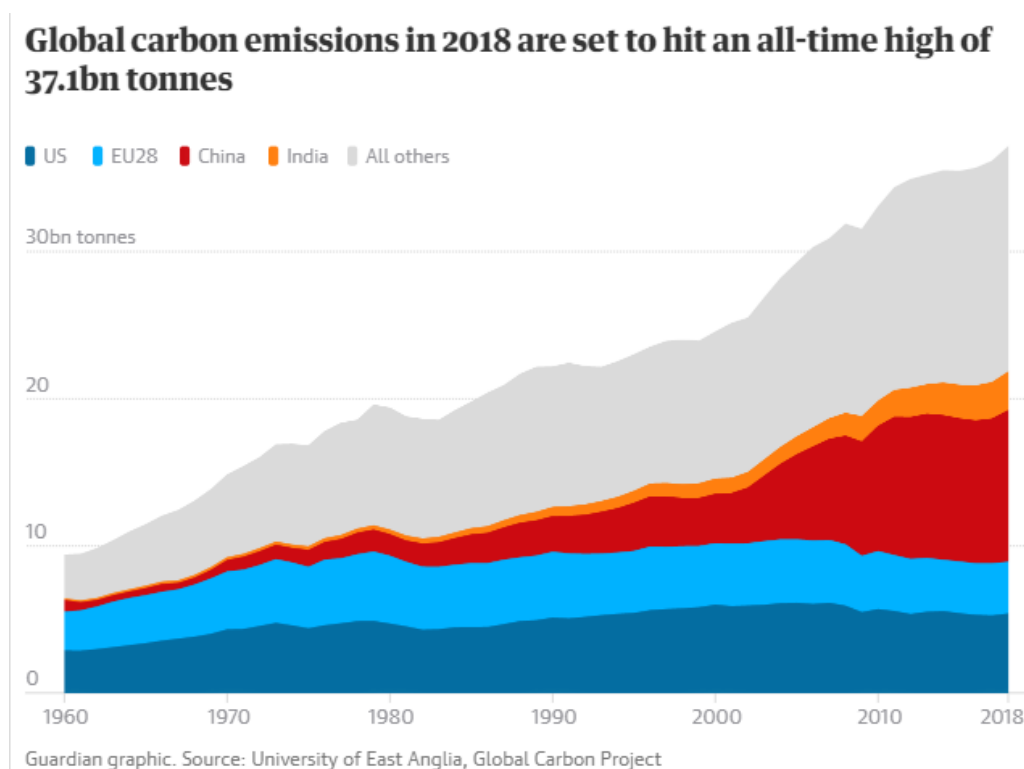


Figura 1. Emisiones globales de carbono¹⁰

Centrándonos en las emisiones de CO₂, en el WEO podemos analizar cómo se estima que evolucionen según el escenario en ese momento (Figura 2).

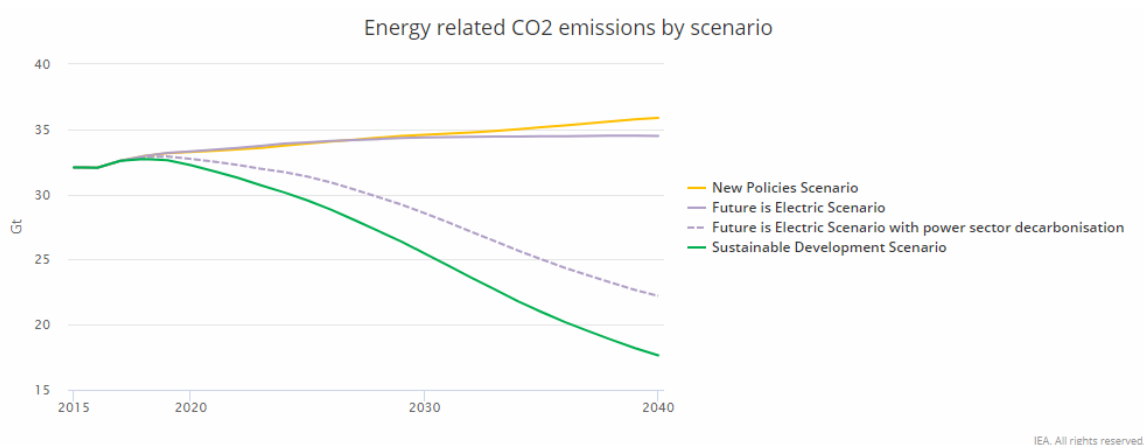


Figura 2. Emisiones de CO₂ según escenario⁴

Como se puede observar, existen diferencias abrumadoras entre las distintas medidas tomadas o escenarios posibles. Con la aplicación de las nuevas políticas, las emisiones de CO₂ seguirían aumentando paulatinamente, y esta situación sólo es ligeramente mejor en el escenario de un futuro eléctrico, ya que las emisiones también aumentan hasta alcanzar un punto máximo estable. Sin embargo, si se une la

descarbonización a dicho futuro eléctrico se obtiene una estimación de una importante reducción en las emisiones de CO₂, de en torno a un 30 % en veinte años. Dicha previsión es aún mejor en el escenario de desarrollo sostenible, ya que tras alcanzar un pico máximo de emisiones en 2020, éstas se reducirían hasta la mitad para 2040.

De acuerdo al informe BP, estos escenarios pueden ser aún más dispares entre sí. Si se observa la Figura 3, se ve cómo el nivel de las emisiones de CO₂ puede variar enormemente dependiendo del escenario. Si bien existe poca diferencia entre los escenarios de transición en evolución (ET) y menos globalización (LG) un escenario de transición rápida (RT) ayudaría a reducir dichos niveles de emisión mientras que en un supuesto caso en que se necesite más energía (ME) se incrementarían más de un 40%.

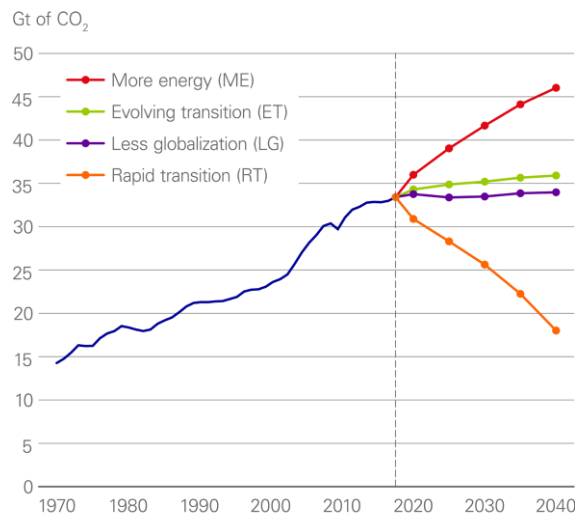


Figura 3. Emisiones de CO₂¹¹

En cuanto a las emisiones de CO₂ por sector (Figura 4) tanto edificios, transporte e industria contribuyen menos a su aumento en el escenario LCIB (industria y edificios bajos en carbón) siendo la industria el más importante.

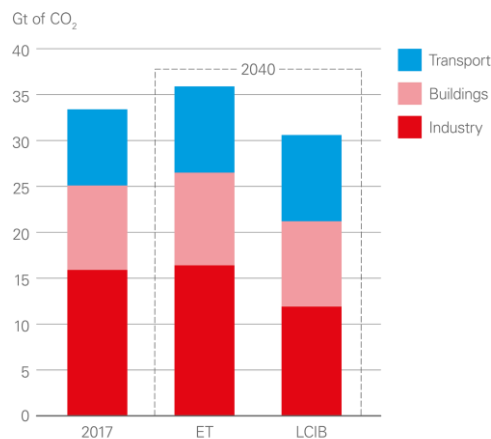


Figura 4. Emisiones de CO₂ por sector en escenarios ET y LCIB¹¹

Los encargados de encabezar la actuación global para determinar en qué escenario viviremos en el futuro son los gobiernos de los distintos países, mediante instituciones y conferencias como la Conference of Parties (COP). Desde que en 1995 se celebró en Berlín la primera COP, cada vez más y más países se han unido a dicha conferencia hasta alcanzar los 197 participantes en la conferencia de París 2015. Su objetivo es tratar de llegar a acuerdos y políticas globales que consigan frenar el cambio climático, o minimizar sus efectos dentro de lo posible.

La de París fue la edición 21 de dicha conferencia, y fue especialmente importante por numerosos acuerdos a los que se llegaron en ella. Cabe destacar que dichos acuerdos son aplicables a todos los países, que

representan casi el 88% de las emisiones globales,¹² y, principalmente, tratan de mantener el aumento de la temperatura en la superficie del planeta por debajo de 2 °C (un límite de 1.5 °C) para evitar que se deshielen los polos ártico y antártico y aumente así el nivel del mar. Entre algunas de las medidas más concretas destacan el hecho de que los países más desarrollados se comprometen a ayudar económicamente a otros países en vías de desarrollo para permitirles cumplir con el acuerdo, ya que cada país tiene distintas responsabilidades dependiendo de su situación y capacidades. Por ejemplo, los países más industrializados implementarán tecnologías de descarbonización. Se realizará un seguimiento a todos los países cada cinco años, para asegurarse de que se cumplen los objetivos de reducción de emisiones de una forma transparente. Es necesario comenzar a disminuir globalmente el nivel de emisiones, tras alcanzar su pico máximo previsto hay que implementar otras medidas que en lugar de ayudar a no aumentar dichas emisiones empiecen a reducirlas drásticamente. También se hace hincapié en que hay que tratar de minimizar y controlar los posibles daños causados por el cambio climático, todo ello con esfuerzos conjuntos y cooperación entre todos los países.

En las posteriores conferencias de Marrakech (COP 22), Bonn (COP 23) y Katowice (COP 24) se llegaron a la siguiente lista de acuerdos:¹³

- Seguimientos e informes de niveles de emisiones, facilidad global medioambiental y apoyo económico.
- Mejoras de efectividades de programas conjuntos y mejoras tecnológicas.
- Evaluaciones de dichos procesos y su implementación real.
- Propuestas de los diferentes países.
- Mejora conseguida hasta el momento respecto a los objetivos propuestos y alcance de las siguientes evaluaciones.

En la COP 24, se determinó la forma del inventario global, cuyo principal objetivo es la implementación de los objetivos de reducción de emisiones por países individuales.¹⁴

Para que la COP y sus representantes tomen estas decisiones se encuentran aconsejados por ciertos organismos y agencias, como el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC por sus siglas en inglés). El IPCC es el organismo de las Naciones Unidas encargado de evaluar la ciencia relacionada con el cambio climático¹ y aconsejar a los responsables políticos sobre el cambio climático, sus implicaciones y riesgos potenciales futuros, así como presentar opciones de mitigación y adaptación.

Creado en 1988, su principal objetivo es proporcionar a los gobiernos de todos los niveles información científica que puedan usar para desarrollar políticas climáticas. Actualmente consta de 195 miembros, los cuales forman parte de la organización mundial meteorológica (WMO) o el programa medioambiental de las naciones unidas (UNEP). Para desarrollar sus informes de evaluación, científicos del IPCC dedican voluntariamente su tiempo a evaluar los miles de documentos publicados cada año. Una parte vital de dicho proceso es la revisión abierta, exhaustiva y transparente de los expertos con el fin de contar con un amplio espectro de opiniones y experiencia, ya que el IPCC no dirige sus propias investigaciones.

El IPCC está formado por tres grupos de trabajo y un cuerpo de tareas. Los objetivos del primer grupo son tratar con las bases físicas del cambio climático, los del segundo son tratar con los impactos, adaptaciones y vulnerabilidad del cambio climático y el tercer grupo se ocupa de la mitigación del cambio climático. Por su parte, el cuerpo de tareas tiene como objetivo desarrollar y depurar una metodología para el cálculo e informe de las emisiones de gases de efecto invernadero y su eliminación.

El proceso de trabajo del IPCC es simple: inicialmente, los expertos revisan y corrigen los informes y datos de que disponen y posteriormente se los presentan a los encargados políticos, detalladamente y en forma de sumario. Finalmente, ambos grupos comentan estos informes y tras las correcciones necesarias se envían copias a los distintos órganos de gobierno para su publicación y uso.

Algunos de los últimos informes del IPCC hacen hincapié en la importancia de mantener el calentamiento global por debajo de 1.5 °C, la influencia del ser humano en dicho proceso y los posibles cambios futuros tanto en la tierra como en los océanos si este objetivo no se cumple.

Todos estos acuerdos para disminuir el calentamiento global se centran en reducir las emisiones de dióxido de carbono. Dichas emisiones de dióxido de carbono están estrechamente relacionadas con el consumo de energía primaria. En la siguiente gráfica (Figura 5) se observa dicho consumo de energía primaria global por fuentes.¹⁵

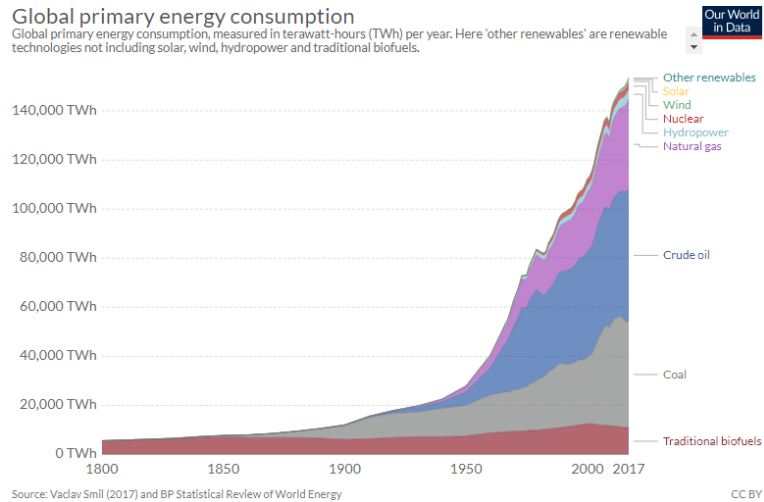


Figura 5. Consumo global de energía primaria¹⁵

En esta gráfica, queda patente que originalmente solo se consumían fuentes de energía primarias como la madera para obtener energía. Es a partir de la revolución industrial cuando se comienza a hacer un uso intensivo del carbón, a partir de 1950 el petróleo comienza a tener importancia global, y poco a poco también el gas natural.

Tanto el carbón como el petróleo son importantes fuentes de emisiones de dióxido de carbono.

Para entender mejor este consumo global actual y futuro, podemos mirar el informe BP, ya que en el último informe BP (2019) se ponen de manifiesto varios hechos interesantes:

En todos los escenarios considerados el producto interior bruto (GDP en inglés) global se dobla debido al rápido crecimiento de las economías en desarrollo.

En ciertos escenarios la demanda de energía global también aumenta significativamente, siendo la industria y las edificaciones los mayores causantes de dicho incremento mientras que la demanda del transporte disminuirá drásticamente para 2040.

Continuará la electrificación global, ayudada por el enorme desarrollo de las energías renovables y el gas natural que desbancarán a las energías fósiles y al carbón.

Estas gráficas ayudan a comprender los distintos escenarios:

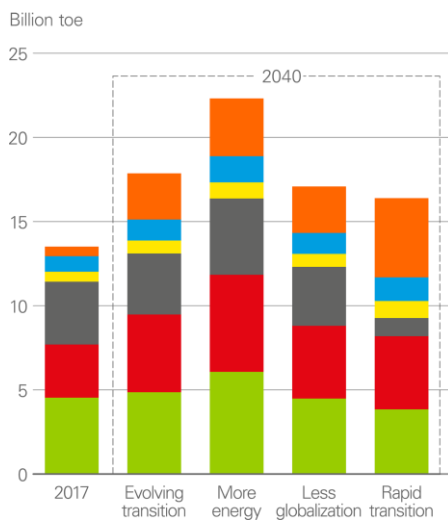


Figura 6. Consumo de energía primaria por combustible¹¹

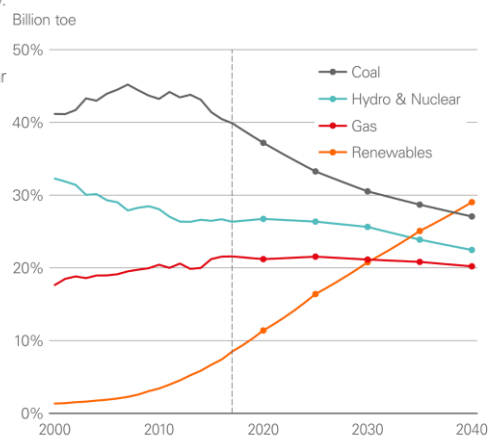


Figura 7. Porcentaje de combustibles¹¹

Como se aprecia en la Figura 6, el uso de carbón disminuye en todos los escenarios para 2040 excepto en el de más energía, en el cual todas las fuentes de energía primaria aumentan significativamente. Prácticamente lo mismo ocurre con el petróleo, que en el escenario de transición en evolución aumenta ligeramente debido a la

tendencia actual de consumo energético. El incremento de la producción de gas natural será necesario en cualquiera de los posibles escenarios, así como un mayor desarrollo de las energías renovables que podrían llegar a suponer un 30% del consumo total energético global. En cuanto a la energía nuclear, su demanda se mantendrá más o menos constante en el futuro y el consumo de energía hidráulica experimentará un ligero aumento.

En cuanto a la energía, el mundo continuará volviéndose cada vez más eléctrico. En la Figura 7 se observa una gran disminución de la importancia del carbón, mientras que las energías renovables pasarán a ser el porcentaje más importante, pasando de en torno a un 10% a casi un 30% en veinte años.

En la gráfica siguiente (Figura 8) se aprecia la tendencia general de incremento de consumo energético futuro, en la que tanto el transporte como los no combustibles crecen considerablemente pero no tanto como para desbancar a los edificios y sobre todo industria como mayores sectores de consumo de energía.

En el escenario LCIB, impulsado por la eficiencia energética, captura, almacenamiento y uso de carbono y economía circular, se observa como el incremento de demanda energética es mucho menor que en el escenario ET, especialmente en la industria (Figura 9).

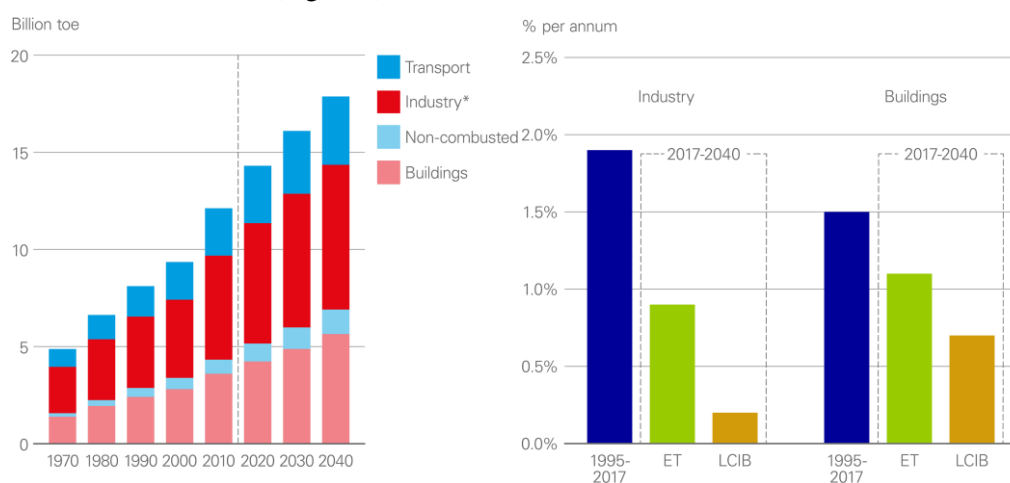


Figura 8. Consumo de energía primaria por sector¹¹ Figura 9. Crecimiento demanda energética ET y LCIB¹¹

Aún queda un largo camino para dejar de depender de las energías fósiles, a pesar de que, como se observa en las gráficas, en los últimos años se ha producido un gran aumento en la investigación y desarrollo de las energías renovables.

En este mundo cada vez más poblado (la población mundial creció un 20% en los últimos 15 años)¹⁶, las necesidades energéticas aumentan proporcionalmente a dicho crecimiento, por lo que la electricidad, el gas natural y el petróleo se han convertido en elementos indispensables para cubrir dicha demanda, haciendo que cada vez se dependa más de la energía. En la siguiente gráfica se observa el consumo de energía por región (Figura 10).

En 1965, Europa, Norte América y Eurasia eran los principales consumidores de energía mundial, con más del 80% del consumo global. El resto de regiones ha ido ganando peso paulatinamente en los últimos años, hasta el punto de que en 2015 Asia-Pacífico es el principal consumidor regional, con un 42% del consumo global, prácticamente el mismo porcentaje que el conjunto de Europa, Norte América y Eurasia (43%).

Este hecho indica que las economías emergentes como China e India están desbancando a los anteriores mayores consumidores de energía de la región, como serían Japón o Australia. La importancia de la aportación medioambiental de estos países queda patente al mirar los datos de emisiones, ya que hoy en día los países que más CO₂ emiten a la atmósfera son India (6.3%), China (4.7 %) y EEUU (2.5%)⁶, seguidos de la Unión Europea (Figura 11).

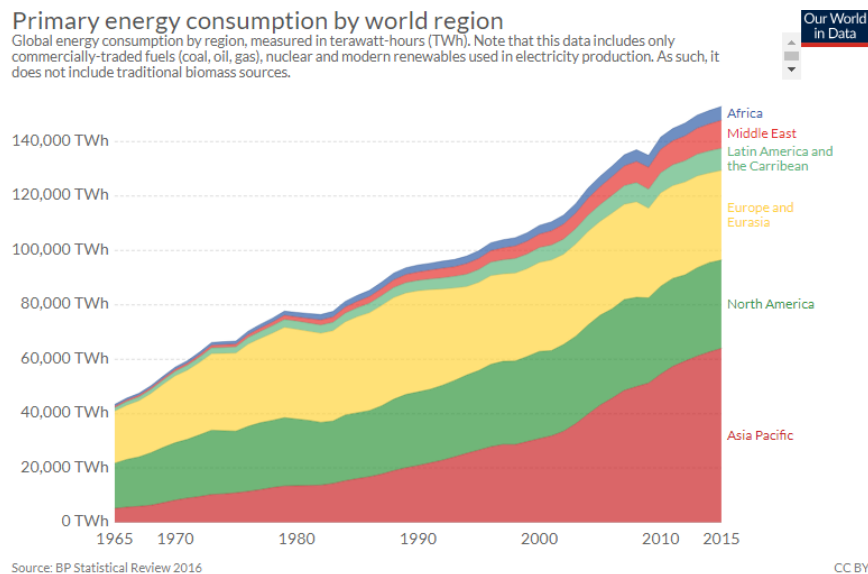


Figura 10. Consumo de energía primaria por región¹⁵

Las políticas de los países miembros de la unión europea tratan de conseguir que todos sus ciudadanos puedan acceder a fuentes de energía de forma asequible, segura y sostenible⁹. Para ello, se centran en los siguientes puntos:

- Aumentar la seguridad energética
- Creación de un mercado energético interno
- Mejorar la eficiencia energética
- Descarbonizar la economía (las energías renovables tendrán un papel importante)
- Apoyar la innovación, la investigación y la competitividad

La estrategia de seguridad energética presenta medidas a corto y largo plazo para apuntalar la seguridad del suministro energético.

El uso de fondos europeos para la creación de una red energética moderna e interconectada a través de toda Europa.

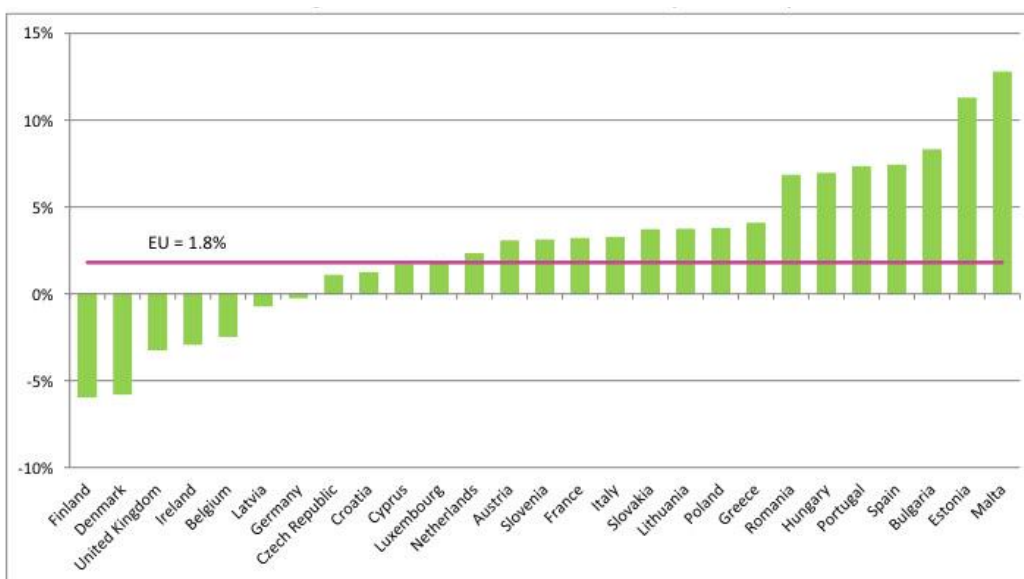


Figura 11. Variación de emisiones 2016-2017 UE¹⁷

El paquete de energía limpia para todos los europeos pone énfasis en tres objetivos: priorizar la eficiencia energética, alcanzar el liderazgo global en energías renovables y proporcionar un trato justo para los consumidores.

Seguridad en los sectores energéticos, con reglas estrictas acerca de la eliminación de residuos nucleares y la operación offshore de plataformas de gas y petróleo.

Para conseguir esto, se han fijado objetivos para 2020 y 2030 que en conjunto planean crear un marco político estable sobre las emisiones de gases de efecto invernadero, energías renovables y eficiencia energética que den más certeza a los inversores y confirmen el liderazgo de la UE (Unión Europea) en estos campos a nivel mundial.

En cuanto a Estados Unidos, su política nacional para la eficiencia energética es vital para la creación de empleo y el desarrollo económico¹⁸. Para ello se intentan reducir las importaciones de petróleo (la diferencia entre la energía total nacional producida y la consumida, en torno a un 10 % se debió en 2017 principalmente a las importaciones de petróleo¹⁹), mejorar la fiabilidad de las redes eléctricas, bajar los precios de la energía y abordar el cambio climático y la contaminación del aire. Las legislaciones federales, a través de numerosas agencias y departamentos, proporcionan programas esenciales de eficiencia energética a nivel nacional como la aplicación de estándares de eficiencia de vehículos, etiquetas ENERGY STAR®, incentivos de impuestos, asistencia técnica e investigación y desarrollo de nuevas tecnologías.

Para conseguirlo, se han fijado una serie de objetivos a largo plazo, como el estándar de recurso de eficiencia energética (Energy Efficiency Resource Standard o EERS) que indica la cantidad de energía que se debe ahorrar para un año determinado (Figura 12).

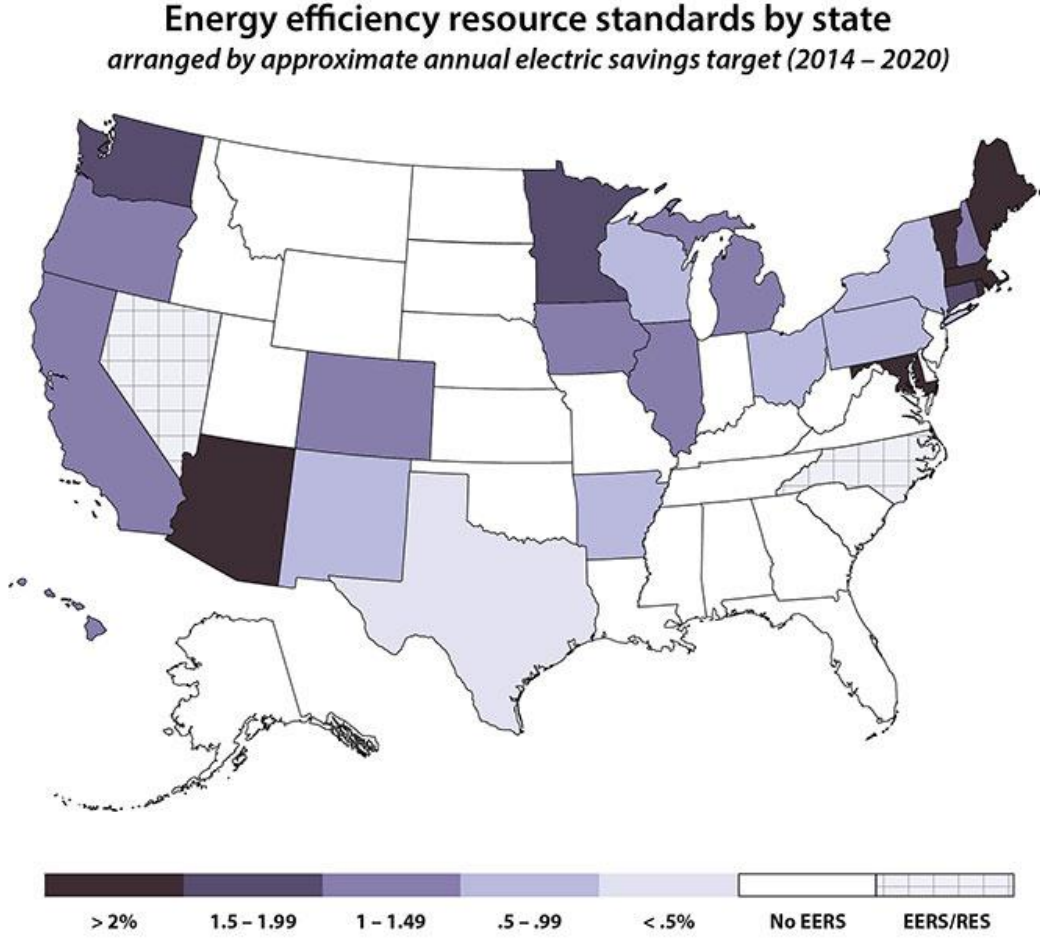


Figura 12. EERS por estado para el ahorro eléctrico¹⁸

China, el país más poblado del planeta, cuenta con una economía de crecimiento rápido que le ha llevado a ser el primer consumidor y generador de energía del mundo¹⁹.

La mayor parte de esta energía generada se debe a la combustión de carbón, más del 70 % en 2015, pero se espera que esta cifra baje paulatinamente en los próximos años debido a las políticas de descarbonización, así como el aumento de las energías nuclear y renovables (Figura 13).

El plan de cinco años de energías renovables (2016-2020) también recoge otra serie de medidas²⁰, aparte de las ya mencionadas, como aumentar la capacidad de energía eólica ya instalada, promover las energías eólica y marítima, iniciar una innovación tecnológica de energías renovables y fomentar su uso y desarrollo y reducir la dependencia de compañías extranjeras.

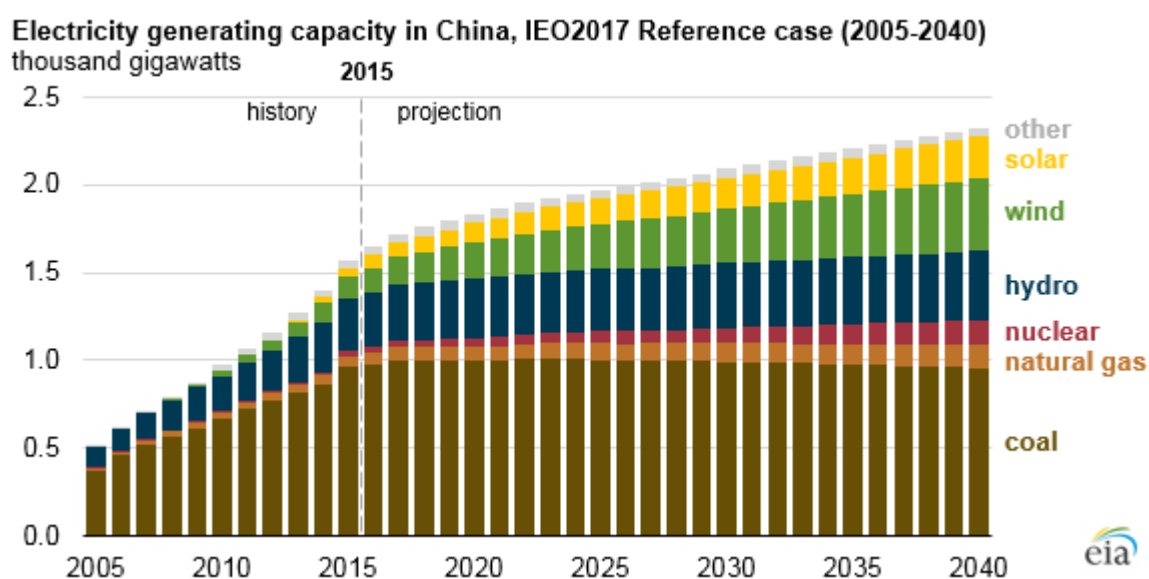


Figura 13. Previsión de generación eléctrica. China¹⁹

En conclusión, el calentamiento global es un serio problema que debe ser afrontado a escala internacional lo antes posible, y para ello la tecnología jugará un papel fundamental.

Desde el punto de vista energético y medioambiental hay que eliminar las centrales térmicas y de carbón y limitar las nucleares para paulatinamente ir haciendo hueco a las energías del futuro. En este periodo de transición se necesitarán otras tecnologías de apoyo, los ciclos combinados son los mejor situados.

2 CICLOS COMBINADOS

Las plantas de producción de energía eléctrica basadas en ciclos combinados consisten en unidades de generación eléctrica en las que se transforma la energía térmica del gas natural en electricidad mediante dos ciclos consecutivos realizados en dos máquinas térmicas diferentes: el que corresponde a una turbina de gas convencional y el que corresponde a una turbina de vapor.^{21 22}

Este tipo de centrales se caracterizan por el uso que se realiza del calor generado en la combustión de la turbina de gas, que se lleva a un elemento recuperador de calor y se emplea para mover una o varias turbinas de vapor mediante un ciclo agua-vapor. Estas dos turbinas, de gas y de vapor, están acopladas a un alternador común que convierte la energía mecánica generada por las turbinas en energía eléctrica (Figura 14).

La energía generada en estas instalaciones puede ser aprovechada, además de para generar electricidad, para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.

Los ciclos combinados son la tecnología que permite producir electricidad a partir de combustibles fósiles con menores emisiones de CO₂ asociadas. Una planta de ciclo combinado emite unos 450 gramos de CO₂ por kWh de electricidad producida²³, una cantidad mucho menor que otros métodos de producción eléctrica como las centrales clásicas de ciclo agua-vapor (850g CO₂/kWh)²⁴, las centrales de combustión de carbón (1000g CO₂/kWh)²⁵ o incluso las centrales de combustión de gas natural (550g CO₂/kWh)²⁶.

A continuación, se muestra un esquema simplificado del funcionamiento de un circuito típico de un ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, de un solo nivel de presión (Figura 15). La Figura 16 muestra una imagen de una planta real, la planta de ciclo combinado de Mérida Power, situada en Valverde de Mérida, en la provincia de Badajoz.

El aire aspirado desde el ambiente es introducido en la turbina de gas, comprimido en el compresor y mezclado con el combustible en la cámara de combustión, previo a su combustión. En esta cámara, el combustible ingresa tras ser atomizado, de modo que se facilite el mezclado de éste con el comburente. Los gases de combustión calientes se expanden a continuación en la turbina de expansión permitiendo así la operación del compresor y del generador eléctrico asociado al ciclo de gas.

Los gases de escape tras la turbina de gas, a unos 600°C²⁸, entran en la caldera de recuperación de calor. En esta caldera de recuperación se produce el intercambio energético entre los gases calientes de escape y el agua del ciclo de vapor, que se encuentra a alta presión (presiones incluso superiores a 29 bar)²⁹. Dicho intercambio se produce mediante el aprovechamiento del calor sensible de los gases de escape al llevar su temperatura al valor más bajo posible. Los gases enfriados son emitidos a la atmósfera a temperaturas cercanas a los 100 °C²⁸. En cuanto al ciclo de vapor, el agua obtenida a la salida del condensador se acumula en un tanque o depósito de alimentación desde donde se envía a varios calderines de alimentación de intercambiadores de calor de la caldera de recuperación (según se trate de ciclos combinados de una o más presiones).

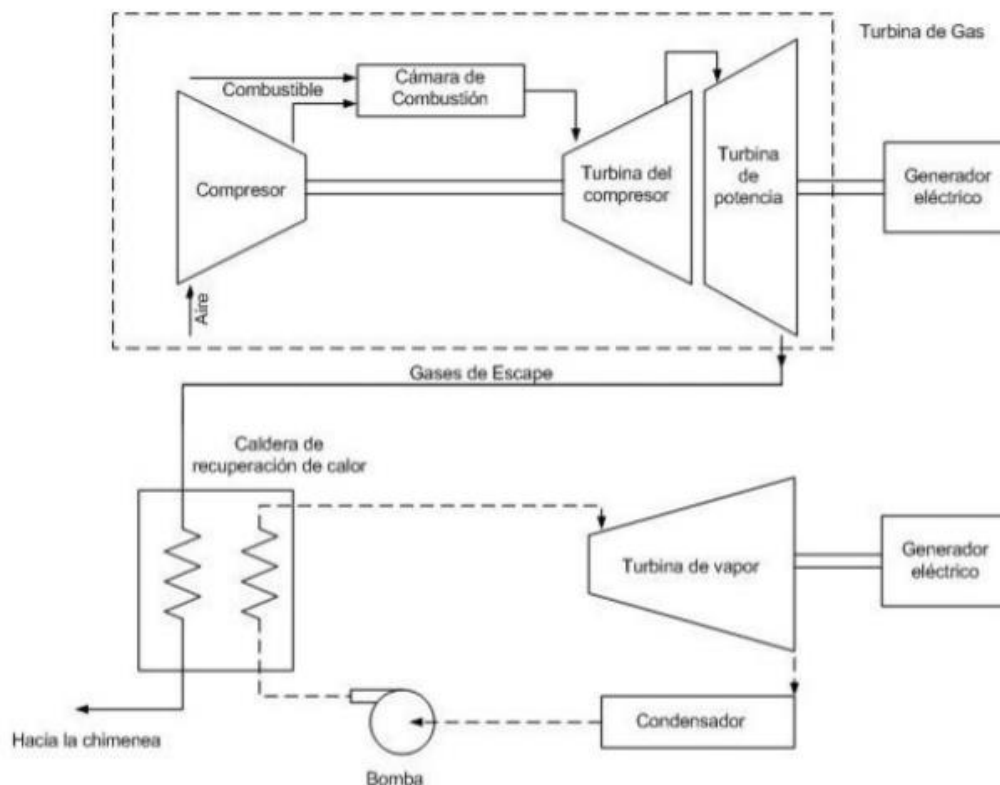


Figura 14. Esquema de funcionamiento de una central de ciclo combinado²⁷

En la caldera de recuperación, el ciclo de agua/vapor consta de pasa tres zonas o sectores principales, a saber:

- 1- Economizadores, que aumentan la temperatura del agua casi hasta el punto de ebullición empleando la energía térmica de los gases de escape.
- 2- Los sectores de evaporación, los cuales se encuentran en la zona central de la caldera, y es donde se produce el cambio de fase líquido-vapor (en esta etapa apenas se incrementa la temperatura, tan sólo se vaporiza el agua).
- 3- Los sectores de sobrecalentamiento, que hacen que el vapor adquiera un mayor nivel energético, al aumentar su entalpía y aumentando su temperatura. Estos sectores de sobrecalentamiento están situados en la zona más próxima al escape de la turbina, donde la temperatura es más alta (superior a 500° C).

Finalmente, el vapor producido se expande en la turbina de vapor, donde el vapor cede su energía, la cual se aprovecha para generar electricidad mediante un alternador. Posteriormente, el vapor es condensado antes de ser retornado al economizador en el condensador.

La combinación de estos dos procesos (turbina de gas y turbina de vapor) puede alcanzar altos rendimientos de aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, en torno al 60%, mucho mayores a los de una central térmica convencional de un solo ciclo (rara vez más del 40%).²² Esto se debe a que los ciclos combinados producen energía en dos fases: una primera fase de combustión de gas natural que genera electricidad, y una segunda fase que aprovecha los gases residuales de dicha combustión, los cuales aún están calientes y de los que se aprovecha su calor en la zona de intercambio (de otra manera estos gases de escape serían expulsados a la atmósfera a través de la chimenea a elevada temperatura), para generar vapor de agua que mueve una turbina que produce más energía, por ello son más eficientes al aprovechar más la energía del combustible, superando el rendimiento del 35% de una turbina de gas común.²²

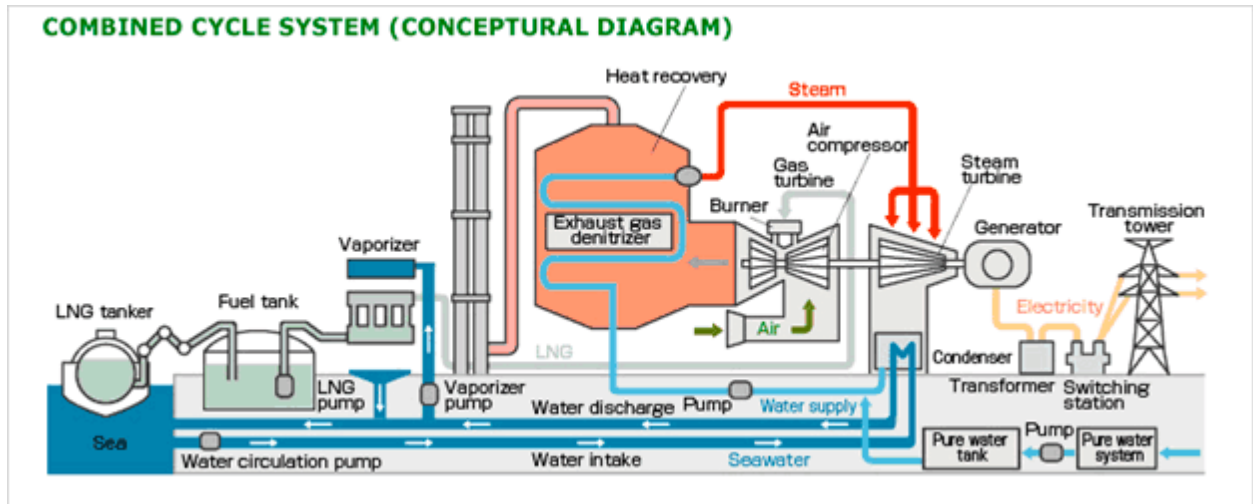


Figura 15. Diagrama conceptual ciclo combinado.³⁰



Figura 16. Planta de ciclo combinado Mérida Power³¹

2.1 Beneficios medioambientales del ciclo combinado

Los ciclos combinados presentan ventajas medioambientales y económicas respecto a otras tecnologías de conversión térmica. Esta tecnología permite un menor consumo de energía primaria para alcanzar una mayor producción de energía eléctrica, siendo el rendimiento de un ciclo combinado del 58% frente al 36% de una central térmica convencional.²¹

Al usar gas natural como combustible, se produce un menor grado de contaminación atmosférica, bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de NO_x, ya que el gas natural es un combustible fósil más limpio que el carbón, el petróleo o sus derivados, también usados en la generación de electricidad.

Menos eliminación de calor al medio ambiente, es decir, menor contaminación térmica que las centrales térmicas convencionales.

Para la condensación del vapor, se necesita en el proceso de generación de un ciclo combinado un tercio del

agua de refrigeración requerida en las centrales térmicas convencionales.

Debido a que el transporte y suministro de la energía primaria de una central de ciclo combinado, es decir, el gas natural, se realiza mediante un gasoducto enterrado, se evita el impacto derivado de la circulación de camiones o trenes de aprovisionamiento de carbón o fueloil, la energía primaria usada en las centrales térmicas convencionales.

Las centrales de ciclo combinado se pueden construir cerca de los lugares donde se consumirá posteriormente la electricidad. Gracias a esto, se acortan las líneas del tendido eléctrico, con lo que se reducen esas inevitables pérdidas de electricidad y se disminuye el impacto visual.

2.2 Ciclo Brayton³²

El modelo termodinámico de las turbinas de gas se fundamenta en el ciclo de Brayton, en realidad el fluido de trabajo no cumple un ciclo completo en las turbinas de gas porque este finaliza en un estado diferente al que tenía cuando inició el proceso, se podría decir que es un ciclo abierto. Las turbinas de gas de ciclo abierto simple utilizan una cámara de combustión interna para suministrar calor al fluido de trabajo y las turbinas de gas de ciclo cerrado simple utilizan un proceso de transferencia para agregar o remover calor del fluido de trabajo. Un diagrama T-s del ciclo termodinámico básico de las turbinas de gas se adjunta en la Figura 17.

El ciclo básico de Brayton en condiciones ideales está compuesto por cuatro etapas o procesos:

1-2. Compresión isentrópica en compresor.

2-3. Aumento de calor del fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o una cámara de combustión.

3-4. Expansión isentrópica en turbina.

4-1. Extracción de calor del fluido de trabajo a presión constante en un intercambiador de calor o en la atmósfera.

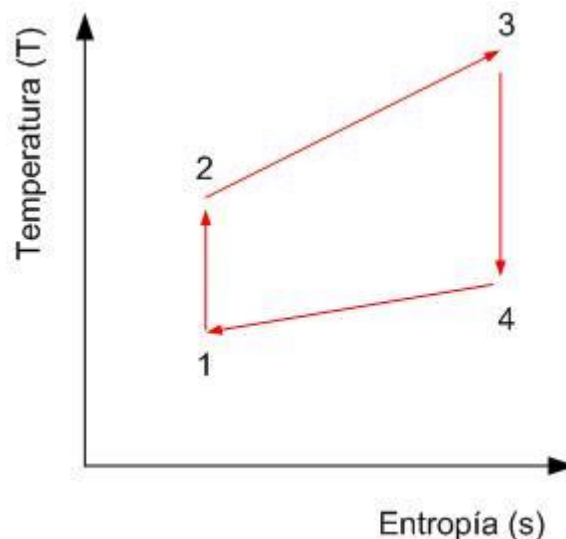


Figura 17. Ciclo termodinámico básico de las turbinas de gas.³²

En el ciclo Brayton, el trabajo neto es la diferencia entre el trabajo obtenido en la expansión y el trabajo invertido en la compresión, es decir:

$$W_{net} = W_t - W_c \text{ (Ecuación 1)}$$

Para un gas ideal, el trabajo neto generado puede escribirse como:

$$W_{net} = W_t - W_c \text{ (Ecuación 2)}$$

$$W_{net} = \bar{m}Cp_g(T_3 - T_4) - \bar{m}Cp_a(T_2 - T_1) \text{ (Ecuación 3)}$$

Y el calor añadido por unidad de masa será:

$$q_a = \bar{m}Cp_g(T_3 - T_2) \text{ (Ecuación 4)}$$

Como en el ciclo Rankine, la eficiencia térmica del ciclo Brayton es la relación entre el trabajo neto desarrollado y el calor añadido:

$$\eta_{net} = \frac{W_{net}}{q_a} \text{ (Ecuación 5)}$$

La eficiencia térmica del ciclo Brayton para un gas ideal puede escribirse como:

$$\eta_{net} = \frac{\bar{m}Cp_g(T_3 - T_4) - \bar{m}Cp_a(T_2 - T_1)}{\bar{m}Cp_g(T_3 - T_2)} \text{ (Ecuación 6)}$$

En la Figura siguiente se muestra una representación esquemática del ciclo Brayton (Figura 18).

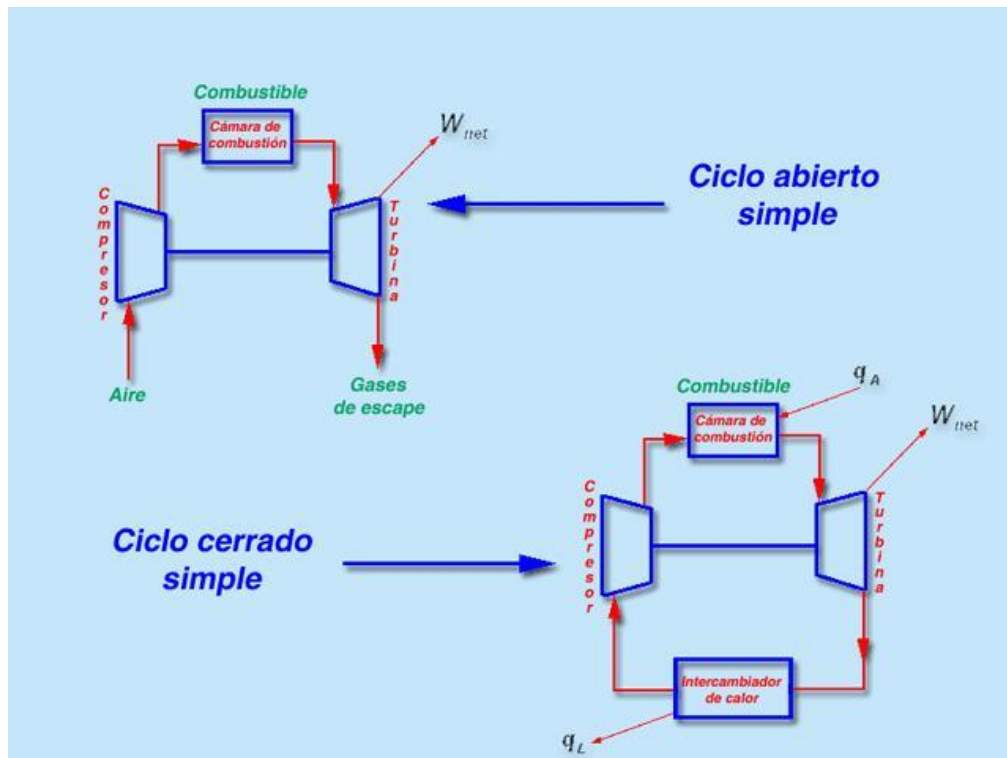


Figura 18. Esquema del ciclo básico de las turbinas de gas.³²

Modificaciones del ciclo básico en las turbinas de gas

La eficiencia térmica del ciclo Brayton ideal depende de la compresión. Si se aumenta la relación de compresión en el ciclo, será necesario suministrar más calor al sistema, ya que las líneas de presión constante divergen hacia arriba y hacia la derecha en el diagrama T-s y la temperatura máxima del ciclo será mayor. Como el calor suministrado es mayor, la eficiencia térmica aumentará con el ratio de compresión (Figura 19)

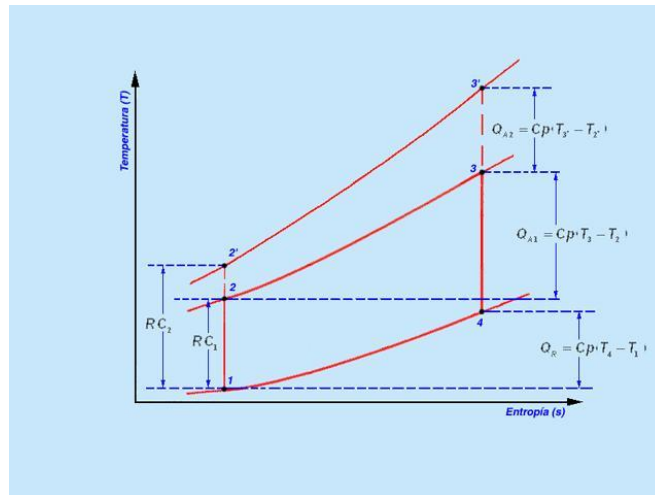


Figura 19. Diagrama T-s de ciclos termodinámicos básicos de las turbinas de gas con diferentes relaciones de compresión.³²

Sin embargo, la temperatura máxima del ciclo está limitada por los materiales en los cuales están contruidos los componentes y por lo tanto se requerirán sistemas de refrigeración más eficientes.

La eficiencia del ciclo también se ve afectada por las pérdidas en otros equipos, como en el compresor, en la turbina y en las caídas de presión en la cámara de combustión. Podemos verlo en el diagrama que representa estas condiciones en el ciclo, disminuyendo en consecuencia la eficiencia del ciclo (Figura 20).

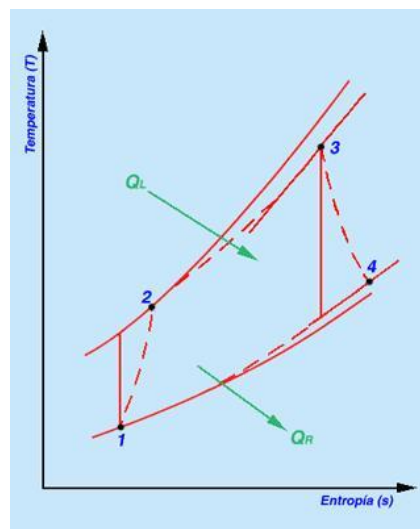


Figura 20. Diagrama T-s del ciclo termodinámico básico real de las turbinas de gas.³²

A diferencia del ciclo Rankine, el proceso de compresión para elevar la presión en el ciclo Brayton es muy costoso energéticamente y gran parte del trabajo producido por la turbina es consumido por el compresor, en un porcentaje que varía entre 40% y 80%. Esta desventaja frente al ciclo Rankine hace necesario prestar una mayor atención en el diseño de turbinas de gas ya que cualquier pérdida de presión en la cámara de combustión y demás componentes entre el compresor y la turbina debe compensarse con mayor trabajo en el compresor. Asimismo, la eficiencia del compresor y la turbina juegan un papel muy importante, debido a que eficiencias cercanas al 60% en estos componentes ocasionarían que todo el trabajo producido por la turbina sea

consumido por el compresor y por tanto la eficiencia global sería cero.

Es posible hacer algunas modificaciones al ciclo Brayton básico para obtener valores más favorables de eficiencia térmica y trabajo neto. Las modificaciones que podemos hacer son las siguientes:

a) Ciclo con enfriamiento intermedio de aire

Se comprimen los gases de entrada en dos etapas con una etapa de refrigeración intermedia para aprovechar parte del calor adquirido en la primera compresión.

b) Ciclo con recalentamiento intermedio

Una segunda cámara de combustión a la salida de la turbina de alta presión eleva la temperatura de los gases que entran a la turbina de baja presión sin necesidad de aporte extra de comburente.

c) Ciclo regenerativo

Se aprovecha la diferencia de temperatura entre gases a la salida de la turbina y gases a la salida del compresor mediante un intercambiador de calor o regenerador.

2.3 Ciclo Rankine³³

En las centrales de ciclo combinado, el vapor sigue el ciclo de Rankine y es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y que durante su evolución se produzcan cambios de fase. De forma simplificada, y para el ciclo básico, la evolución del fluido sigue las siguientes etapas (Figura 21):

1. Una etapa de expansión del fluido en fase vapor lo más isentrópica posible, realizada en una máquina térmica denominada turbina de vapor.
2. A la salida de la turbina de vapor, una cesión de calor residual del vapor a presión constante en un equipo llamado condensador. En este equipo se realiza la condensación total del mismo hasta que se encuentra en fase líquida.
3. Una o varias etapas de aumento de la presión del fluido. El proceso se realiza con el fluido en fase líquida, con bombas y fuera de la zona de cambio de fase. Ésta es una de las principales diferencias con el ciclo de Carnot ya que, en sentido estricto, para obtener la máxima eficiencia sería necesario realizar la compresión de un fluido bifásico, con la dificultad tecnológica que ello conlleva.
4. Una etapa de aporte de calor a presión constante, que en los ciclos combinados se hace en la caldera de recuperación de calor por los gases de escape de la turbina de gas. El fluido pasa por una etapa de calentamiento previo en fase líquida, un proceso de cambio de fase y una elevación posterior de la temperatura del vapor en lo que se denomina sobrecalentado, motivada por la necesidad de disminuir la humedad en el vapor en las últimas etapas de expansión de la turbina. Esto último constituye la segunda particularidad del ciclo de Rankine y otra diferencia fundamental con el ciclo de Carnot.

El fluido motor empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia, aunque no es el único y podrían emplearse otros fluidos tales como mercurio o fluidos orgánicos.

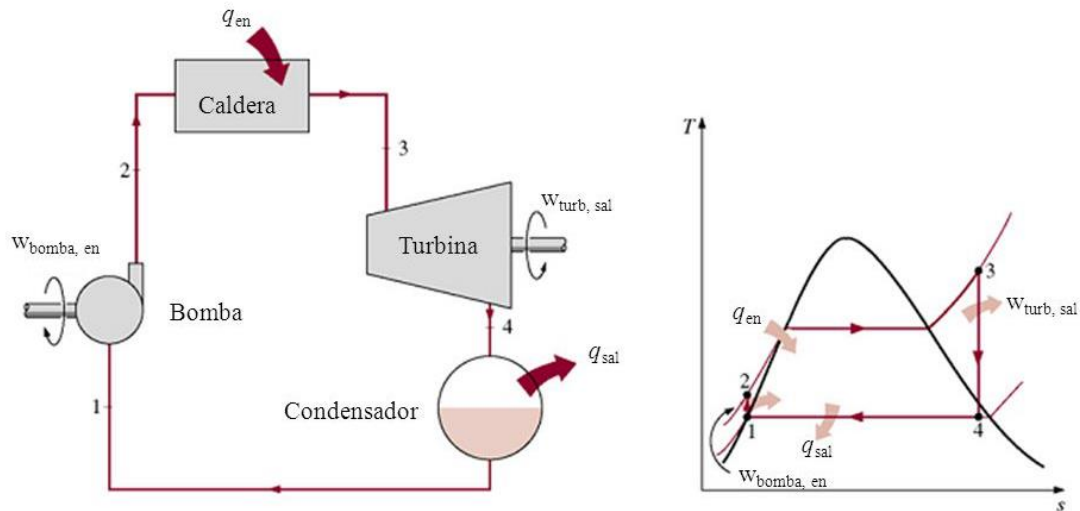


Figura 21. Ciclo Rankine³⁴

2.4 Elementos constituyentes del ciclo agua-vapor

A continuación, se detalla el recorrido del agua-vapor desde que sale de la turbina de vapor hasta que vuelve a entrar a la caldera de recuperación de calor. Los pasos que sigue el fluido vienen explicados en la Figura 22:

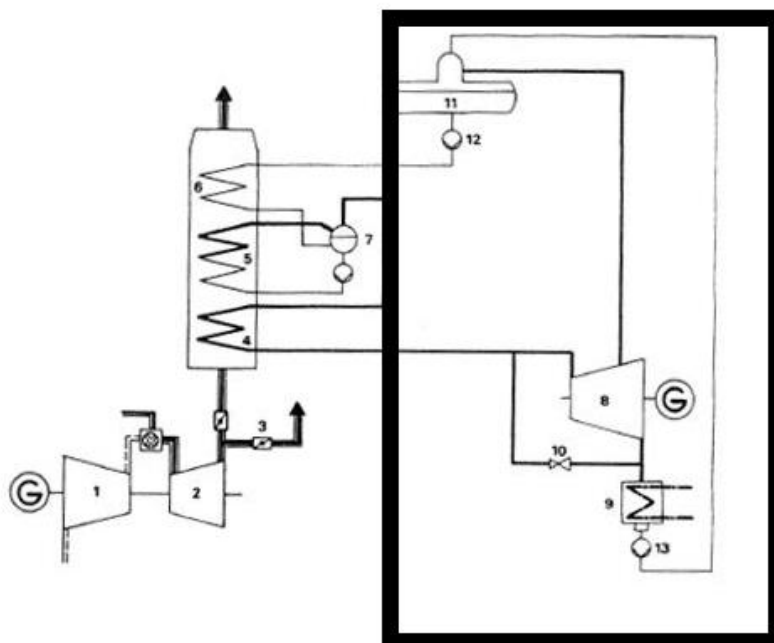


Figura 22. Esquema del funcionamiento del Ciclo Agua-Vapor³⁵

1. Condensador (9): Es un intercambiador de calor formado por multitud de tubos, a través de los cuales circula el fluido refrigerante (suele ser agua), su función es condensar el vapor que sale de la turbina

- **Turbinas de gas**³⁷

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno. Su franja de operación va desde pequeñas potencias (30 KW para las microturbinas) hasta 500 MW. A continuación, se puede ver un esquema de una turbina de gas (Figura 24).

Normalmente se entiende por turbina de gas el conjunto formado por los siguientes elementos:

- Compresor, responsable de la elevación de presión del fluido de trabajo.
- Sistema de aporte de calor al fluido.
- Elemento expansor, o turbina propiamente dicha.

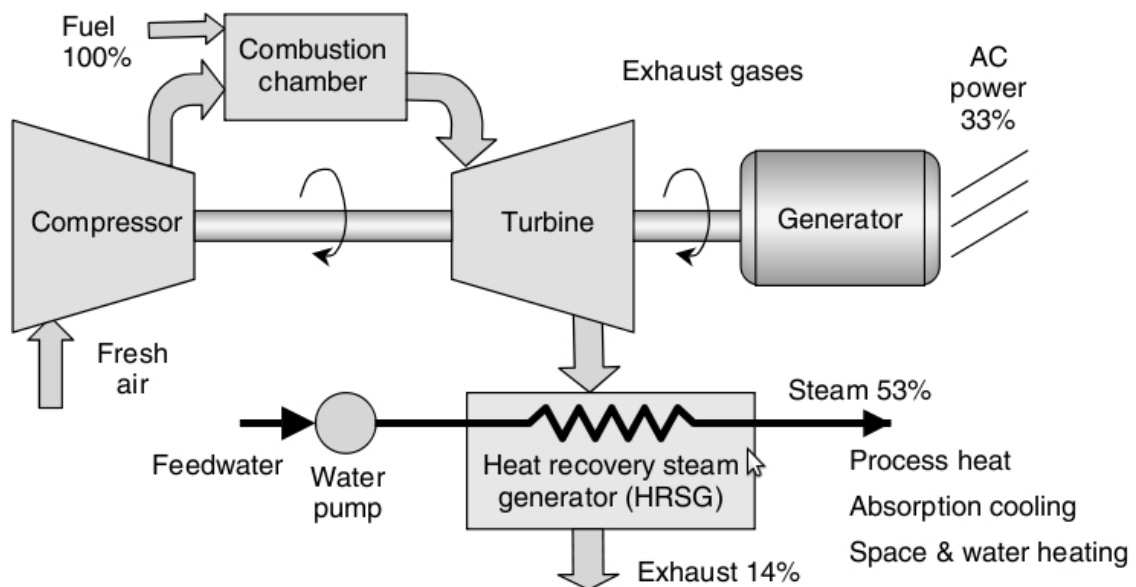


Figura 24: Flujos en una turbina de gas³⁸

La máquina de la Figura 25 representa el ciclo térmico Brayton. La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador.

Los principales elementos de la turbina de gas son cinco: la admisión de aire, el compresor, la cámara de combustión, la turbina de expansión y el rotor. A continuación, se detallan las principales características de cada uno de estos elementos.

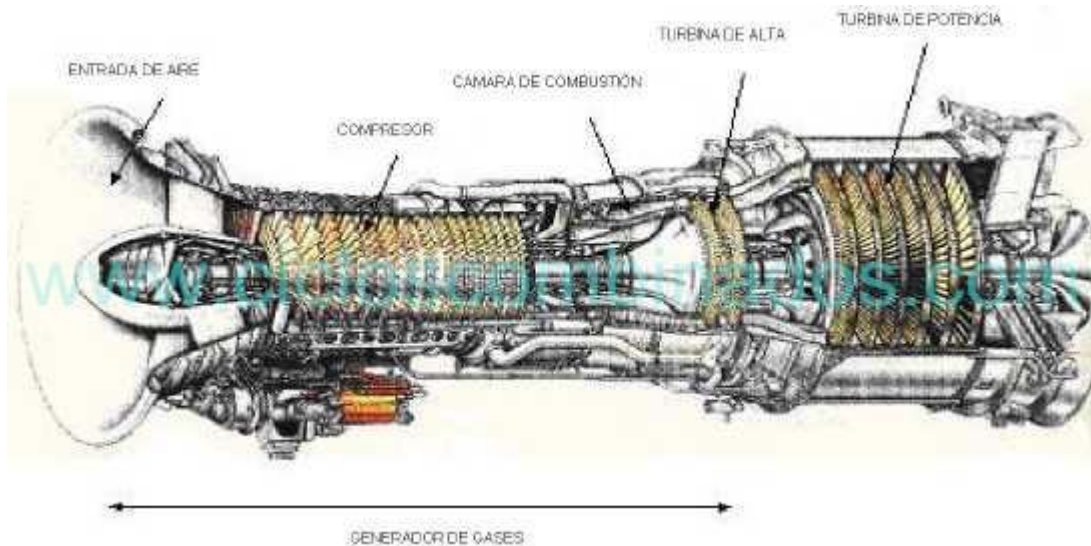


Figura 25: Turbina de gas. Partes principales³⁷

- **Admisión de aire**

El sistema de admisión de aire consta de todos los elementos necesarios para que el aire entre en la turbina en las condiciones más adecuadas de presión, temperatura y limpieza. Para ello cuenta con filtros de varios tipos, que se encargarán de eliminar la suciedad que pueda arrastrar el aire; y de una serie de sistemas que acondicionarán la temperatura para facilitar que entre a la turbina la mayor cantidad posible de masa de aire.

- **Compresor de aire**

La función del compresor es elevar la presión del aire de combustión (una vez filtrado) antes que entre en la cámara de combustión, en una relación que varía según la turbina pero que normalmente está comprendida entre 10:1 y 40:1. Esta compresión se realiza en varias etapas y consume aproximadamente las 2/3 partes del trabajo producido por la turbina.

El control de la entrada de aire para la combustión se realiza variando el ángulo de inclinación de las ruedas iniciales de álabes del compresor. A mayor ángulo, mayor cantidad de aire de entrada al compresor, y, por tanto, a la turbina. Este método se usa para mejorar el comportamiento a carga parcial de la turbina de gas, como se verá más adelante.

Una parte del aire del compresor se utiliza para refrigeración de álabes y de la cámara de combustión, de forma que aproximadamente un 50% de la masa de aire es usado para este fin.

- **Cámara de combustión**

En ella tiene lugar la combustión a presión constante del gas combustible junto con el aire. Esta combustión a presión obliga a que el combustible sea introducido a un nivel de presión adecuado, que oscila entre 16 y 50 bar.

Debido a las altas temperaturas que pueden alcanzarse en la combustión y para no reducir demasiado la vida útil de los elementos componentes de la cámara, se trabaja con un exceso de aire alto, utilizando del 300 al 400% del aire teórico necesario, con lo que se consigue por un lado reducir la temperatura de llama y por otro refrigerar las partes más calientes de la cámara. Parte del aire que procede del compresor, se dirige directamente hacia las paredes de la cámara de combustión para mantener su temperatura en valores convenientemente bajos. Otra parte se hace circular por el interior de los álabes de la turbina, saliendo por orificios en los bordes que crean una película sobre la superficie de los álabes.

- **Turbina de expansión**

En la turbina es donde tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada (entalpía), a potencia mecánica (en forma de rotación de un eje). Como se ha indicado antes, una parte importante de esta potencia es absorbida directamente por el compresor.

Los gases, que entran a la turbina a una temperatura de 1200-1400°C y una presión de 10 a 30 bar., salen a unos 450-600°C. Esa alta temperatura hace que la energía que contienen pueda ser aprovechada bien para mejorar el rendimiento de la turbina (con un sistema conocido como regeneración, que consiste en utilizar estos gases para calentar adicionalmente la mezcla en la cámara de combustión) o bien, como es más habitual, para generar vapor en una caldera de recuperación. Ese vapor posteriormente se introduce en una turbina de vapor consiguiéndose un aumento del rendimiento global igual o incluso superior al 55% (el rendimiento de la turbina de gas es de 30-35%).

Sus principales ventajas son su pequeño peso y volumen en relación a su potencia y la flexibilidad de su operación. Apenas tienen necesidades de refrigeración y lubricación, lo que facilita enormemente su instalación. También cabe destacar su mantenimiento sencillo y alta fiabilidad.

Entre sus inconvenientes destacan la alta velocidad de rotación y su bajo rendimiento en comparación con motores diésel o las turbinas de vapor.

- **Turbina de vapor**³⁹

En las turbinas de vapor empleadas en los ciclos combinados, el vapor a alta presión generado en la caldera se lleva a la turbina a través de las toberas. Allí el vapor hace girar unos álabes unidos a un eje rotor, donde se genera la electricidad. Por tanto, en las turbinas de vapor se transforma la energía química del combustible en energía cinética (Figura 26).

Después de circular por la turbina, el vapor se expande en los cuerpos de la turbina hasta la presión de condensación. La energía del vapor no aprovechable en forma de energía mecánica en el proceso de expansión se cede en parte al foco frío en el condensador, donde el vapor de agua se transforma en agua líquida y así facilitar el proceso de elevación de presión posterior.

A la salida del condensador, una o dos etapas de bombeo se encargan de elevar la presión del agua desde el pozo de condensado hasta la caldera de recuperación de calor, donde se produce el calentamiento, vaporización del agua y sobrecalentamiento del vapor a presión constante. A la salida de la caldera, el vapor producido se introduce en la turbina de vapor, repitiendo de nuevo los procesos ya descritos. Las turbinas de vapor empleadas en los ciclos combinados son en esencia similares a las empleadas en centrales convencionales, aunque presentan ciertas particularidades específicas.

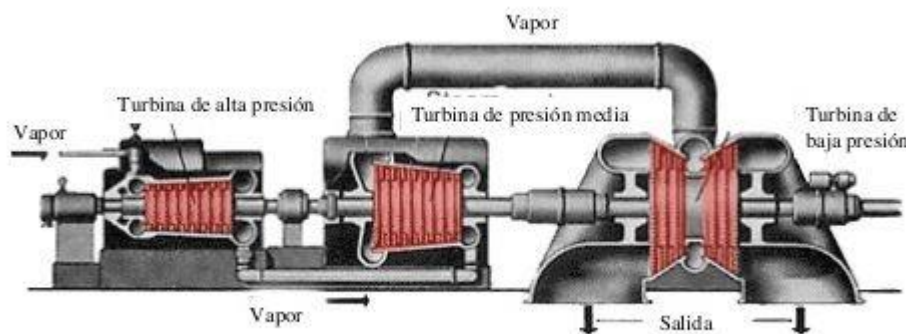


Figura 26. Turbina de vapor ⁴⁰

Se necesitan también de unos equipos auxiliares muy sencillos, como un sistema de lubricación, de refrigeración, unos cojinetes de fricción, un sistema de regulación y control, y poco más.

La turbina de vapor es un equipo sencillo, muy conocido y robusto, que puede tener una vida útil larga y sin necesidad de mantenimiento excesivo. Se calcula que más del 70% de la energía eléctrica en el mundo se produce diariamente con turbinas de vapor.³⁹

Existen dos tipos principales de turbinas de vapor⁴⁰:

a) Turbinas de acción

El vapor, por medio de toberas, se distribuye a todas las secciones de la turbina. A la salida de las toberas el vapor mueve los álabes convirtiéndose así en energía cinética. Suelen tener varias toberas de entrada de vapor.

b) Turbinas de acción-reacción

Conocidas también como turbinas de reacción, están formadas por carretes con álabes fijos y móviles alternativamente. Los fijos actúan como toberas dirigiendo el vapor al siguiente carrete móvil.

2.5 Principales equipos y sistemas⁴¹

- **La caldera de recuperación de calor**

Es el elemento que aprovecha la energía de los gases de escape de la turbina de gas transformándola en vapor en un ciclo combinado. Con posterioridad, ese vapor puede transformarse en electricidad en el turbogruppo, ser utilizando directamente (en todo o en parte) en procesos industriales o bien emplearse en la producción de calor en sistemas de calefacción centralizados.

Las calderas de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator o H.R.S.G. sus siglas en inglés) pueden clasificarse según sean calderas con o sin postcombustión y a su vez, cada una de ellas, atendiendo a su configuración geométrica, en calderas horizontales o verticales.

La caldera sin postcombustión es el tipo más común de caldera utilizada en los ciclos combinados. Esencialmente es un intercambiador de calor en el que se transfiere el calor de los gases al circuito agua-vapor por convección

En lo que se refiere a las calderas con postcombustión, aunque pueden construirse calderas de recuperación con quemadores y aporte de aire adicional, las modificaciones constructivas normalmente se limitan a la instalación de quemadores en el conducto de gases a la entrada de la caldera. Esto permite que se pueda utilizar el exceso de oxígeno de los gases de escape de la turbina, sin superar las temperaturas admisibles para la placa de protección interna del aislamiento (temperaturas inferiores a 800 pc) y sin modificar, de forma importante, la distribución de superficies de intercambio de la caldera sin postcombustión. Estas calderas normalmente llevan atemperadores de agua pulverizada para regular la temperatura del vapor.

- **El generador eléctrico⁴²**

El generador eléctrico rotativo es una máquina capaz de convertir el movimiento rotativo de un eje en energía eléctrica. En el caso concreto de las centrales de ciclo combinado el eje que acciona el generador está unido a una turbina de gas o a una de vapor. Se basa en el hecho de que al hacer girar unos cables que forman un circuito eléctrico cerrado en el seno de un campo magnético, en el circuito se genera una corriente de voltaje e intensidad variable: cuando la superficie encerrada por los hilos que forman el circuito eléctrico bobina se encuentra en posición completamente perpendicular a las líneas del campo magnético el voltaje y la intensidad se hacen máximas, y cuando en cambio la superficie encerrada por los hilos es paralela a las líneas del campo magnético la tensión y la intensidad que circula por el circuito eléctrico se hacen cero.

Es posible clasificar los generadores eléctricos rotativos de acuerdo con diferentes criterios. Los más importantes son los siguientes:

a) De acuerdo con el tipo de corriente

De acuerdo con el tipo de corriente que generan, existen dos tipos de generadores: generadores de corriente continua y generadores de corriente alterna.

b) De acuerdo con la velocidad de giro

Los generadores pueden girar a una velocidad fija marcada definida por la frecuencia de la red eléctrica a la que están conectados o pueden tener una velocidad variable, que no se ajusta exactamente a la frecuencia de la red. Los primeros se denominan 'síncronos', y Los segundos se denominan 'asíncronos'.

c) De acuerdo con el tipo de refrigeración

De acuerdo con el tipo de refrigeración, los generadores se dividen en tres tipos principales: refrigerados por aire en circuito abierto, refrigerados por aire en circuito cerrado o refrigerados por otro gas, como el hidrógeno.

d) De acuerdo con el número de fases

De acuerdo con el número de fases con los que cuenta el generador, existen dos tipos principales: los generadores síncronos de corriente alterna monofásicos y los generadores trifásicos.

e) Por el tipo de polos: Generadores de polos salientes y generadores de polos lisos,

Un generador tiene una serie de parámetros que lo identifican, y que dan una idea cuantitativa de las características o propiedades del generador. Estos parámetros, para cualquier máquina, se denominan 'parámetros característicos' o prestaciones. Los principales parámetros característicos de un generador son los siguientes: Potencia aparente máxima, Potencia activa y coseno, Intensidad máxima, Voltaje de generación, Número de polos del rotor, Número de fases del estator, Velocidad de rotación, Corrientes de excitación nominales, Razón de corto circuito, Tipo de refrigeración, Tipo de excitatriz, Clase de servicio, Tipo de aislamiento, Grado de protección, La placa de características, La hoja de datos técnicos del generador.

Además de los ya mencionados, los elementos comunes a cualquier central de ciclo combinado son los siguientes⁴²:

- El sistema de alimentación de combustible. Normalmente las centrales de ciclo combinado tienen como combustible principal el gas natural, aunque en muchos casos se cuenta con combustible diésel de cierta calidad (mayor calidad que el utilizado en automoción) bien como combustible principal y único, o bien como combustible alternativo al gas natural.
- Sistemas de refrigeración. En estos procesos una parte de la energía térmica contenida en el combustible no podrá ser aprovechada en la planta y debe ser evacuada al medio ambiente que rodea ésta. Puede evacuarse bien al aire, a través de aerocondensadores o de torres de refrigeración, o bien al agua de un cauce público (un río o el mar), a través del condensador. Un objetivo muy importante del diseño de una central de ciclo combinado es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada al aire o al agua.
- Sistema de tratamiento de agua. Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
- Otros sistemas auxiliares, como la planta de tratamiento de efluentes, el sistema contraincendios o el de producción de aire comprimido.
- Sistema de control, que se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.

2.6 Configuraciones habituales en centrales de ciclos combinados⁴³

En la configuración de un ciclo combinado gas-vapor es frecuente que varias turbinas de gas alimenten con el vapor que producen sus calderas de recuperación de calor a una única turbina de vapor. Este hecho obliga a presentar una clasificación atendiendo al número de equipos principales existentes en la central.

La disposición relativa de los ejes de la turbina de gas y de la turbina de vapor, según se encuentren alineados o no, hace que se pueda establecer otra clasificación atendiendo al número de ejes principales de que consta el tren de potencia:

- Centrales mono eje
- Centrales multieje

Además, en los mono eje, el generador puede estar en el extremo del eje - mayor facilidad de mantenimiento- o entre la turbina de gas y la de vapor. En este último caso hay un embrague que acopla la turbina de vapor con

el eje de la turbina de gas y el generador, permitiendo producir energía funcionando solo la turbina de gas.

Las configuraciones más empleadas en las centrales de ciclo combinado gas-vapor en operación comercial son las siguientes⁴²:

- La configuración mono eje es la más simple de todas, y supone que una turbina de gas y una turbina de vapor se unen en un mismo eje para accionar un único generador. Es una solución barata y efectiva, que permite además ahorrar costes de ingeniería.
- Configuración multieje 1x1: consiste en diseñar centrales de ciclo combinado en las que la turbina de gas y la turbina de vapor no estén unidas, y ambas se conecten a su propio generador.
- Configuración nx1x1: dentro de la familia de plantas que tienen una turbina de vapor por cada turbina de gas, es posible colocar varios mono ejes para constituir una central de gran potencia, pero configurada como diversos grupos independientes que comparten una serie de servicios auxiliares.
- Configuración 2x1: la configuración 2x1 es sin duda la más habitual para una central de ciclo combinado de nueva construcción, por diferentes razones. En esta configuración la planta cuenta con dos turbinas de gas de igual potencia, acopladas cada una a su propio generador y con salida de gases a dos generadores de vapor (HRSG) independientes.
- Configuración nx1: no solo es posible utilizar dos turbinas de gas por una turbina de vapor, sino que es posible igualmente incrementar el número de turbinas todo lo que se crea necesario para generar el vapor suficiente con el que alimentar una sola turbina de vapor.
- Configuración nxnx1: es posible construir una central compuesta por diversos grupos de turbinas de gas que alimentan diversas turbinas de vapor, con el diseño adecuado.

Hay otras configuraciones especiales como pueden ser Centrales ISCC (Ciclo combinado solar integrado) y Centrales IGCC (Gasificación integrada en ciclo combinado).

Es importante destacar que, para las configuraciones 2x1 y 3x1, cuando por una situación operativa de la central al menos una de las calderas está fuera de servicio y la otra funcionando, existe la posibilidad de que puedan producirse retornos de vapor desde el colector común de vapor a las calderas que están fuera de servicio. Si esto ocurre, pueden producirse daños en los tubos y materiales no aleados de la caldera. Para evitarlo, y desde el proceso de especificación, se debe poner especial énfasis en una alta calidad de las válvulas de retención y cierre.

A continuación, se analizan las ventajas e inconvenientes de las configuraciones más comunes y se adjuntan gráficas explicativas (Figuras 27,28,29,30).

2.6.1 Configuración multieje 1x1

- Las ventajas de esta configuración son las siguientes:
 - Posibilidad de funcionamiento con sólo la turbina de gas, derivando los gases a la atmósfera si fuese necesario.
 - Mayor disponibilidad de la turbina de gas, al poder operar ésta en caso de avería de la turbina de vapor.
 - Admite el condensador con disposiciones axial e inferior.
 - Al disponer de dos alternadores puede suministrar energía eléctrica con dos tensiones.
 - Fácil mantenimiento de generadores y turbinas.
- Inconvenientes:
 - Requiere dos alternadores y dos transformadores con el consiguiente incremento de inversión.
 - Mayor necesidad de espacio.
 - Puente grúa más grande.

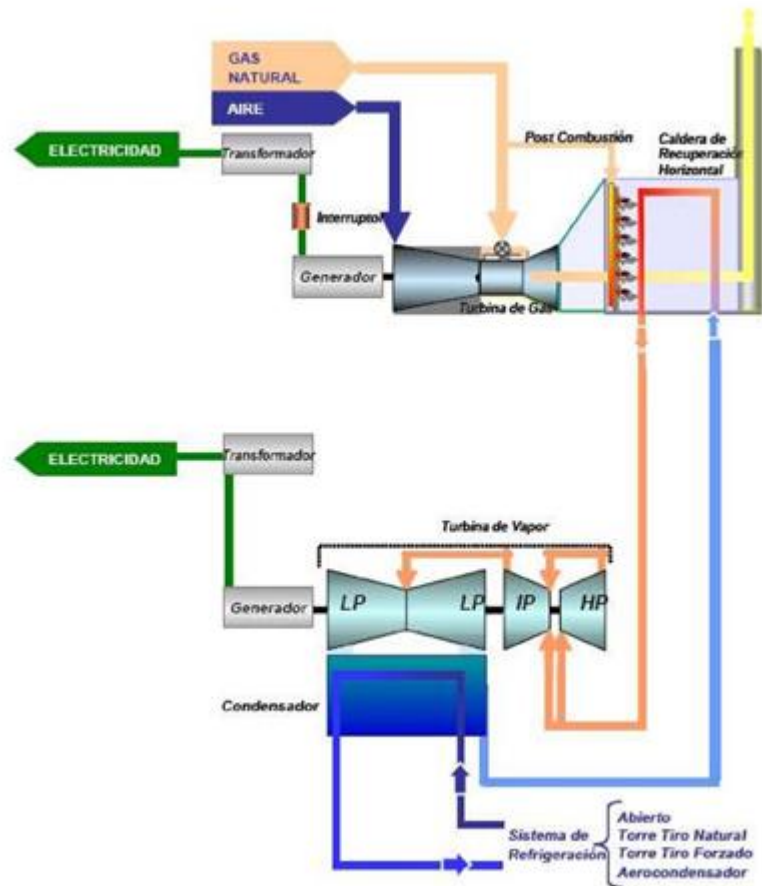


Figura 27. Configuración 1x1 multieje⁴³

2.6.2 Configuración monoeje 1x1 con embrague

- Ventajas:
 - Requiere un alternador menos que la configuración multieje.
 - El generador, al estar ubicado entre la turbina de gas y la de vapor, proporciona un mayor equilibrio a todo el conjunto.
 - Menor coste de inversión que la configuración multieje.
 - Menor coste de obra civil. Esto es debido a la menor altura necesaria del pedestal del turbogenerador, al poder disponer el condensador de forma axial.
 - Puente grúa de menor luz que la configuración multieje.
 - Menor espacio requerido que la configuración multieje.
 - El embrague permite un sistema de arranque más sencillo al poder independizar el rodaje de la turbina de gas de la de vapor. A diferencia del monoeje sin embrague, en esta configuración no es necesaria una caldera auxiliar para el calentamiento previo del vapor en el arranque de la turbina.
- Inconvenientes:
 - Menor flexibilidad de operación que la configuración multieje, ya que en general esta configuración no suele llevar chimenea de by-pass.

- Evacuación de energía a través de un solo generador y, por tanto, menor fiabilidad del conjunto. En la configuración multieje cada alternador a través de su transformador puede alimentar sistemas de transporte con diferentes tensiones.
- Mayor dificultad en la revisión del generador, al tener que desplazarlo lateralmente para poder extraer su rotor.
- No es posible el montaje y la puesta en marcha por fases, a diferencia de la configuración multieje.

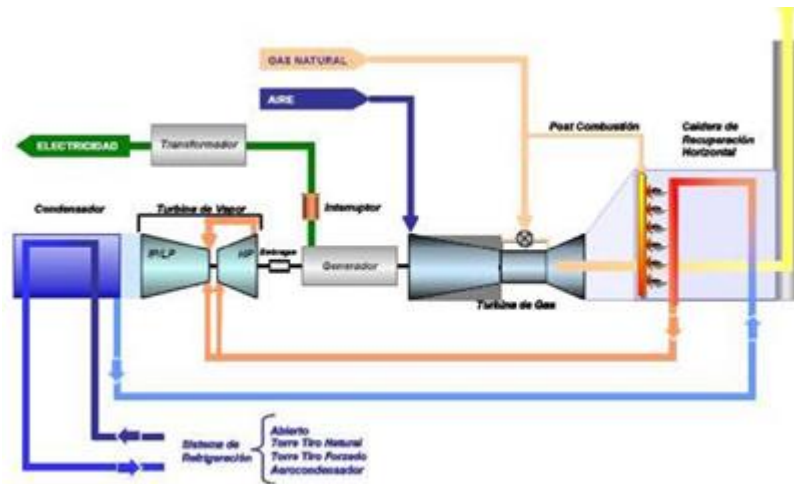


Figura 28. Configuración 1x1 monoeje (con generador en el centro)⁴³

2.6.3 Configuración monoeje 1x1 sin embrague

Las ventajas e inconvenientes con respecto a la configuración multieje son similares a las descritas en la configuración monoeje con embrague con los siguientes elementos diferenciadores:

- El hecho de disponer el generador en un extremo facilita su revisión e inspección.
- Al no poder situar el condensador axialmente, esta configuración requiere un pedestal de mayor altura y mayor inversión en obra civil que en la configuración monoeje con embrague.
- Frente al resto de configuraciones, el arrancador estático de la turbina de gas es de mayor potencia, al tener que arrastrar la turbina de vapor en el inicio del rodaje.
- Requiere una caldera auxiliar en los arranques para proporcionar vapor de cierres, vapor de vacío -si éste se hace con eyectores- y refrigeración inicial de la turbina de vapor durante el rodaje.

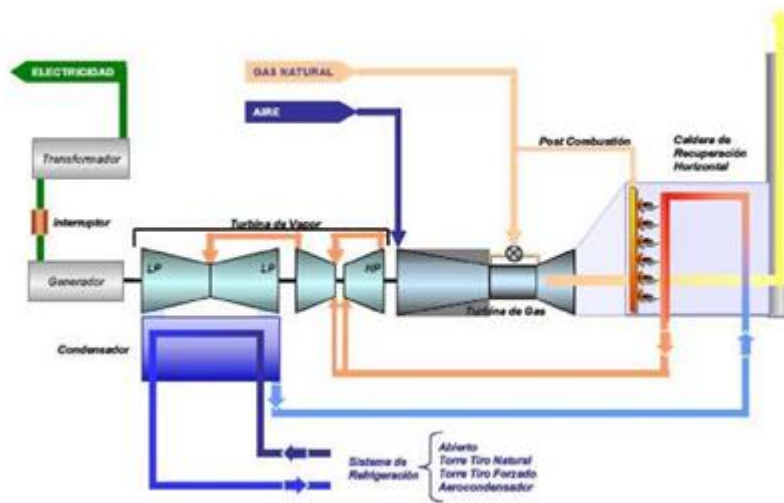


Figura 29. Configuración 1x1 mono eje (con generador en el extremo del eje)⁴³

2.6.4 Configuración 2x1

- Ventajas:
 - Menor coste de inversión que dos mono ejes de la misma potencia (aproximadamente un 10%).
 - Mayor flexibilidad de operación, al posibilitar el funcionamiento con una turbina de gas y una turbina de vapor y arrancar de forma rápida la segunda turbina de gas.
 - Mejor rendimiento a cargas parciales, y especialmente al 50% de carga, al poderse reducir la potencia en solo una de las turbinas de gas.
 - Fácil acceso para el mantenimiento de los generadores.
 - Equipos de arranque estáticos de turbina de gas pequeños.
 - No es necesaria caldera auxiliar.
 - Posibilidad de emplear alternadores refrigerados por aire, al ser estos de menor potencia
- Inconvenientes:
 - La avería de la turbina de vapor deja fuera de servicio todo el ciclo combinado si no se dispone de by-pass de gases en las turbinas de gas.

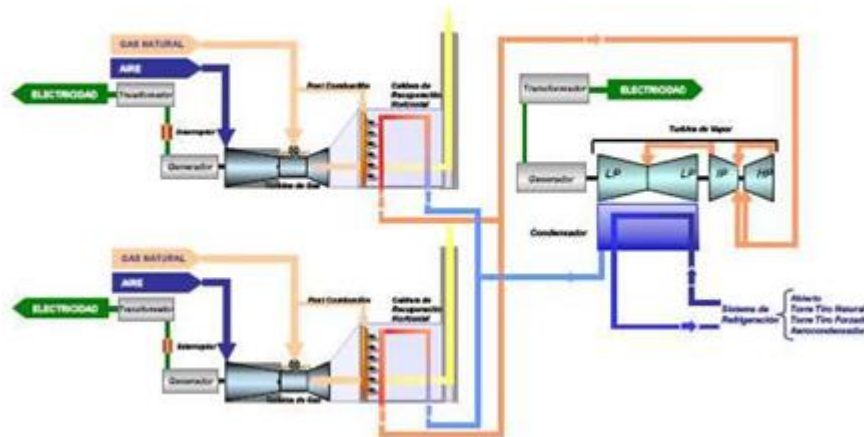


Figura 30. Configuración 2x1⁴³

2.7 Centrales IGCC

La tecnología de gasificación de carbón, a menudo conocida como Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC), es el proceso de gasificación de carbón (u otros combustibles tanto sólidos como líquidos) para producir electricidad. El carbón se gasifica quemando carbón finamente triturado en un ambiente con menos de la mitad de la cantidad de oxígeno (con aire u oxígeno) necesaria para quemar completamente el carbón. Esencialmente, el carbón no se quema directamente, sino que sufre una reacción con el oxígeno y el vapor. Esto produce lo que se conoce como gas sintético o "syngas". Luego, este gas se quema en un generador de ciclo combinado para producir electricidad. La tecnología integra la producción de gas purificado y la producción de electricidad. En términos de beneficios medioambientales, la tecnología reduce las emisiones de dióxido de azufre, partículas y mercurio, así como de dióxido de carbono, en particular cuando se combina con la captura y almacenamiento de carbono.

La tecnología de Ciclo Combinado de Gasificación Integrada (IGCC) puede alcanzar una tasa de eficiencia más alta que las tecnologías de combustión de carbón típicas, como la combustión sub, super e incluso ultra supercrítica. Cuando esta última puede alcanzar eficiencias de entre 30 y 45%,⁴⁴ las plantas de IGCC podrían alcanzar una tasa de eficiencia superior al 45%.

El proceso operacional de producción de electricidad en una planta de IGCC (en la Figura 31 se observa un esquema de una planta IGCC) contiene los siguientes pasos:

1. El carbón se transporta a la instalación donde se pulveriza y se seca.
2. El carbón pulverizado se gasifica y la ceniza en la materia prima se recupera como escoria comercializable.
3. El gas se purifica, entre otros lavándolo con agua. Esta agua necesita ser limpiada para que pueda ser reutilizada.
4. Casi todo el sulfuro de hidrógeno se elimina del gas de síntesis y se purifica a azufre. Una pequeña parte del azufre se emite al aire.
5. El gas de síntesis se prepara (adelgazamiento y saturación) para la combustión en la turbina de gas, que comienza a girar. Los gases de escape se enfrían y el calor residual se utiliza para que el vapor conduzca la turbina de vapor.
6. La producción de electricidad se produce en la salida de la turbina de gas y vapor.

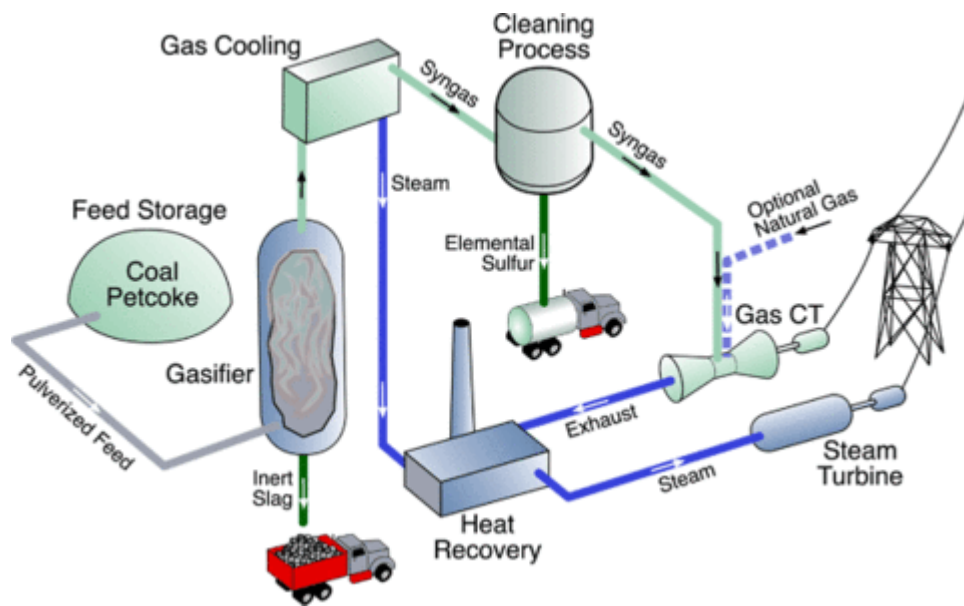


Figura 31 Esquema de planta IGCC ⁴⁴

Existen dos tipos distintos de plantas IGCC atendiendo al tipo de comburente que usen para la gasificación del carbón: con soplado de aire o con soplado de oxígeno. Se toma como ejemplo el caso del soplado con aire.

IGCC con soplado de aire

Los sistemas IGCC soplados con aire utilizan aire para la gasificación del carbón.

Primero, el carbón se transforma en gas de carbón en el gasificador, donde el aire se utiliza como agente de gasificación. El gas de carbón se somete a un tratamiento de desulfuración y eliminación de polvo en la unidad de limpieza de gas para cumplir con los estándares para el combustible de turbina de gas y los gases de escape. El "gas limpio" se suministra a las instalaciones de GTCC (ciclo combinado de turbina de gas).

La instalación de GTCC quema el "gas limpio" como combustible para hacer girar la turbina de gas para generar energía. Además, el calor del gas de escape se recupera en el generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) y se intercambia con agua, lo que genera vapor, que a su vez es utilizado por la turbina de vapor para generar más energía.

Colocado aguas abajo del gasificador, el intercambiador de calor enfría el gas de carbón caliente. El vapor generado en ese momento se fusiona con el HRSG y se utiliza para la generación de energía por la turbina de vapor, lo que mejora aún más la eficiencia en la generación de energía. A continuación, se incluye un esquema del soplado con aire en la Figura 32.

Los sistemas IGCC soplados con oxígeno utilizan oxígeno para la gasificación del carbón. Históricamente, la mayoría de los gasificadores han sido soplados con oxígeno, lo que reduce el tamaño del gasificador y, por lo tanto, el coste tiene un mayor valor calorífico del gas de síntesis purificado, de modo que se requieren intercambiadores de calor más pequeños.

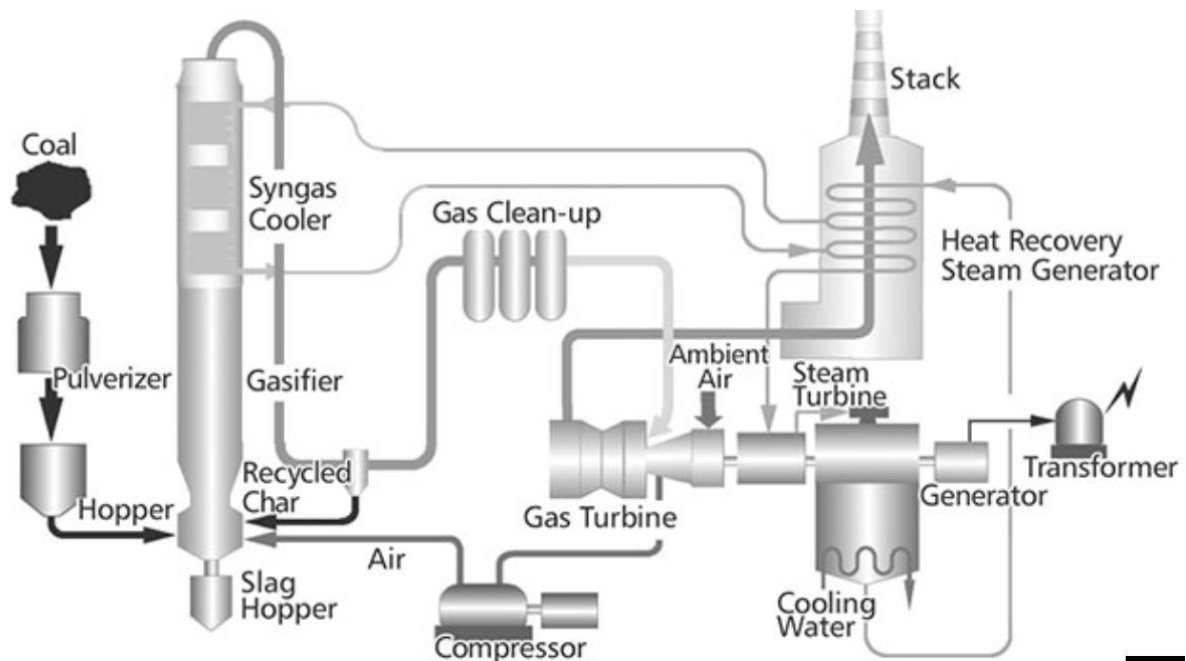


Figura 32 Esquema de una planta IGCC con soplado de aire⁴⁵

La desventaja del soplado de oxígeno es que el grado requerido de integración de la planta aumenta considerablemente. Esto significa que controlar y operar la planta se vuelve más complejo que en el caso de una central eléctrica tradicional. Los principales desafíos en este contexto son cumplir los requisitos de disponibilidad, confiabilidad y flexibilidad de operación a un coste competitivo durante un largo período de tiempo. En los sistemas de soplado de aire, el consumo de energía auxiliar se estima en menos del 8%, en comparación con el 10-15% de los sistemas de soplado de oxígeno.

Ventajas y desventajas de IGCC

Las ventajas de este tipo de plantas son muy importantes:

- Las plantas de IGCC utilizan aproximadamente un 30% menos de agua para fines de refrigeración que una central eléctrica de carbón convencional.⁴⁴
- Las plantas de IGCC son más pequeñas en tamaño físico que una central eléctrica de carbón convencional y las instalaciones exteriores consisten principalmente de recipientes y tuberías. La pila de escape de la turbina de gas es el elemento más alto de la planta con una longitud de generalmente de 80 a 90 metros. Esto es aproximadamente la mitad de la longitud de la pila en el caso de las centrales eléctricas de carbón convencionales.
- En términos de gestión de residuos, la ceniza de la gasificación de la materia prima se recupera como escoria comercial para, por ejemplo, un mercado local de cemento. El azufre se captura como azufre elemental y se vende a la industria de fertilizantes para uso agrícola. El mercurio es capturado, encerrado en tambores de acero y enviado a instalaciones reguladas de procesamiento de materiales peligrosos para su eliminación permanente. No se requieren depuradores de cal.

En cuanto a las desventajas de las plantas de IGCC, cabe destacar que dado que el gas de síntesis se produce a temperaturas de hasta 1700 °C (en gasificadores de flujo atrapado), mientras que los sistemas de limpieza de gases funcionan a una temperatura máxima de 600 °C, se requieren grandes intercambiadores de calor. Existe la posibilidad de que se depositen sólidos en estos intercambiadores, lo que reduce la transferencia de calor.

3 CAPTURA DE CO₂

La creciente preocupación por el cambio climático ha motivado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Actualmente, las plantas de generación energética que emplean combustibles fósiles suponen el 80% de la producción total de energía a nivel mundial y son la mayor fuente de emisiones de CO₂ a nivel global, siendo sobre un 40% de las emisiones totales de CO₂.⁴⁶ Esto hace que las plantas de potencia que usan combustibles fósiles sean el siguiente objetivo lógico de reducción de emisiones inmediatas de CO₂. Existen muchas opciones para reducir las emisiones de CO₂, como reducir la demanda de producción energética, aumentar la eficiencia de suministro, aumentar la fiabilidad de producción eléctrica basada en energía nuclear y renovables y sistemas de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). De todas las opciones mencionadas, se cree que CCS presenta el enfoque más práctico para reducir las emisiones de CO₂ a largo plazo ya que se prevé que los combustibles fósiles seguirán teniendo un papel importante como fuente de energía en el futuro (se adjunta un esquema de un sistema CCS en la Figura 33).

Generalmente, la captura y almacenamiento de CO₂ es un proceso en tres etapas: captura y compresión de CO₂ procedente los gases resultantes de la combustión y/o proceso, transporte, normalmente mediante línea de tuberías, y posterior almacenamiento o utilización del CO₂ (producción de urea, almacenamiento bajo el suelo, industria alimentaria y de bebidas, producción de hielo seco, etc.). Se estima que la etapa de captura supone entre un 70 % y un 90% de los costes totales de operación de un sistema CCS⁴⁷. Debido a este alto porcentaje de coste, se ha investigado ampliamente el área de captura de CO₂ con el fin de disminuir costes. Actualmente, las tecnologías de captura de CO₂ en plantas de producción energética con combustibles fósiles se pueden dividir en cuatro categorías, cada una de las cuales presenta un enfoque completamente distinto acerca de la captura de CO₂. Las cuatro categorías son:

- Post-combustión: captura de CO₂ de los gases resultantes de la combustión con aire.
- Pre-combustión: captura de CO₂ de un gas de síntesis antes de la combustión.
- Oxy-combustión: captura de CO₂ de los gases de combustión creados en la combustión con oxígeno.
- Combustión química en bucle: captura de CO₂ de los gases de combustión en la combustión con oxígeno de transportados mediante un óxido metálico.

La tecnología de captura de CO₂ aplicable a cada categoría depende del enfoque de combustión de cada proceso. Las tecnologías de captura de CO₂ de post-combustión pueden aplicarse directamente a procesos industriales (como las industrias del cemento y el acero) porque existen concentraciones de CO₂ y presiones parciales en la corriente de gas similares. En este trabajo se estudia las ventajas e inconvenientes de cada tecnología para que la más adecuada sea elegida para cada proceso particular.

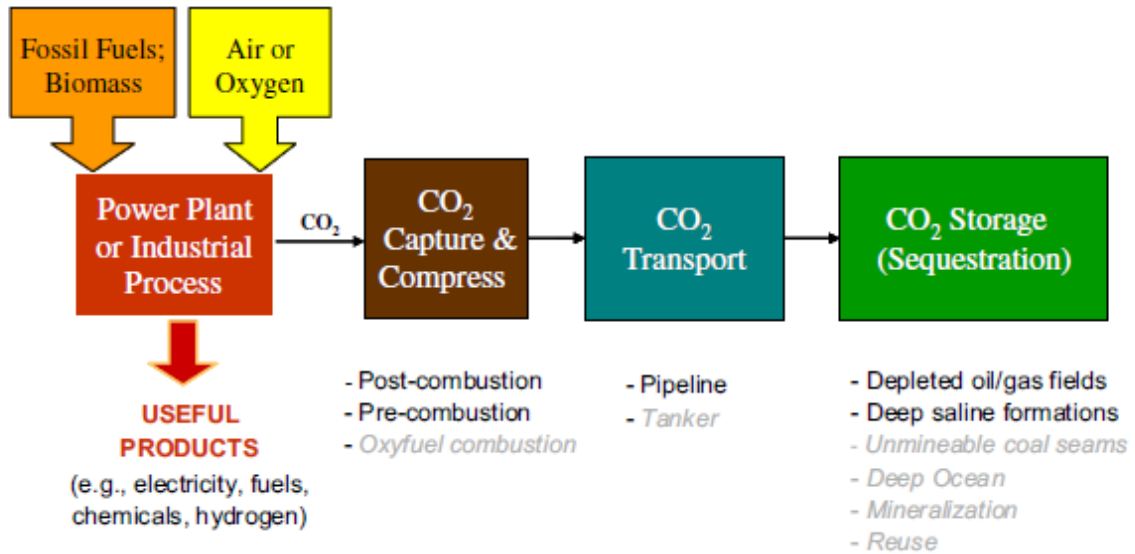


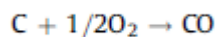
Figura 33. Esquema de un sistema CCS ⁴⁸

3.1 Bases de la combustión

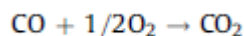
Como ya se ha mencionado, un 40 % de las emisiones globales totales de CO₂ provienen de las plantas de generación de combustión de combustibles fósiles, por lo que son un objetivo para aplicar las tecnologías de captura de CO₂. Sin embargo, estas plantas presentan ciertas complicaciones de diseño, siendo las dos más importantes cómo tratar los contaminantes contenidos en los gases de combustión, aparte de CO₂, en la corriente de salida, y cómo encargarse de las grandes cantidades de CO₂ formadas en el proceso de combustión.

Los contaminantes más comunes en las corrientes de salida de los gases resultantes de la combustión suelen incluir óxidos de nitrógeno (NO_x), óxidos de azufre (SO_x) y partículas (PM). La cantidad de éstos dependerá del combustible empleado. Para afrontar el reto de mitigación de emisiones de estos contaminantes es necesario conocer los fundamentos de los mecanismos detrás de la formación de los mismos durante la combustión. Las ecuaciones generales de la combustión pueden aplicarse a cualquier combustible que forme CO₂ mientras que las tres primeras son válidas para carbono como combustible la cuarta es específica de hidrocarburos como combustible, como gas natural.

En la Ecuación 7, el carbono reacciona con el oxígeno para dar monóxido de carbono a temperaturas de más de 1000°C. Las partículas formadas son principalmente una mezcla de cenizas de combustión y material sin quemar.

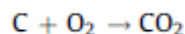


(Ecuación 7)

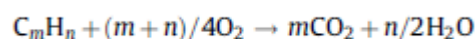


(Ecuación 8)

El monóxido de carbono reaccionará con el exceso de oxígeno dando lugar a dióxido de carbono (ecuación 8). La reacción global de formación de dióxido de carbono se puede observar en la ecuación 9.



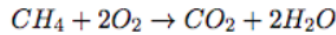
(Ecuación 9)



(Ecuación 10)

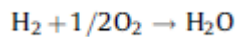
Durante la combustión del hidrocarburo, el fuel reacciona con oxígeno a temperaturas entre 200 y 600 °C para formar dióxido de carbono y vapor de agua (Ecuación 10).

Dado que en este trabajo se considera el gas natural como el combustible de las plantas de generación de potencia eléctrica, y dicho gas natural está compuesto mayormente de metano (entre 87 y 97% molar del gas natural es metano)⁴⁹, la Ecuación 11 indica la combustión de dicho metano.



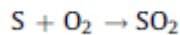
(Ecuación 11)

Las Ecuaciones 12-15 son ecuaciones generales de combustión que se aplican a la formación de impurezas en la corriente de salida de combustión. Durante la formación de vapor de agua (Ecuación 12), el exceso de hidrógeno del combustible reacciona con el exceso de oxígeno durante la combustión. Una corriente de salida de productos de combustión contendrá aproximadamente entre el 6 y el 14% de agua en volumen.

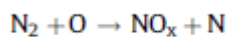


(Ecuación 12)

En la Ecuación 13, el azufre presente en el combustible reacciona con el exceso de oxígeno durante la combustión para formar SO₂. El azufre presente en el combustible puede estar en forma de piritita (FeS₂).



(Ecuación 13)



(Ecuación 14)



(Ecuación 15)

Las Ecuaciones 14 y 15 describen la formación de NO_x. En la formación de NO_x el nitrógeno molecular reacciona en primer lugar con el oxígeno atómico para formar NO_x y nitrógeno atómico, como muestra la Ecuación 14. El nitrógeno atómico puede reaccionar de nuevo con el oxígeno dando lugar a NO_x y oxígeno atómico (Ecuación 15). La formación de NO_x ocurre a temperaturas mayores de 1200 °C y es favorecida por el incremento de temperatura. El nitrógeno puede formarse a partir del combustible y el aire usado en la combustión. El carbón contiene normalmente un 1-1.5% de nitrógeno.

Tabla1. Emisiones medias de contaminantes ⁴⁶

Average emission rates of CO₂, SO₂, and NO_x from coal and natural gas burning power plants in the US.

Fuel type	CO ₂ emissions (lbs/MWh)	SO ₂ emissions (lbs/MWh)	NO _x emissions (lbs/MWh)
Coal	2249	13	6
Natural gas	1135	0.1	1.7

Como ya sea mencionado antes, la cantidad de contaminantes en cada proceso depende del combustible empleado. La Tabla 1 indica las emisiones medias de SO₂, CO₂ y óxidos de nitrógeno, expresadas en libras por megavatio hora base para gas natural y carbón. Las emisiones de dióxido de carbono se pueden reducir de forma significativa cambiando de carbón a gas natural como fuente de combustible. Cabe destacar que el dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno son los mayores contribuyentes a la formación de lluvia ácida.

Los contaminantes producto de la combustión se reducirían enormemente si los elementos precursores (hidrógeno, azufre y nitrógeno en ambas formas) no estuviesen presentes en el combustible ni en el medio de combustión. Algunas tecnologías de captura de CO₂, como pre-combustión, oxy-combustión y combustión química en bucle se aprovechan de este hecho creando una atmósfera de combustión libre de precursores de impurezas. Aun así, la eliminación completa de contaminantes no es posible, ya que los combustibles contienen inherentemente pequeñas cantidades de azufre y nitrógeno, las cantidades dependerán del combustible y cómo de limpio esté antes de la combustión. En algunos casos se realiza una etapa antes de la captura de CO₂ para eliminar impurezas de la corriente de producto de combustión. El nivel de dicha limpieza dependerá del enfoque que tome la captura de CO₂.

El segundo reto asociado a la captura de CO₂ en las plantas de generación eléctrica con combustibles fósiles es manejar la gran cantidad de gas producido. Un cálculo rápido usando la tabla 1 demuestra que, de media, unas 8000 toneladas al día de CO₂ se emiten de una planta de combustible fósil de 500MW⁴⁸. Esto representa un gran desafío de diseño, reescalar o reequipar las actuales tecnologías de captura de CO₂ al tamaño de la planta. Las tecnologías de captura actuales tienen una capacidad unas diez veces menor de lo emitido por la planta a diario.

Ahora que se han tratado algunas cuestiones básicas comunes, analizaremos cada distinta tecnología de captura de CO₂.

3.2 Procesos de captura de post-combustión

Como su nombre indica, estos sistemas capturan el CO₂ de la corriente de gases de combustión producida después de la combustión de combustibles fósiles u otros materiales ricos en carbono (como biomasa). En la Figura 34 se observan los distintos métodos de captura de CO₂. Se cree que este grupo de tecnologías presentan el mayor potencial a corto plazo de captura y reducción de emisiones de CO₂ porque puede instalarse en plantas ya existentes y en funcionamiento y a otros emisores industriales de CO₂ (como las industrias del cemento o del hierro y el acero). A continuación, se puede observar un diagrama de bloques simplificado del proceso de captura de CO₂ de post-combustión (Figura 35).

En la captura por post-combustión, el dióxido de carbono es capturado a baja presión (1bar) y en baja concentración (3-20%) de la corriente de combustión y normalmente a altas temperaturas (120-180 °C) conteniendo las impurezas SO_x y NO_x. Las producciones de cemento, hierro y acero también producen corrientes de gas de en torno a un bar y un contenido en dióxido de carbono en el rango de 14-33%. La alta temperatura y la baja presión parcial de CO₂ presentes en las corrientes de gases de salida presentan grandes desafíos de diseño como el gran tamaño de los equipos y la necesidad de sistemas de refrigeración. Hasta ahora, estos problemas se han solucionado mediante el uso de solventes químicos que reaccionan químicamente con el CO₂ durante la captura. Las tecnologías actuales de post-combustión emplean métodos como absorción química, adsorción, membranas de separación de gases y destilación criogénica.

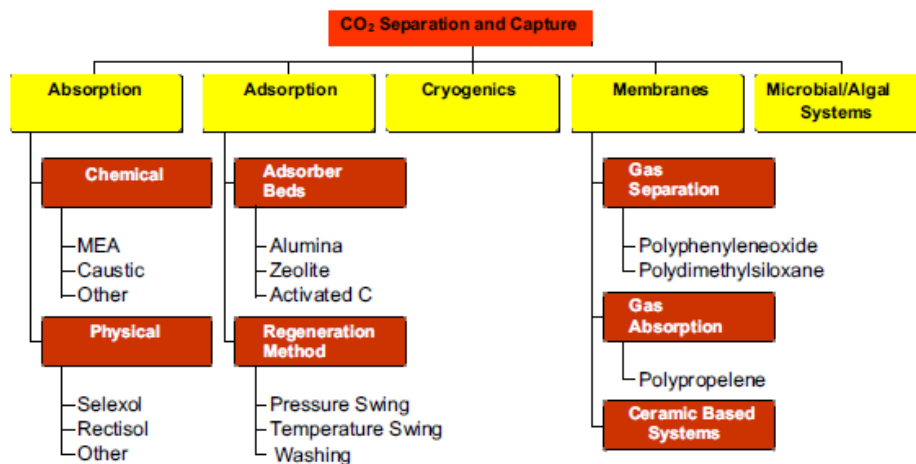


Figura 34. Opciones de captura de CO₂⁴⁸

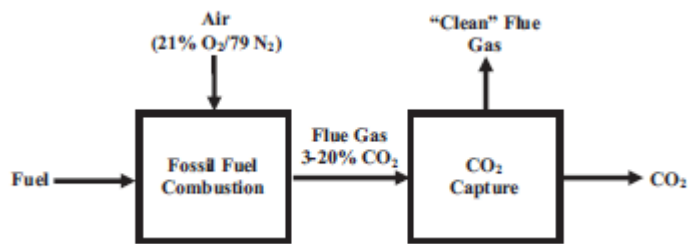


Figura 35. Diagrama de bloques simplificado del proceso de post-combustión⁴⁶

En general, cuando analizamos las posibles opciones de post-combustión es necesario tener en cuenta los siguientes puntos:

- ¿Puede esta tecnología tratar las impurezas? (NO_x , SO_x y el número de partículas debe ser mínimo)
- ¿Puede el sistema lidiar con grandes volúmenes de gas producto de la combustión en plantas de combustibles fósiles?
- ¿Cuál es la presión parcial de CO_2 ? (el óptimo se encuentra entre 3-20%)
- ¿Cuál es la temperatura de la corriente del gas de combustión? (¿será necesaria refrigeración?)
- Eficiencia de eliminación de CO_2 . Es del 90%.
- El uso del CO_2 capturado. Se necesita una alta pureza de CO_2 para las industrias alimenticias y de bebidas, pero no para el almacenamiento geológico.

3.2.1 Absorción química

La absorción química es el método preferido de captura de CO_2 de post-combustión en corrientes de productos de combustión que contienen presiones parciales de CO_2 de bajas a moderadas (3-20%). El término absorción se refiere al proceso de separación en el que un componente gaseoso se separa de una corriente gaseosa por medio de un líquido. El componente gaseoso entra en contacto con el líquido y es absorbido desde la fase gaseosa hasta la fase líquida. El líquido usado para la absorción se conoce solvente o absorbente. Estos términos son equivalentes y se usarán a partir de ahora de forma intercambiable en este documento. Los factores a tener en cuenta a la hora de elegir un absorbente son: la solubilidad del componente gaseoso en el absorbente y las propiedades reactivas del componente gaseoso y del absorbente. Por ejemplo, el dióxido de carbono es considerado un gas ácido. Esto significa que cuando se absorba en agua se formará una solución ácida. Por ello, es conveniente que para absorciones de gases ácidos se emplee como absorbente un alcalino. Las soluciones alcalinas tienen un pH básico, lo que permite la neutralización de cualquier ácido formado durante la absorción del gas, aumentando así la cantidad de gas absorbido por volumen de líquido. Un proceso conocido de absorción de gas ácido es la eliminación de SO_2 de corrientes gaseosas de combustión, llamado desulfurización de gas de combustión (FGD). En FGD, el dióxido de azufre se elimina mediante el contacto con una lechada de cal en una columna absorción de lecho empacado. La lechada de cal neutraliza cualquier ácido que se forme durante la absorción de dióxido de azufre en la solución. La Figura 36 es el diagrama de flujo básico de captura de CO_2 por post-combustión mediante la vía de absorción química.

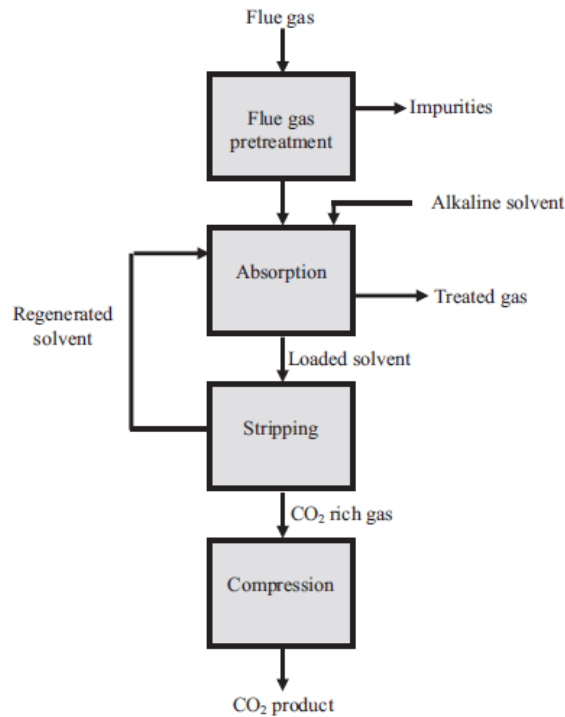


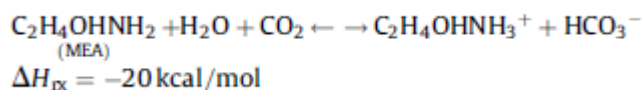
Figura 36. Diagrama de flujo básico de absorción química de CO₂ en post-combustión. ⁴⁶

En los procesos de absorción de CO₂ es normal que la corriente de gas de combustión pase primero por una fase de pretratamiento para eliminar impurezas como partículas, SO_x y NO_x. El grado de tratamiento que necesita el gas varía dependiendo del combustible quemado, el proceso y el diseño de los equipos de absorción y las interacciones entre absorbentes e impurezas. Por ejemplo, el SO₂ causará que algunos absorbentes se degraden, produciendo subproductos no deseados. En ese caso es necesario que los niveles de SO₂ en la corriente de gases de salida sean mínimos. La cantidad mínima se define como el punto en el que cuesta menos dejar que el SO₂ degrade al absorbente y realizar ciertos ajustes que instalar medidas adicionales de eliminación de SO₂. Después del pretratamiento el gas se enfría y se pone en contacto con el solvente en una columna de absorción formando compuestos intermedios débiles. Como el dióxido de carbono es un gas ácido, los sistemas de absorción química emplean principios de neutralización ácido-base mediante solventes alcalinos para neutralizar el dióxido de carbono absorbido. Después del contacto con el gas de salida, la solución rica en dióxido de carbono se envía a una columna de separación donde se calienta para romper los elementos intermedios. Esto regenera el solvente y produce una corriente rica en dióxido de carbono que se comprime y transporta para su posterior uso. El solvente limpio de CO₂ se recicla al absorbedor.

Existen muchos procesos de absorción química, los cuales se diferencian por el absorbente usado para capturar CO₂. Los cuatro procesos principales son: absorción con aminas, absorción con amoníaco, absorción dual álcali y absorción con lechada de carbonato sódico (Na₂CO₃).

3.2.1.1 Absorción con aminas

La absorción con aminas se lleva usando más de sesenta años por la industria del gas natural para eliminar el CO₂ del mismo y usarlo en la producción de comida y bebida. Las aminas son derivados del amoníaco (NH₃) donde uno o varios grupos hidrógeno se sustituyen por un grupo funcional (como etanol). En la absorción con aminas el gas de productos de combustión se enfría hasta 40-60°C y se pone en contacto con la solución de amina en una columna de lecho compacto para su captura (Figura 37). Algunas aminas comúnmente usadas incluyen monoetanol amina (MEA), dietanolamina (DEA), y metil dietanolamina (MDEA), siendo la MEA la más común debido a su bajo coste. La absorción básica con MEA se usará como ejemplo de ahora en adelante. El CO₂ se absorbe y reacciona con la solución de MEA para formar una disolución de carbamato de MEA y bicarbonato. Esto puede verse en la Ecuación 16. El porcentaje de MEA en peso varía entre 15-35% dependiendo del proceso.



(Ecuación 16)

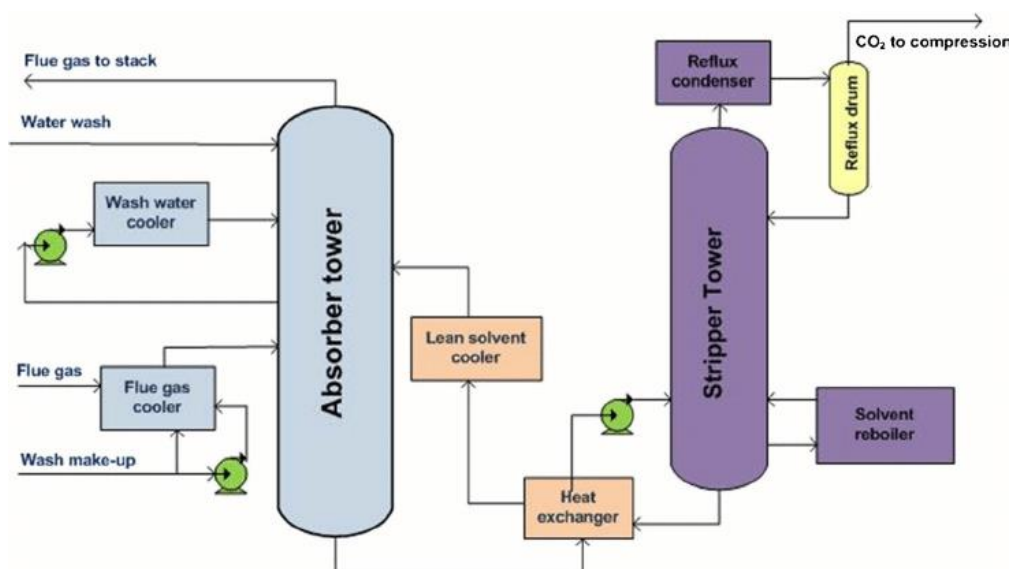
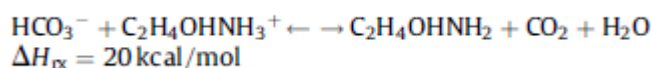


Figura 37 Diagrama de proceso de tecnología de captura de CO₂ con aminas⁵⁰

Al 35% en peso, se ha analizado que la solución de MEA tiene una capacidad de carga de 0.40 kg CO₂/kg MEA en una corriente de gases de combustión limpia (sin impurezas). Si existen impurezas como NO_x y SO_x estas serán absorbidas de la corriente de gas y reaccionarán con las aminas para formar sales estables al calor (HSS). Estas sales pueden producir taponamientos en los equipos y reducir drásticamente la capacidad de absorción de CO₂ del solvente, por ello es vital que se reduzcan al máximo posible las impurezas. La disminución de NO_x se logra mediante reducción catalítica selectiva o reducción no catalítica selectiva y la reducción de SO_x se consigue con cualquier sistema FGD. Después de la absorción, la solución cargada de CO₂ se envía a una columna de separación donde se calienta entre 100 y 200 °C para producir una corriente gaseosa que contiene un 99% de CO₂ y regenerar el solvente de MEA. La corriente de CO₂ se comprime y transporta para almacenamiento geológico usado en las industrias alimenticias y de bebidas o producción de urea. Esta reacción de regeneración se explica en la Ecuación 17.



(Ecuación 17)

El solvente regenerado se enfría a 40-60°C y se envía a una etapa recuperadora para eliminar todo el amoníaco y las HSS que se hayan formado antes de recircularlo a la unidad de absorción. En esta unidad de recuperación las sales HSS reaccionan con un cáustico a elevadas temperaturas para regenerar solvente adicional de MEA. El solvente regenerado de MEA tiene una capacidad de carga de 0.036kg CO₂/kg solución regenerada.

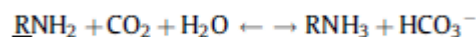
Tecnologías disponibles a nivel comercial

Hay actualmente tres procesos de absorción de aminas que están comercialmente disponibles: el proceso Kerr-McGee / AGG Lummus Crest (KMALC), el proceso Fluor Econamine FG PlusSM (EFG +) y el proceso KM-CDR.

La tecnología KMALC utiliza un 15-20%, en peso (% en peso) de solución de MEA para la absorción de CO₂. La principal ventaja de la tecnología KMALC es que el bajo coste de la MEA permite que los gases de combustión sean desulfurizados (de forma opcional) por debajo de 100 ppm. Por debajo de 100 ppm es más barato dejar que el SO_x degrade la MEA y añadir correctores que instalar medidas adicionales de eliminación de SO_x. La tecnología KMALC ha demostrado una capacidad máxima de absorción de CO₂ de 800 toneladas / día CO₂ utilizando dos columnas de absorción en paralelo. Este valor es mucho menor que las 8000 toneladas / día de CO₂ emitido por las plantas de energía que queman combustibles fósiles.

La tecnología EFG + emplea una solución de MEA al 35% en peso mezclada con un inhibidor patentado para la absorción de CO₂. El aumento en la concentración de MEA, a diferencia de la tecnología KMALC, reduce la degradación del disolvente por contacto con O₂. La tecnología EFG + está diseñada para manejar de un 1 a un 15% de O₂ contenido en las corrientes de gas. El inhibidor patentado reduce la naturaleza corrosiva del solvente MEA. Esto permite que la mayoría de los equipos estén contruidos de acero al carbono negro, reduciendo los costes de capital. Sin embargo, la adición del inhibidor aumenta el costo del solvente requiriendo por ello que la eliminación de SO₂ sea inferior a 10 ppm para evitar costos excesivos de ajustes del solvente. La tecnología EFG + ha sido demostrado en más de 25 lugares en todo el mundo con el propósito principal de extraer CO₂ para la producción de urea. Actualmente es la única tecnología de aminas demostrada en el gas de combustión de la turbina de gas que contiene un 3,5% de CO₂ y un 13% de O₂. La máxima capacidad de absorción de CO₂ demostrada hasta ahora es de 320 toneladas / día de CO₂.⁴⁸

La tecnología KM-CDR está licenciada por Mitsubishi Heavy Industrias La tecnología utiliza una línea propietaria de aminas estéricamente impedidas para la absorción de CO₂. Las aminas estéricamente impedidas tienen un grupo sustituto voluminoso unido al átomo de nitrógeno, como se ve en la Ecuación 18 denotadas por el término R.



(Ecuación 18)

Las aminas estéricamente impedidas tienen una naturaleza corrosiva baja y menos degradación de O₂ en comparación con MEA como disolvente. El KMCDR La tecnología ha demostrado una capacidad máxima de absorción de CO₂ de 500 toneladas / día de CO₂ usando el disolvente de amina KS-1.

Ventajas y desventajas

Las ventajas asociadas al uso de absorción química con aminas incluyen:

- Dado que el CO₂ reacciona con las aminas, el proceso puede realizarse con bajas presiones parciales de CO₂ en la corriente de combustión (3-20%).
- El proceso está desarrollado y existen varias tecnologías ampliamente implementadas y disponibles comercialmente.

Las desventajas incluyen:

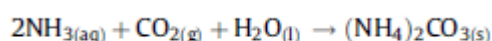
- Baja capacidad de carga para el solvente (0.4kg CO₂/kg MEA).
- El solvente no puede regenerarse completamente.
- Existe un problema con la implementación a escalas superiores. Las tecnologías actuales tienen una capacidad de 320-800 ton/ día CO₂. Una planta de 500MW emitirá 8000 ton/día de CO₂. Esto significa que es necesario equipo mucho mayor que el que existe actualmente.

- Corrosión de los equipos- las aminas pueden causar que las columnas de absorción y de separación se desgasten con el paso del tiempo.
- Degradación de aminas con NO_x SO_x y partículas.
- Alto consumo energético durante las etapas de separación y regeneración (estimado entre un tercio y un cuarto del total de la planta).
- La etapa de recuperación es muy intensiva energéticamente y la corriente de deshechos puede ser peligrosa.
- Incremento en el espacio de planta (un sistema de dos columnas paralelas de absorción o columnas de 12-18 m de diámetro).

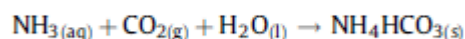
Para solucionar algunas de las desventajas de la absorción con MEA, se han usado otras aminas como DEA y MDEA. En muchos casos, solventes a base de mezcla de aminas ofrecen ratios de circulación menores y menores calores necesarios en la etapa de separación.

3.2.1.2 Absorción con amoníaco

El proceso de amoníaco (NH₃) ha ganado interés debido a la especulación de que puede eliminar simultáneamente NO_x y SO_x a la vez que CO₂ de los gases de combustión. Para la absorción con amoníaco, los gases de combustión son enfriados a 15-27°C (debido a la volatilidad del amoníaco) y se ponen en contacto con la solución de amoníaco en una columna de absorción de lecho compacto para capturar el CO₂ y posiblemente el NO₂ y el SO₃. Los mecanismos de reacción para captura de CO₂ en una solución de amoníaco se encuentran en las Ecuaciones 19 y 20.

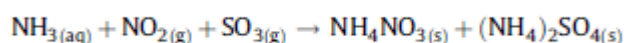


(Ecuación 19)



(Ecuación 20)

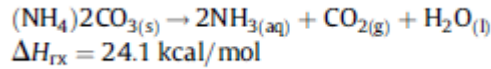
Algunos de los posibles productos formados en la captura de CO₂ usando amoníaco acuoso son carbonato amónico sólido y bicarbonato. Se han reportado casos de formación de NH₄HCO₃ sólido mediante la aspersión de CO₂ en una solución de amoníaco. También se descubrió que una solución de amoníaco del 35% en peso tiene una capacidad de carga de 1.20 kg CO₂ / kg NH₃ en una corriente de gas limpia. Si hay impurezas de NO_x y SO_x, probablemente sea ventajoso capturarlas junto con el CO₂ usando la solución de amoníaco. Para la captura simultánea de estos componentes el pretratamiento conlleva una etapa de oxidación en la que los NO_x y SO_x se oxidan a NO₂ y SO₃. Las soluciones de amoníaco sólo pueden absorber los NO₂ y SO₃ de NO_x y SO_x en forma de gases. La Ecuación 21 muestra la reacción entre la solución de amoníaco, NO₂ y SO₃.



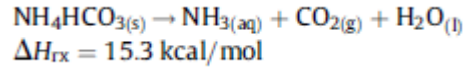
(Ecuación 21)

De esta ecuación se puede observar que se forman nitrato amónico sólido y sulfato de la reacción con la solución. Esto es ventajoso ya que ambos son buenos fertilizantes que se pueden vender para generar ingresos.

Después de la captura, la solución cargada de CO₂ se envía a una columna de separación donde se calienta entre 27 y 92 °C. El bicarbonato amónico y el carbonato se descomponen térmicamente a estas temperaturas, liberando CO₂ y regenerando el solvente de amoníaco original. La corriente de CO₂ se comprime y transporta para almacenamiento geológico usado en las industrias alimenticias y de bebidas o producción de urea. Las reacciones de regeneración se pueden ver en las Ecuaciones 22 y 23.



(Ecuación 22)



(Ecuación 23)

Como se puede ver gracias al dato de las entalpías de reacción, hace falta más energía para descomponer el carbonato que el bicarbonato producido. Por ello es deseable que el bicarbonato esté en estado sólido, al contrario que el carbonato. La formación de cualquier sólido puede ser controlada manipulando cuidadosamente el pH de la solución. Altos pH favorecen la formación de carbonato, mientras que bajos pH favorecen la formación de bicarbonato. Después de la separación, la solución de amoníaco regenerada tiene una capacidad de carga de 0.07kg CO₂/kg solución. Se cree que la enorme pérdida de carga está relacionada con las grandes pérdidas de NH₃ en la corriente de vapor durante la separación.

Ventajas y desventajas

Las ventajas de la absorción con solución de amoníaco son:

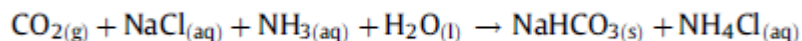
- Alta capacidad de carga comparada con otros procesos de absorción (1.20 kg CO₂/ kg NH₃).
- Posibilidad de un sistema de control de varios contaminantes.
- No existen problemas de corrosión de equipos.
- No hay degradación del absorbente por oxígeno.
- Los productos generados (nitrato amónico y sulfato) pueden ser vendidos como fertilizante.

Las desventajas de este proceso incluyen:

- La corriente de gases de combustión debe ser enfriada hasta 15-27°C debido a la volatilidad del amoníaco.
- Taponamientos de equipos debido a la formación de sólido en la captura de CO₂.
- Grandes pérdidas de vapor de amoníaco en la fase de separación.

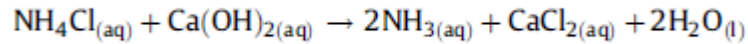
3.2.1.3 Absorción dual álcali

El enfoque de doble absorción de álcali es una modificación del proceso de Solvay. Para entender lo que el enfoque alcalino dual propone, es necesario tener primero un conocimiento básico del proceso de Solvay. El proceso de Solvay es un proceso de dos pasos que convierte CO₂ en Na₂CO₃ para uso comercial. En el primer paso del proceso el CO₂ se hace reaccionar con cloruro de sodio (NaCl), amoníaco, y agua para producir bicarbonato de sodio (NaHCO₃) y cloruro de amonio (NH₄Cl), como se ve en la Ecuación 24.



(Ecuación 24)

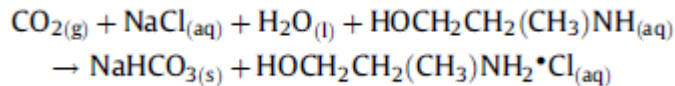
El amoníaco representa el álcali primario y se usa para catalizar la absorción de CO₂. El NaCl se añade para aumentar la concentración de Na en la solución. Esto ayuda a aumentar la precipitación de NaHCO₃. En el segundo paso del proceso Solvay el sólido NaHCO₃ se filtra de la solución y se calienta para producir Na₂CO₃ de calidad comercial. La solución de NH₄Cl sobrante se hace reaccionar con el álcali secundario, hidróxido de calcio (Ca (OH) 2), para regenerar el NH₃, como se ve en la Ecuación 25.



(Ecuación 25)

La razón principal por la que el proceso de Solvay no se aplica a los procesos de captura de CO₂ por post-combustión de es que el Ca (OH) ₂ se utiliza para la regeneración. El hidróxido de calcio se produce a partir de la cal que se forma por calcinación del CaCO₃. La alta demanda energética del calcinador y la producción de CO₂ a partir de la calcinación hace que este proceso sea indeseable para la captura de CO₂ a gran escala.

El enfoque dual de álcali, denominado así por Huang y compañeros de trabajo, proponen reemplazar ambos productos químicos alcalinos para hacer el proceso de Solvay factible para la captura de CO₂ a gran escala al eliminar la necesidad de Ca (OH) ₂. En el proceso alcalino dual, el álcali primario se reemplaza con metilaminoetanol (MAE). Con MAE como el solvente, el gas de combustión todavía debe pretratarse para eliminar las impurezas. La corriente de gas debe enfriarse a 25 ° C y pasar por una etapa des-NO_x-SO_x. Las sales formadas a partir de NO_x y SO_x que reaccionan con el MAE disminuyen el rendimiento del sistema. Una vez que la corriente de gas ha sido tratada, reacciona con el MAE como se ve en la Ecuación 26.



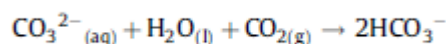
(Ecuación 26)

Huang y sus compañeros encontraron que una solución de MAE al 30% en peso mezclada con NaCl 1.2 mol daba los mejores resultados. La solución tiene una capacidad de carga de 0,54 kg CO₂ / kg MAE. Aunque un álcali primario se ha identificado, el álcali para regenerar el solvente MAE original no ha sido identificado. Si se conociese un álcali secundario, este proceso sería ventajoso ya que ese CO₂ puede ser capturado para producir Na₂CO₃ de calidad comercial. La desventaja obvia de este proceso es que un álcali secundario aún no se ha identificado la regeneración del disolvente MAE.

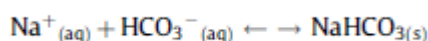
3.2.1.4 Absorción con lechada de carbonato

Usando soluciones de Na₂CO₃, el CO₂ se capturó a principios de 1900 para la producción de hielo seco. Knuutila y compañeros de trabajo han realizado una simulación por computadora usando una lechada de Na₂CO₃ para la captura de CO₂. Todos los datos que se tratarán en esta sección se obtuvieron mediante simulaciones por ordenador utilizando CHEMCAD 5.6. Las simulaciones variaron el porcentaje de Na₂CO₃ en peso (10-30%), la temperatura de la entrada del líquido (45–70 °C), la temperatura de los gases de combustión de entrada (45–70 °C), la relación líquido / gas (L / G) (2.1–5.5), y la presión del separador (1-2 bar) para determinar la eficiencia óptima de captura de CO₂ y la cantidad de energía requerida para operar el separador. Las condiciones óptimas determinadas por la simulación fueron: 30% en peso de la lechada de Na₂CO₃, temperatura del líquido de entrada de 60 °C, temperatura del gas de combustión de entrada de 70 °C, relación L / G de 2,3, y una presión de separación de 2 bar. En estas condiciones, la simulación predijo una eficiencia de captura de CO₂ del 90% y un requerimiento energético de 3.2 MJ / kg CO₂ en el separador. Se asumió un gas de combustión libre de azufre para las simulaciones. La corriente de gas simulada consistía en CO₂ / N₂ / H₂O vapor.

Como se ha mencionado anteriormente, para la captura de CO₂ las simulaciones encontraron que una lechada de 30% en peso de Na₂CO₃ y una temperatura de entrada del gas de combustión de 70 ° C fueron óptimos. Esto crea un ambiente en el que el NaHCO₃ precipita fuera de la solución permitiendo que se disuelva más Na₂CO₃ en la solución; aumentando así la capacidad de CO₂ de la solución. La captura de CO₂ y la precipitación de NaHCO₃ a través de la lechada de carbonato se pueden ver en las Ecuaciones 27 y 28.



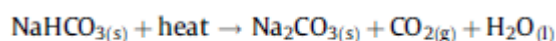
(Ecuación 27)



(Ecuación 28)

No se hizo mención a la capacidad de carga de CO₂ de la lechada en el estudio realizado por Knuutila y colaboradores. Sin embargo, un cálculo rápido da una capacidad de carga teórica de 0,73 kg CO₂ / kg CO₃²⁻, más alto que el de MEA (0,40 kg CO₂ / kg MEA). Si hay impurezas presentes, es probable que esta capacidad de carga disminuya. Por ejemplo, si el SO₂ está presente en el gas de combustión puede ser absorbido por la solución, probablemente creando sulfito de sodio (Na₂CO₃) y bisulfato de sodio (NaHSO₃) en solución. Esto disminuiría la capacidad de carga de la lechada de Na₂CO₃ pero proporcionaría un sistema de control de múltiples contaminantes. El pretratamiento del gas de combustión es opcional cuando se utiliza una lechada de Na₂CO₃.

La lechada cargada de CO₂ se envía a una columna de extracción donde está se calienta a 121 °C y a una presión de 2 bar para eliminar el CO₂ y producir Na₂CO₃ sólido. Este mecanismo se puede ver en la Ecuación 29.



(Ecuación 29)

Ventajas y desventajas

El sistema tiene muchas ventajas asociadas al mismo, tales como:

- Posible sistema de captura multi contaminante.
- El solvente Na₂CO₃ no es peligroso ni volátil.
- Baja tasa de corrosión del equipo.
- El solvente no causará que el sistema de tuberías se ensucie u obstruya.

El principal inconveniente asociado con el sistema Na₂CO₃ es que se percibe una tasa de absorción de CO₂ más lenta en comparación con las soluciones de aminas, lo que conlleva que las columnas de absorción sean altas. Se cree que la tasa de aumento de aditivos deberá identificarse para que la captura de CO₂ con soluciones/lechadas de Na₂CO₃ pueda ser factible. Los estudios han sido llevados a cabo estudiando ratios de incremento de aditivos como el ácido arsénico, formaldehído, hipocloruro, fenoles, sacarosa, dextrosa, piperazina, DEA y MEA. La mayor parte de los ratios ha demostrado que los aditivos aumentan la tasa de absorción, pero también aumenta la energía necesaria para la regeneración en la columna de separación. La Tabla 2 es una comparación de los procesos de absorción antes mencionados.

Tabla 2. Comparación de tecnologías de absorción⁴⁶

Chemical absorption technology comparison for post combustion capture of CO₂.

Technology	Chemical absorption process stage		
	Pretreatment	Capture	Regeneration
Amine	Gas cooled (4–60 °C) De-NO _x -SO _x required	CO ₂ content 3–20% Carrying capacity: 0.40 kg CO ₂ /kg MEA	Stripping at 100–200 °C Regeneration carrying capacity: 0.036 kg CO ₂ /kg solution
Ammonia	Gas cooled (15–27 °C) NO _x -SO _x must be oxidized	CO ₂ content 3–20% Carrying capacity: 1.20 kg CO ₂ /kg NH ₃	Stripping at 27–92 °C Regeneration carrying capacity: 0.07 kg CO ₂ /kg solution
Dual alkali	Gas cooled (25 °C) De-NO _x -SO _x required	CO ₂ content 3–20% 0.54 kg CO ₂ /kg MAE	No regeneration has been accomplished
Carbonate	Gas cooled (45–70 °C) De-NO _x -SO _x not required	CO ₂ content 3–20% Carrying capacity: 0.73 kg CO ₂ /kg CO ₃ ²⁻	Stripping at 104–121 °C No mention to regeneration carrying capacity

The carbonate technology is based off of computer simulations using CHEMCAD 5.6. Compression is similar in all cases.

3.2.2 Adsorción

Se considera que la captura de dióxido de carbono utilizando adsorbentes sólidos es una de las tecnologías más prometedoras para CCS. La adsorción gaseosa es un proceso de separación en el que un componente gaseoso se separa de una corriente de gas mediante el uso de un material sólido. El componente gaseoso entra en contacto con el sólido y es adsorbido de la fase gaseosa sobre la superficie sólida. El material sólido utilizado para la adsorción se suele denominar adsorbente y las especies de gas que se adsorben, el adsorbato (en este caso el adsorbato es el CO₂). A la hora de considerar la adsorción para captura de CO₂, es importante que el adsorbente posea ciertas cualidades, tales como:

1. Alta capacidad de adsorción de CO₂: como regla general, un adsorbente debe poseer una capacidad de adsorción de 0.088–0.176 g CO₂ / g adsorbente.
2. Gran área de superficie: un área de superficie alta indica más superficie para la adsorción de CO₂, posiblemente conduciendo a una alta capacidad de adsorción.
3. Cinética rápida: cuanto más rápida sea la cinética, más rápido se absorberá el CO₂.
4. Alta selectividad de CO₂: el CO₂ debe adsorberse preferentemente al adsorbente. La selectividad también determina la pureza del CO₂ producido durante la desorción.
5. Condiciones de regeneración moderadas: cuanto más suaves son las condiciones de la regeneración (es decir, la temperatura y la presión) menos costosa será la etapa de regeneración.
6. Estabilidad durante el ciclo de adsorción / desorción: la vida útil del adsorbente tiene un impacto significativo en el coste operativo del sistema.
7. Tolerancia a las impurezas: el adsorbente debe ser tolerante a impurezas comunes de los gases de combustión tales como NO_x, SO_x y vapor de agua. Las impurezas pueden reducir significativamente la capacidad de adsorción con respecto al CO₂ e incluso degradar la estructura cristalina adsorbente.
8. Una amplia gama de propiedades ajustables: permite que el adsorbente sea adaptado a diversos entornos operativos.
9. Bajo coste: los adsorbentes se degradan con el tiempo, el coste de reemplazarlos debe ser mínimo.

Los adsorbentes son únicos porque pueden adaptarse a la captura CO₂ proveniente de corrientes de gas de post-combustión o pre-combustión, dependiendo de varios factores. Por cuestiones de organización dentro de este trabajo, los adsorbentes serán tratados como una tecnología de post-combustión debido a las similitudes con el diagrama de flujo del proceso de la absorción. La Figura 38 es un diagrama de flujo general para la captura de CO₂ mediante adsorción.

En los procesos de adsorción de CO₂, la corriente de gas de combustión debe pasar una etapa de pretratamiento para reducir la concentración de impurezas tales como NO_x, SO_x y H₂O en la corriente de gas. Estas impurezas compiten con moléculas de CO₂ por los sitios de adsorción, reduciendo drásticamente la capacidad de adsorción de CO₂ del adsorbente. Es particularmente importante que el gas de combustión sea secado antes de la adsorción. Se ha demostrado que el agua no solo compite por los sitios de adsorción, sino también degrada la estructura cristalina de algunos adsorbentes. Después del tratamiento previo, el gas debe ser enfriado a temperatura ambiente antes de la etapa de adsorción. La mayoría de los adsorbentes presentan una disminución drástica en la capacidad de adsorción a temperaturas elevadas (100 °C). Dependiendo del adsorbente, CO₂ se absorberá por interacciones físicas débiles (fisorción) o interacciones químicas fuertes (quimisorción). La fisorción suele estar acompañada por un menor calor de reacción que la quimisorción, haciendo que la etapa de desorción sea menos intensiva energéticamente. Después de la adsorción, los adsorbentes sólidos pasan por una etapa de desorción. Durante la desorción, el CO₂ gaseoso es expulsado del adsorbente y el adsorbente se regenera en el proceso. Los dos enfoques más comunes para la desorción son el cambio de presión y procesos de oscilación de la temperatura. En los sistemas de oscilación de presión la etapa de adsorción se lleva a cabo a una presión elevada por lo que cuando la presión dentro del sistema se reduce, el CO₂ se desorbe del sólido. En un sistema de oscilación de temperatura, la temperatura del sistema se incrementa para expulsar el CO₂ del adsorbente. La ventaja a un sistema de oscilación de temperatura es que el adsorbente puede regenerarse manteniendo una alta presión parcial de CO₂. Esto evita la fuerte penalización

de energía asociada con tener que volver a comprimir el CO₂, como es el caso en los sistemas de oscilación de presión. Sin embargo, la regeneración con sistemas de oscilación de presión puede ser cumplida en cuestión de segundos, en lugar de horas como con los sistemas de oscilación de temperatura.

Los adsorbentes discutidos en este trabajo son: (1) zeolitas, (2) carbón activo, (3) adsorbentes funcionalizados con aminas y, (4) estructuras orgánicas metálicas (MOFs).

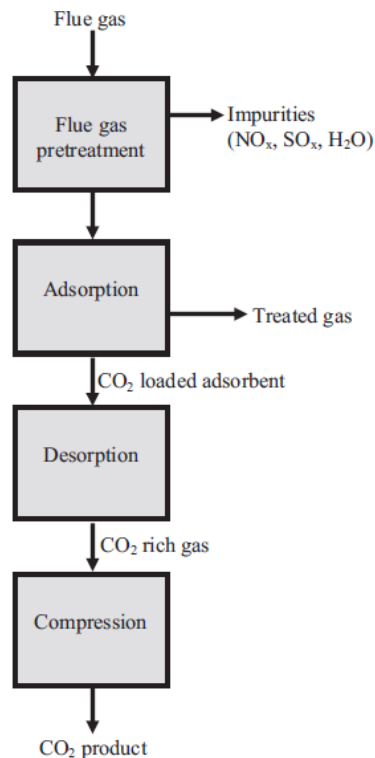


Figura 38. Diagrama de flujo básico de adsorción de CO₂.⁴⁶

3.2.2.1 Zeolitas

Las zeolitas son aluminosilicatos cristalinos porosos altamente ordenados. Los primeros estudios de adsorción de CO₂ utilizando zeolitas han mostrado que el principal mecanismo de adsorción es la fisisorción. Las zeolitas son capaces de adsorber el CO₂ en gran parte debido a la presencia de aluminio en la estructura de silicato. La presencia de aluminio (Al) induce una carga de armazón negativa que se compensa con cationes intercambiables (a menudo alcalinos) en el espacio poroso. Estos cationes alcalinos permiten a las zeolitas adsorber gases ácidos como el CO₂. Idealmente, se desea una baja proporción de silicio (Si) a Al para promover la presencia de más cationes.

Antes de la adsorción con zeolitas, el gas de combustión debe enfriarse a alrededor de 0–100 °C y depurarse para eliminar impurezas como SO_x, NO_x, y H₂O. Las zeolitas tienden a ser más sensibles al H₂O que a los gases ácidos por su carácter hidrófilo. Las moléculas polares de H₂O se adsorberán preferentemente a los cationes intercambiables, eliminando los sitios de adsorción de moléculas de CO₂.

Después del tratamiento previo, el gas de combustión se pone en contacto con la zeolita adsorbente para eliminar el CO₂. Las cinéticas de adsorción de zeolitas son extremadamente favorables para la adsorción de CO₂. En la mayoría de los casos, se alcanza la capacidad en minutos. Las zeolitas tienen una capacidad de adsorción relativamente alta en condiciones de funcionamiento moderadas (0–100 °C, 0.1–1 bar CO₂) pero muestran disminución significativa de la capacidad a temperaturas elevadas y condiciones húmedas. Las capacidades de adsorción para las zeolitas en condiciones de operación moderadas varían de 0.004 a 0.216 g CO₂ /g de zeolita. Aunque la adsorción utilizando zeolitas se clasifica como fisisorción, los estudios han encontrado que un poco de CO₂ se absorbe químicamente irremediablemente sobre la superficie de la zeolita

en forma de carbonatos y carboxilatos. Si la desorción se realiza mediante un proceso de oscilación de presión las moléculas de CO₂ químicamente absorbidas no pueden liberarse de la superficie. Esto resulta en una reducción en la capacidad que va desde 0,007 a 0,022 g de CO₂ /g de zeolita. Sin embargo, utilizando un sistema de oscilación de temperatura se ha demostrado que la regeneración completa puede ser realizada a temperaturas alrededor de 350 °C.

La adsorción de CO₂ a través de zeolitas es muy adecuada para la postcombustión de corrientes de gas debido a su cinética favorable y capacidades en condiciones de funcionamiento moderadas. Para rendimiento de adsorción óptimo utilizando zeolitas la corriente de gases de combustión debe ser limpiado a fondo de impurezas (NO_x, SO_x y H₂O) antes de adsorción. Para recuperar completamente la capacidad de adsorción de la zeolita se recomienda un proceso de oscilación de temperatura para la etapa de desorción. El proceso de oscilación de la temperatura eliminará cualquier CO₂ que haya sido absorbido químicamente a sitios de adsorción.

Ventajas y desventajas

Las zeolitas poseen varias ventajas para la adsorción de CO₂:

- Cinética de adsorción favorable.
- Alta capacidad de adsorción en condiciones de funcionamiento moderadas (0–100 °C, 0.1–1 bar CO₂). (Adecuado para la captura de CO₂ de corrientes de gas de post combustión).

Las zeolitas también tienen serias desventajas que necesitan ser abordarse:

- La presencia de impurezas (NO_x, SO_x y H₂O) tiene un impacto significativo en el rendimiento.
- Se ha demostrado que el dióxido de carbono es absorbe químicamente a la superficie de la zeolita. Para una regeneración completa, la desorción debe ocurrir mediante el enfoque de oscilación de temperatura de tiempo intensivo y energía.

3.2.2.2 Carbón activo

Los carbones activados tienen una ventaja sobre otros adsorbentes debido a su alta estabilidad térmica y bajos costes de materia prima. Los carbones activados se pueden formar a partir de una variedad de materiales, incluidos los carbones, subproductos industriales y madera u otras fuentes de biomasa. Aunque ventajoso, la gran variación en los materiales de partida también contribuye a grandes variaciones en la distribución de poros, estructura de poros y tamaño de poros. Esto a menudo conduce a una amplia variación en el rendimiento entre adsorbentes. Esta sección se centrará en los carbones activados, ya que son adsorbentes bien conocidos. Sin embargo, otros adsorbentes de carbono han surgido para la captura de CO₂, como los tamices moleculares de carbono y los nanotubos de carbono.

Antes de la adsorción con carbones activados, el gas de combustión debe ser enfriado a 25–75 °C y depurados los NO_x, SO_x y H₂O. Se ha demostrado que las impurezas como los NO_x, SO_x y H₂O compiten con el CO₂ por los sitios de adsorción. Como en el caso de las zeolitas, los carbones activados son extremadamente sensibles al H₂O (aunque son hidrofóbicos en naturaleza). Un estudio utilizando carbón activado de bambú a 0 °C y 1 bar de CO₂ mostró una reducción en la capacidad del 75% en presencia de H₂O.

Después del tratamiento previo, el gas de combustión se pone en contacto con el carbono para eliminar el CO₂. La adsorción en carbones activados se produce a través de fisisorción. La cinética de adsorción del CO₂ en carbones activados. es similar a la de las zeolitas; la capacidad se alcanza en minutos. Al igual que con las zeolitas, los estudios han demostrado que, si la temperatura del sistema aumenta, la capacidad de CO₂ del carbono activado disminuye. Los carbones activados son más eficientes alrededor de la temperatura ambiente. Los carbonos activados también han demostrado una menor capacidad de adsorción de CO₂ a temperatura y presión moderadas y en comparación con las zeolitas. Las capacidades de adsorción para carbono activado en condiciones de funcionamiento moderadas (0.1–1 bar CO₂ y 25–75 °C) están en el rango de 0,003 a 0,154 g de CO₂ /g de carbón activado, ligeramente inferior que las de las zeolitas en condiciones de operación similares. Sin embargo, los estudios han demostrado que los carbones activados son superiores a las zeolitas a presiones elevadas. Un estudio comparando carbono activado PX21 y zeolita 5A a temperatura ambiente y 10 bar CO₂ mostró que el carbón activado tenía una capacidad de 0,44 g CO₂ / g carbón activado, mientras que la zeolita

tenía una capacidad de 0,22 g CO₂ / g de zeolita. Otros estudios que comparan el carbón activado G-32H a la zeolita 4A y 13X encontraron que el carbón activado tenía una menor capacidad de adsorción de CO₂ que las zeolitas por debajo de 1.7 bar CO₂. Sin embargo, por encima de 1,7 bar de CO₂, el carbón activado exhibió una mayor capacidad de adsorción de CO₂ que las zeolitas probadas. Se ha demostrado que el carbón activado, MAXSORB, tiene una capacidad de adsorción de CO₂ tan alta como 1.13 g CO₂ / g carbón activado a 35 bar CO₂ y temperatura ambiente. El aumento de capacidades a presiones elevadas sugiere que los carbones activados serían mejores para la captura de CO₂ de corrientes de gas de pre-combustión, en lugar de corrientes de gas de postcombustión.

Los estudios de adsorción con carbones activados también han demostrado que los carbones activados exhiben menores calores de adsorción en comparación con las zeolitas. Debido a los calores más bajos de adsorción, los carbones activados se pueden regenerar fácilmente mediante un sistema de oscilación de presión en lugar de los sistemas de oscilación de temperatura de energía y tiempo intensivos requeridos para regenerar zeolitas.

Los carbones activados seguirán siendo competitivos con los futuros adsorbentes de CO₂ por sus bajos costes de materia prima y regeneración. Como con las zeolitas, se requiere un tratamiento previo extenso para que la adsorción de CO₂ sea eficiente. Investigaciones de adsorción en carbones activados muestra altas capacidades de adsorción de CO₂ a presiones elevadas y temperaturas moderadas. Esto sugiere que son más aplicables para la captura de CO₂ de las corrientes de gas de pre-combustión a alta presión.

Ventajas y desventajas

Los carbonos activados poseen varias ventajas:

- Alta estabilidad térmica.
- Cinética de adsorción favorable.
- Amplia gama de materiales de partida para la producción de carbonos activados. (Conduce a disminuir los costos de la materia prima).
- Gran capacidad de adsorción a presiones elevadas.
- La desorción se puede lograr fácilmente por el enfoque de oscilación de presión.

Las desventajas que deben ser abordadas con carbono activado incluyen:

- Baja capacidad de CO₂ en condiciones suaves.
- Gran variedad de materiales de partida significa que a menudo existe una amplia variedad de características de poros entre los adsorbentes.
- Impactado negativamente por NO_x, SO_x y H₂O.

3.2.2.3 Adsorbentes funcionalizados con aminas

Los adsorbentes funcionalizados con amina consisten en una amina inmovilizada sobre soportes de sílice sólidos (también conocidos como soportes de sílice impregnados con aminas). Los investigadores pensaron inmovilizar aminas para abordar algunos de los principales problemas con la absorción de aminas, tales como: altos costes de regeneración (debido al gran volumen de líquido asociado a la absorción), corrosión del equipo y pérdida de aminas debido a la evaporación. La impregnación del soporte de sílice con amina es a menudo tan simple como mezclar los dos materiales. Se necesita un tiempo de mezcla suficiente para permitir que la amina se difunda en el espacio poroso de sílice para crear sitios activos para la adsorción. La amina más común utilizada para la impregnación es poli (etilenoimina) (PEI) debido a su alto concentración de amina de aproximadamente 33% de nitrógeno en peso.

Antes de la adsorción con adsorbentes de amina es importante enfriar el gas de combustión entre 50 y 75 °C y eliminar las impurezas tales como NO_x y SO_x. A temperaturas elevadas se ha demostrado que los adsorbentes de amina se degradan, limitando significativamente su capacidad de adsorción de CO₂. Las impurezas como el

NO_x y el SO_x son dañinas para la adsorción de aminas en gran parte porque la adsorción con aminas se produce a través de quimisorción. Esto significa que la adsorción se producirá por reacciones químicas similares a las observadas en la absorción de aminas. Se sabe que el NO_x y el SO_x reaccionarán irreversiblemente con las aminas para formar subproductos no deseados, reduciendo efectivamente la capacidad de adsorción de CO_2 . A diferencia de otros adsorbentes, los adsorbentes de amina no requieren que la corriente de gas de combustión se seque antes de la adsorción. Se ha demostrado que el agua aumenta la eficiencia de adsorción proporcionando una vía para la formación de bicarbonato. Estudios que examinan la estructura de sílice SBA-15 impregnada con TEPA (tetraetilenpentamina) y DEA mostró un 20% de aumento en la eficiencia de adsorción en condiciones húmedas. Se cree que la proporción molar 1: 1 de CO_2 a H_2O es óptima para la adsorción.

La adsorción también se ve afectada significativamente por el soporte de sílice. Los marcos de sílice amorfos suelen tener una matriz aleatoria de tamaños y formas de poros. Esto a menudo conduce a una mala distribución de la amina en la estructura de los poros. Por este motivo, se prefieren soportes de sílice mesoporosos ordenados por su distribución uniforme del tamaño de los poros. Curiosamente, se demostró que la presión parcial de CO_2 tienen un impacto mínimo en la capacidad de adsorción, a diferencia de las zeolitas y carbones activados. Los estudios encontraron que cuando la presión parcial de CO_2 se redujo de 100 a 5%, se observó una disminución mínima en la capacidad de adsorción. Esto sugiere que los adsorbentes de amina funcionarían bien para la captura de CO_2 de corrientes de gas a baja presión, es decir, corrientes de gas de post-combustión. Las capacidades de adsorción para los adsorbentes de amina en condiciones de funcionamiento moderadas (0.05–1 bar CO_2 y 25–75 °C) van desde 0.089 a 0.22 g CO_2 / g de adsorbente.

Dado que la adsorción de aminas se produce a través de la quimisorción, es necesario un proceso de oscilación de temperatura para la desorción. Estudios que examinan soportes de sílice cargados TEPA MCM-41 y SBA-15 mostraron un 4–9% de pérdida en la capacidad de adsorción de CO_2 del material regenerado debido a la evaporación de la amina.

Los adsorbentes de amina son ventajosos porque su capacidad de adsorción no se ve muy afectada por la presión parcial de CO_2 . Esto los hace muy bien adaptados para la captura del gas de corrientes posteriores a la combustión. Sin embargo, la necesidad de una etapa de desorción por oscilación de temperatura y la pérdida de capacidad es una preocupación que necesita ser abordada en el futuro.

Ventajas y desventajas

Los adsorbentes funcionalizados con aminas presentan algunas ventajas interesantes:

- Capacidad de adsorción impactada mínimamente por la presión parcial de CO_2 .
- Los ambientes húmedos mejoran la eficiencia de adsorción.
- Cinética de adsorción favorable.

Las desventajas a tratar con adsorbentes funcionalizados con aminas incluyen:

- Se degradan a temperaturas alrededor de 100 °C.
- Reacciones irreversibles con NO_x y SO_x producen subproductos indeseados.
- Se necesita un enfoque de oscilación de temperatura para la desorción. (4-9% de pérdida en la capacidad de adsorción después de la desorción).

3.2.2.4 Estructuras orgánicas metálicas (MOFs)

Los marcos orgánicos de metal son una clase emergente de estructuras cristalinas microporosas compuestas de moléculas de cationes centrales unidos entre sí por enlazadores orgánicos (ligandos) para formar una estructura 3D. Los MOFs han visto recientemente un aumento en popularidad debido a sus aplicaciones en separación, catálisis, óptica no lineal y almacenamiento de gases. Los MOFs son especialmente interesantes como adsorbente de CO_2 debido a la capacidad de ajustar fácilmente parámetros tales como tamaño de poro y topografía.

Con la adsorción utilizando MOF, el gas de combustión debe enfriarse hasta alrededor de 25 °C y tratarse para eliminar impurezas como NO_x , SO_x , y H_2O . Los estudios han demostrado que la capacidad de adsorción de

MOFs disminuye a medida que aumenta la temperatura. Si hay impurezas presentes competirán con el CO₂ por los sitios de adsorción, drásticamente reduciendo la capacidad del MOF. Se ha demostrado que el vapor de agua plantea un problema particularmente importante durante la adsorción. Si no se eliminan, las moléculas de agua desplazarán los ligandos y crearán defectos estructurales en la red cristalina de la MOF. Los estudios también demostraron que los MOF exhiben malas características de adsorción a baja presión parcial de CO₂ comparada con zeolitas y carbono activado. Sin embargo, los estudios realizados a niveles elevados de presión parcial de CO₂ mostraron características de adsorción superiores a las zeolitas y carbones activados. Estudios de adsorción realizados con MOF 177 a temperatura ambiente y 35 bar de CO₂ produjeron una capacidad de CO₂ de 1,47 g CO₂ / g MOF. En comparación, el carbón activado MAXSORB tiene una capacidad de 1.13 g de CO₂ / g de adsorbente en idénticas condiciones y la zeolita-13X tienen una capacidad de 0.326 g CO₂ / g adsorbente a 32 bar CO₂. Esto sugiere que los MOF tienen un gran potencial para la captura de CO₂ de corrientes de gas a presión elevada, es decir, corrientes de gas de pre-combustión. La etapa de desorción no ha sido estudiada adecuadamente para permitir comentarios sobre que enfoque, presión u oscilación de temperatura, sería lo más eficiente para la regeneración.

Aunque los MOF poseen un enorme potencial para la captura de CO₂, algunos retos importantes inhiben su uso. Tales como, coste inicial de los materiales, falta de datos experimentales que examinen el impacto de múltiples ciclos de adsorción / desorción en el rendimiento, y la falta de datos experimentales que describan los efectos de la oscilación de presión o temperatura en la regeneración del MOF.

Ventajas y desventajas

Los MOF poseen varias ventajas como adsorbente para la captura de CO₂, tales como:

- Alta estabilidad térmica.
- Funcionalidad química ajustable.
- Porosidad extra alta.
- Alta capacidad de adsorción a presiones elevadas (35 bar CO₂).
- Características de los poros fácilmente ajustables.

Las desventajas de los MOF incluyen:

- Impactado negativamente por NO_x, SO_x y H₂O.
- Baja selectividad de CO₂ en corrientes de gas CO₂/ N₂.
- Falta de datos experimentales sobre el rendimiento después de múltiples ciclos de adsorción / desorción.
- Los enfoques de desorción por oscilación de presión y temperatura no han sido ha sido adecuadamente investigado.

3.2.3 Separación por membranas

Los procesos de separación de membrana se utilizan comercialmente para la eliminación de CO₂ del gas natural; en estas corrientes, la presión general y la concentración de CO₂ son altas y la corriente se compone principalmente de CO₂ y CH₄. Esta corriente es muy diferente de la corriente que se encontraría en las corrientes de gas posterior a la combustión que contienen impurezas como NO_x y SO_x y están a presión atmosférica. La Figura 39 es un esquema general de una membrana de separación de gases.

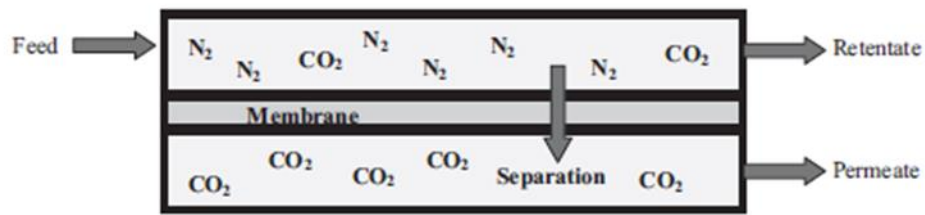


Figura 39 Esquema de una membrana de separación de gases ⁴⁶

La membrana actúa como un filtro para eliminar uno o más componentes gaseosos de una mezcla y generar un componente impregnado rico. La fuerza impulsora detrás del rendimiento de las membranas es el diferencial de presión entre el lado de alimentación y el lado permeado de la membrana, como se ve por la Ley de Fick en la Ecuación 30.

$$J_i = \frac{P_{i^*}}{\delta} A_m \Delta p$$

(Ecuación 30)

donde J_i es el flujo del componente i a través de la membrana (cm^3 / s), P_{i^*} es la permeabilidad de la membrana en términos de componente i ($10^{-10} \text{ cm}^3 (\text{STP}(\text{presión y temperatura estándar})) \text{ cm} / \text{s cm}^2 \text{ cm Hg}$), d es el grosor de la membrana (cm), A_m es el área de la membrana (cm^2) y D_p es la diferencia de presión (cm Hg) a través de la membrana. La ley de Fick muestra la importancia del diferencial de presión y permeabilidad en separación de membrana; como la presión diferencial y la permeabilidad aumentan el flujo de un componente específico a través de la membrana también aumentará.

Hay dos características que describen el desempeño de una membrana, permeabilidad (comúnmente expresada en unidades de barrera) y la selectividad. La permeabilidad se define como el volumen de especies gaseosas que pasan por la membrana por unidad de tiempo y área. La selectividad está determinada por la diferencia de permeabilidad de las especies gaseosas: la selectividad cuantifica la preferencia de una membrana para dejar pasar una especie de gas sobre otra. Por ejemplo, usando la Fig. 4, si la permeabilidad del CO_2 a través de la membrana es siete veces mayor que para el N_2 , el flujo de permeado contendrá siete veces más moléculas de CO_2 que moléculas de N_2 en cualquier momento. La selectividad entonces, tomando la permeabilidad del CO_2 sobre N_2 , es siete. Idealmente, una membrana tendría una alta permeabilidad y selectividad de CO_2 .

La permeabilidad y selectividad de las membranas dependen de forma importante de las características de la corriente de gas (es decir, velocidad y peso molecular del componente gaseoso y diámetro cinético), el material de la membrana, y cómo se sintetiza la membrana. Las membranas poliméricas generalmente exhiben alta permeabilidad al CO_2 , pero baja selectividad. Se puede obtener algún control sobre la permeabilidad y selectividad alterando la temperatura, presión y concentración polimérica durante la síntesis de membrana. Las membranas poliméricas son susceptibles al envejecimiento, plastificación y degradación en presencia de altas temperaturas. Las membranas inorgánicas, por otro lado, suelen ser muy selectivas, pero tienen una menor permeabilidad al CO_2 que la mayoría de las membranas poliméricas, lo que limita su aplicación para la captura de CO_2 . Sin embargo, la mayoría de las membranas inorgánicas exhiben excelentes estabilidad térmica y química.

Un diagrama de flujo simplificado de captura de CO_2 en post combustión basada en membranas se puede ver en la Figura 40.

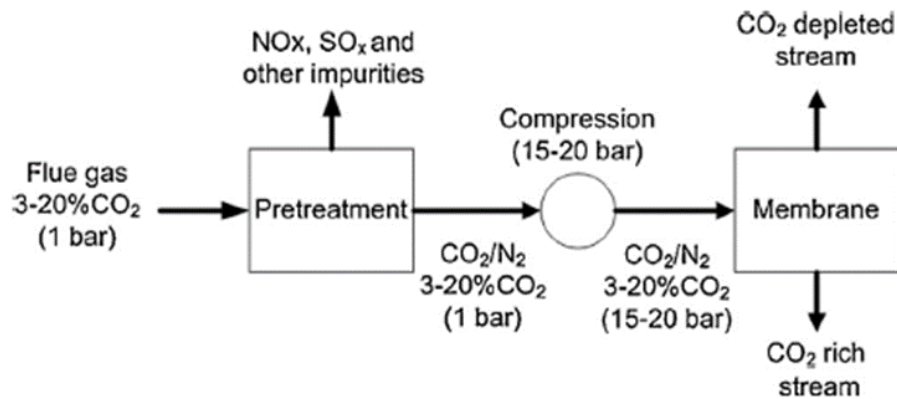


Figura 40 Diagrama de proceso simplificado de captura de dióxido de carbono basado en membranas ⁴⁶

Los sistemas de captura de CO₂ basados en la separación de membrana utilizan materiales permeables o semipermeables que transportan selectivamente y separan el CO₂ de otros constituyentes de la corriente de gas. La separación post combustión con membrana se basa en la separación de CO₂ de corrientes de gas CO₂/N₂. Así, para que las membranas sean efectivas se cree que el gas de combustión debe pretratarse primero para eliminar impurezas tales como NO_x y SO_x. Un estudio realizado por Scholes y colaboradores examinando los efectos de componentes menores en la separación de CO₂ utilizando membranas de gases poliméricas, sugiere que las impurezas pueden tener efectos adversos sobre la separación de la membrana. Sin embargo, se probaron un número limitado de membranas por lo que los autores no pudieron sacar conclusiones concretas sobre el impacto de las impurezas en el rendimiento de la membrana. Así, los niveles de limpieza de NO_x y SO_x son desconocidos. Después de eliminar las impurezas, la corriente de gas debe ser enfriada a menos de 100 ° C para evitar la degradación por calor de la membrana (en la mayoría de los casos). Una vez enfriado, la corriente de gas se comprime a 15– 20 bares para crear una gran fuerza motriz para la separación dentro de la membrana. Una vez dentro de la unidad de membrana se separa el CO₂ del N₂. Hay innumerables tipos de membranas que pueden ser utilizado para la captura de CO₂. Por esta razón, es importante tener una comprensión básica de cómo funcionan las membranas y cómo se valora el rendimiento. A continuación, se describen brevemente los distintos tipos de captura de CO₂ con membranas.

3.2.3.1 Membranas orgánicas (poliméricas)

Una gran variedad de membranas poliméricas proporciona buena permeabilidad y selectividad hacia el CO₂ en corrientes de gas CO₂/N₂. Estos incluyen poliimidias, policarbonatos, polietileno óxidos (PEO), poliactilenos, polianilina, poli (éter de arileno), poliariatos, éteres de polifenileno y polisulfonas. La Tabla 3 es un resumen de la permeabilidad del CO₂ y la selectividad de CO₂/N₂ de las membranas poliméricas más populares.

Tabla 3. Permeabilidad de CO₂ y selectividad de membranas poliméricas⁴⁶

Material	CO ₂ permeability (barrer)	CO ₂ /N ₂ selectivity
Polyarylate	5–85	10–30
Polycarbonate	5–110	15–26
Polyimide	5–450	5–55
Polysulfone	5–110	10–33

3.2.3.2 Membranas inorgánicas

Las membranas inorgánicas no serán discutidas en detalle ya que, como se mencionó anteriormente, la baja permeabilidad de CO₂ limita su aplicación para la captura de CO₂. Las membranas inorgánicas pueden ser divididas en dos categorías: porosas y no porosas. En general, las membranas no porosas se utilizan para procesos de separación de pequeñas moléculas gaseosas altamente selectivos. Los sistemas de membrana porosa consisten en una capa superior delgada de membrana porosa que se sostiene en un soporte poroso, generalmente metálico o de cerámica, para proporcionar fuerza mecánica. El soporte debe ofrecer una resistencia de transferencia de masa mínima con respecto al componente que se está eliminando. Las membranas inorgánicas porosas son más baratas que las membranas no porosas, pero son menos selectivas con respecto al CO₂. Las membranas inorgánicas también sufren la desventaja del difícil reescalado a grandes superficies. Algunos materiales inorgánicos porosos comunes son alúmina, sílice y zeolitas.

3.2.3.3 Membranas de matriz mixta

Las membranas de matriz mixta están diseñadas para mejorar las propiedades de las membranas poliméricas. Consisten en partículas inorgánicas de tamaño micro o nanométrico incorporadas en una matriz polimérica. La adición de partículas inorgánicas mejora las propiedades físicas, térmicas y mecánicas de una membrana polimérica siendo así más adecuadas para la eliminación de CO₂ de los gases de combustión. Algunos desafíos asociados a las membranas de matriz mixta son su alto coste, fragilidad y difícil fabricación a escala comercial.

3.2.3.4 Sistemas contactores de membranas

Los sistemas de contacto de membrana combinan una membrana con un líquido de absorción, como una amina, en una unidad. El líquido de absorción puede ser cualquier líquido usado para absorber CO₂. El objetivo de estos sistemas es reducir el tamaño de la unidad de absorción asociado con sistemas de absorción de CO₂ tradicionales. Un diagrama de un sistema híbrido se puede ver en la Figura 41.

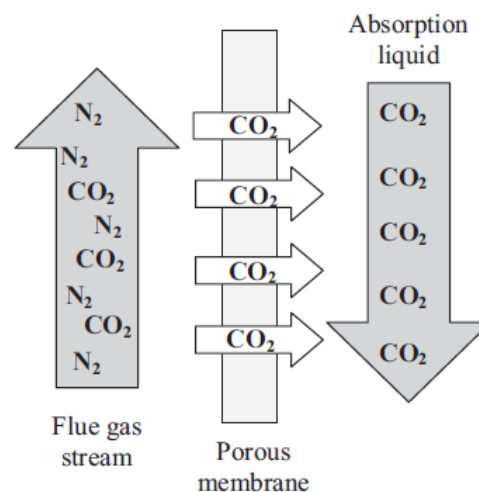


Figura 41 Principio de contacto de membranas ⁴⁶

Con contactores de membrana la fase gaseosa se aísla de la fase líquida a través de una membrana polimérica porosa repelente al agua. Es crucial que la fase gaseosa y líquida no se mezclen, por lo tanto, la membrana debe ser hidrófoba. La corriente de gas de combustión se alimenta a lo largo un extremo de la membrana

mientras el líquido de absorción se alimenta a lo largo del otro extremo. El CO₂ se difundirá a través de la membrana donde hace contacto y es absorbido por el líquido de absorción. Los el resto del gas de combustión se liberan a la atmósfera. Usando una membrana para separar el CO₂ del gas de combustión antes de la absorción se reduce el volumen total de gas que se alimenta a la columna de absorción. Una reducción en el volumen de gas de combustión significa que el tamaño del equipo de absorción se puede reducir. Algunas ventajas de este sistema son:

- Los flujos de gas y líquido son independientes entre sí. Esto mitiga los problemas comunes asociados con las columnas empaquetadas y puede reducir drásticamente la tasa de absorción de circulación de líquido.
- Posible reducción de tamaño de la unidad de absorción debido a un reducido volumen de gas.
- Fácil escalado, alta área interfacial gas-líquido, y mayores tasas de transferencia masiva.

Para que las membranas sean prácticas para la captura posterior a la combustión de CO₂ se cree que cualquier membrana utilizada debe poseer las siguientes propiedades:

- Alta permeabilidad al CO₂.
- Alta selectividad CO₂ / N₂.
- Térmica y químicamente estable.
- Plastificante y resistente al envejecimiento.
- Posibilidad de ser fabricado de forma barata para uso comercial.

Cabe señalar que las membranas funcionan mejor cuando el CO₂ contenido en la línea de alimentación es del 20% o mayor. Sin embargo, estudios recientes señalan que un sistema de membrana de múltiples etapas podría ser utilizado para capturar suficientemente CO₂ en flujos de menos de un 20% de CO₂.

Ventajas y desventajas de la separación por membranas

Las ventajas de la separación por membranas incluyen:

- Sencillez: no es necesario agregar químicos ni regenerar un solvente con membranas.
- Bajos costes de capital.
- Diseño compacto.
- Evitar problemas operacionales asociados con la absorción. Tales como, espuma, inundación, arrastre y canalización.

Algunos problemas asociados a la separación con membranas que limitan su uso incluyen:

- La presión inicial de la corriente de gas de combustión es pequeña (1 bar). Esto significa una baja fuerza motriz para la separación en la membrana. La corriente de gas debe ser comprimida a 15-20 bares para una separación eficiente.
- Bajo contenido de CO₂ en el flujo de alimentación que requiere alta membranas de selectividad. Bounaceur realizó un estudio que comparando la separación de la membrana con la absorción de una amina básica. Los estudios encontraron que para las corrientes de CO₂ que contienen 10% o menos de CO₂, el consumo de energía para la separación de membrana es mucho más grande que para la absorción básica de aminas. Sin embargo, en corrientes de 20% o más de contenido de CO₂ el consumo energético es comparable al de la absorción.
- La alta temperatura del gas de combustión degradará las membranas orgánicas. El gas debe enfriarse por debajo de 100 °C.
- Las membranas deben ser resistentes a las impurezas del gas de combustión, al envejecimiento y plastificación (endurecimiento).
- Los sistemas de membrana de una sola etapa no son capaces de conseguir una gran eficiencia de captura de CO₂; se necesita una segunda etapa.

3.2.4 Destilación criogénica

La destilación criogénica se ha utilizado durante años para separar aire atmosférico en sus componentes primarios, pero es relativamente una idea novedosa para la captura de CO₂ de post-combustión. En un sistema de separación criogénico, el CO₂ se separa físicamente de otros gases constituyentes de la corriente en base a puntos de rocío y sublimación. La principal ventaja de la separación criogénica es que no se necesitan reactivos químicos. Se han propuesto dos tecnologías de separación criogénica para la captura de CO₂ después de la combustión: (1) Clodic y Younes han propuesto un proceso en el cual el CO₂ gaseoso se desublima en la superficie de las aletas del intercambiador de calor y luego recuperado como CO₂ líquido a presiones elevadas; (2) Tuinier y colaboradores han propuesto un proceso utilizando lechos empacados donde el CO₂ se desublima en el material empacado y después liberado para reducir CO₂ gaseoso.

El proceso propuesto por Clodic y Younes ha sido estudiado en corrientes de gas de CO₂ / H₂O / N₂ pretratadas y tienen una eficiencia de eliminación de CO₂ del 93% de una corriente de gas que contiene 15% de CO₂. Un diagrama de flujo simplificado del proceso se puede ver en la Figura 42.

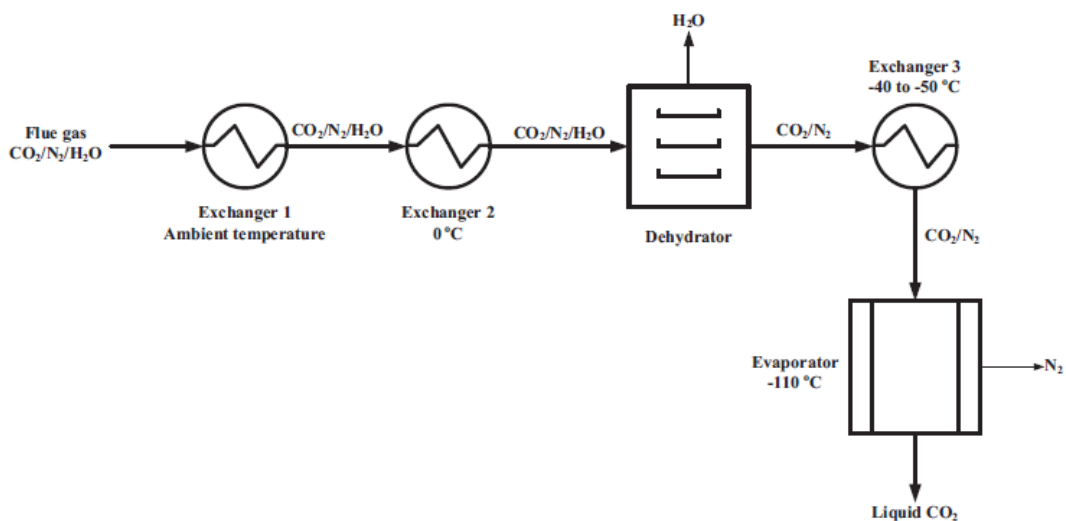


Figura 42 Diagrama de proceso de destilación criogénica ⁴⁶

Primero, la corriente de gas de combustión que entra (60–100 °C) se enfría en condiciones ambientales utilizando aire ambiente y agua. El agua ayuda para eliminar cualquier partícula residual en la corriente de gas. El gas de combustión entra después en un segundo intercambiador de calor donde la temperatura se reduce a justo por encima de 0 °C para eliminar el vapor de agua. El gas de combustión pasa entonces a través de un deshidratador para eliminar cualquier rastro de agua. (Dado que la temperatura de funcionamiento del sistema está muy por debajo del punto de congelación del agua, es fundamental que todos los rastros de agua del sistema sean eliminados para evitar taponamientos no deseados y la degradación de la eficiencia del sistema por formación de hielo. Los niveles de agua en el gas de combustión seco deben reducirse a 1.1×10^{-4} g H₂O / g gas de combustión seco.) Después de eliminar el agua restante de los gases de combustión se utiliza un tercer intercambiador para reducir la temperatura de los gases de combustión de -40 a -50 °C. Esta etapa se utiliza principalmente para condensar trazas de gases o cualquier hidrocarburo sin quemar todavía presente. La corriente de gases de combustión, ahora compuesto de CO₂ / N₂, se envía a un evaporador que funciona a una temperatura promedio de -110 °C. El CO₂ se sublima en la superficie fría del evaporador, mientras que el N₂ no se ve afectado. El CO₂ sólido luego se recupera como un líquido al "calentar" el sistema a -56 °C bajo 520 kPa (aproximadamente 5 atm) de presión. Los inconvenientes de este proceso incluyen:

- El agua contenida en la corriente de alimentación debe eliminarse para evitar el taponamiento de equipos por la formación de hielo.
- La acumulación de CO₂ sólido reduce la eficiencia del evaporador con el paso del tiempo.

- Alto coste de capital del equipo.
- Alto coste del refrigerante utilizado para enfriar el sistema.

El proceso propuesto por Tuinier y colaboradores busca evitar los inconvenientes asociados con el proceso de Clodic, como la necesidad de una eliminación completa de H₂O y recipientes de alta presión costosos. La tecnología de Tuinier utiliza tres lechos empacados para capturar continuamente el CO₂. Cada lecho opera un ciclo diferente: captura, recuperación y enfriamiento.

Durante el ciclo de captura, el CO₂ se separa de la corriente de gas CO₂ / H₂O / N₂ en un lecho empacado a -150 °C. En la etapa de captura el H₂O primero se condensa fuera de la corriente de gas en el material de empaque. A medida que el H₂O en la corriente de gas se agota, el CO₂ comienza a desublimar en el material de empaque en frío. Como se alimenta al lecho gas de combustión fresco, se calienta el material de empaque causando el desublimado de CO₂ para la transición a la fase gaseosa produciendo una corriente de gas de CO₂. La corriente de CO₂ se alimenta luego al lecho de recuperación a aproximadamente -70 °C. Debido al aumento de la presión parcial de CO₂ en esta corriente algo de CO₂ puede, de nuevo, desublimarse en el material de empaque en frío. A medida que el flujo de CO₂ fresco continúa siendo alimentado al lecho de recuperación el material de empaque se calienta. Esto provoca la desublimación de CO₂ para la transición a la fase gaseosa de nuevo, creando una corriente concentrada de CO₂ que se comprime para varios usos. Durante el ciclo de enfriamiento se elimina el H₂O que queda en los lechos y es ventilado a la atmósfera. La principal ventaja de la tecnología de Tuinier es que el agua puede ser tolerada en la corriente de gas de entrada. Otras ventajas de este proceso sobre Clodic incluyen: el uso de recipientes de baja presión y material de empaque de bajo coste para que el CO₂ desublime. Los principales inconvenientes de esta tecnología son el reescalado de los equipos y el continuo funcionamiento de los tres lechos empacados.

Para los procesos de destilación criogénica, el gas de combustión todavía tiene que ir a través de un paso de tratamiento previo para eliminar las impurezas como NO_x y SO_x para aumentar la concentración de CO₂ en la corriente de gas. Como aumenta la concentración de CO₂ en la corriente de gas, la temperatura a la que la corriente de gas debe enfriarse para la desublimación de CO₂ se vuelve menos negativa. Por ejemplo, al 2% de CO₂ en la corriente de gas la temperatura requerida para la sublimación es -116 °C, mientras que al 15% de CO₂ la temperatura requerida es de -99 °C. Para su funcionamiento se recomienda que la corriente de gas de combustión contenga más de 10% de CO₂, ya que menores concentraciones de CO₂ conducirán a mayores requisitos de enfriamiento por masa de CO₂ capturado.

3.2.5 Conclusiones a la captura de CO₂ por post-combustión

De todos los enfoques que se pueden tomar para la captura de CO₂ por postcombustión, la absorción de aminas es actualmente la tecnología más madura en el mercado; están disponibles tres tecnologías comerciales. Sin embargo, ninguna tecnología mencionada anteriormente es aún adecuada para la escala de captura de CO₂ de las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles. Cada enfoque de captura posterior a la combustión sufre el mismo desafío de diseño: cómo escalar un sistema para manejar el enorme volumen del gas de combustión producido por la combustión de combustibles fósiles.

Como recordatorio, al explorar las opciones de captura de postcombustión es importante tener en cuenta:

- El nivel de impurezas presentes en el gas de combustión (NO_x, SO_x, y las partículas deben ser mínimos).
- Flujo volumétrico total de los gases de combustión. Este es el factor principal para dimensionar todo el equipo necesario.
- La presión parcial de CO₂ en los gases de combustión (adecuada para 3-20%).
- La temperatura de la corriente de gas de combustión de entrada (el gas necesitará enfriarse).
- Eficiencia de eliminación de CO₂ requerida.
- El uso previsto del CO₂ capturado. Se necesita CO₂ de alta pureza para la industria de alimentos y bebidas, pero no para almacenamiento geológico.

3.3 Procesos de captura de pre-combustión

La captura de CO₂ previa a la combustión se refiere a la captura de CO₂ de una corriente de gas de síntesis (syngas) antes de que se produzca la combustión y la producción de energía. Se aplica a las centrales eléctricas de ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC). En las centrales eléctricas de IGCC, el combustible primario (carbón, gas natural, petróleo crudo, etc.) es el primero "gasificado" para producir un gas de síntesis compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂). El CO en la corriente de gas luego se convierte en CO₂, para crear una corriente de gas que consiste en CO₂ / H₂ de la cual se separa el CO₂. La corriente de gas H₂ restante se utiliza como fuente de combustible para la producción de energía. Las corrientes de gas de pre-combustión contienen 15–40% de CO₂ a presiones elevadas (200–600 psi).⁴⁶ En la Figura 43 se puede ver un diagrama de bloques simplificado para la captura de CO₂ previa a la combustión.

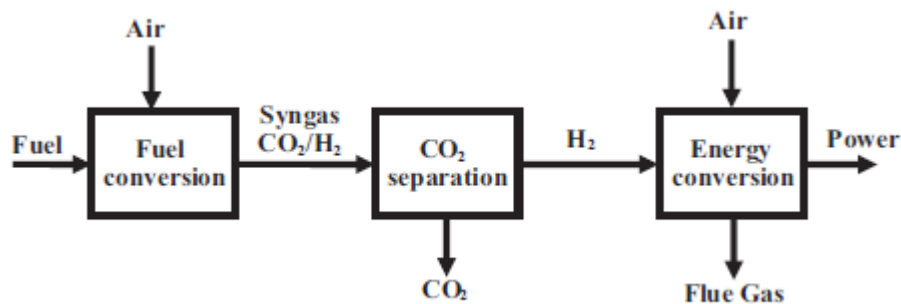
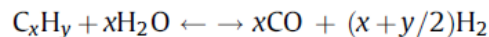
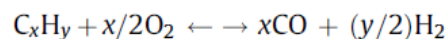


Figura 43 Diagrama de bloques simplificados para captura de CO₂ por pre-combustión⁴⁶

El gas de síntesis se crea haciendo reaccionar el combustible primario con vapor u oxígeno (vapor si el combustible es sólido, oxígeno si es líquido o gaseoso) a temperatura elevada (1400 °C) y presión (500–800 psi), como se ve en las Ecuaciones 31 y 32.



(Ecuación 31)



(Ecuación 32)

Luego, el gas de síntesis reacciona con vapor en una reacción de cambio de agua-gas (WGS por sus siglas en inglés) para convertir el CO en CO₂, produciendo una corriente de gas consistente en CO₂ / H₂, observada en la Ecuación 33.



(Ecuación 33)

La reacción de WGS aumenta la presión parcial de CO₂ en la corriente de gas, lo que aumenta la fuerza motriz para la captura. Debido al aumento en la presión parcial del CO₂, se puede capturar por contacto con solventes físicos en una columna de absorción o mediante el uso de membranas. Los solventes físicos se discutirán más adelante, ya que las membranas se discutieron en detalle para la captura de CO₂ posterior a la combustión. Los mismos principios básicos y tecnología se aplican a las tecnologías de membrana para la captura de CO₂ previa a la combustión.

Los disolventes físicos capturan selectivamente el CO₂ sin la existencia de una reacción química. Confían en la solubilidad del CO₂ en solución; por lo tanto, obedecen la Ley de Henry que establece que la solubilidad de un gas es proporcional a su presión parcial. De acuerdo con la Ley de Henry, esto significa que son deseables altas presiones parciales de CO₂ y bajas temperaturas para la captura con solventes físicos. Una vez que se elimina el CO₂, el gas de síntesis rico en H₂ se quema para producir electricidad y el disolvente cargado de CO₂ se regenera. El solvente cargado con CO₂ se puede regenerar por dos métodos: (1) desorción instantánea y (2) stripping. En la desorción instantánea, el disolvente cargado de CO₂, aún a presión elevada, se desgasifica

a través de una serie de etapas de reducción de presión. Cuando se reduce la presión, el CO₂ gaseoso se liberará del disolvente físico, regenerando así la capacidad del disolvente original. En la separación o stripping, el disolvente cargado con CO₂ se desgasifica primero de una manera similar a la de la desorción instantánea. Después de la desgasificación, el disolvente se elimina con un gas inerte (como N₂) para expulsar el CO₂ restante. Actualmente, existen cuatro tecnologías de captura de pre-combustión que utilizan la absorción física para capturar CO₂: Selexol, Rectisol, Flúor y Purisol, como se muestra en la Tabla 4. Estas tecnologías se analizarán con más detalle para ilustrar las diferencias entre ellas.

Tabla 4 Comparación de tecnologías de captura de pre-combustión⁴⁶

Technology	Process stage		
	Pretreatment	Capture	Regeneration
Selexol	Removal of sulfur compounds Dehydrate gas stream	Dimethyl ether + polyethylene glycol 0–5 °C	Flash desorption or stripping
Rectisol	Removal of sulfur compounds	450 psi CO ₂ Chilled methanol –30 to –100 °C	Flash desorption
Fluor	Removal of sulfur compounds Dehydrate gas stream	250 psi CO ₂ Propylene carbonate Ambient temperature	Flash desorption
Purisol	Removal of sulfur compounds	280–850 psi CO ₂ N-methyl-pyrrolidone 0 to –15 °C 350 psi CO ₂	Stripping

3.3.1 Selexol™

La tecnología Selexol ha estado en uso desde la década de 1960 para la edulcoración del gas natural. El proceso se emplea para tratar corrientes de gas de CO₂ de alta presión parcial (450 psi) y es capaz de eliminar simultáneamente compuestos de azufre y CO₂ sin degradar el solvente. La tecnología utiliza solvente Union Carbide Selexol; una mezcla de dimetil éteres y polietilenglicol (CH₃O(C₂H₄O)_nCH₃), donde "n" varía de 3 a 9. En el proceso de Selexol, el gas de combustión debe deshidratarse primero antes del contacto con el solvente. Una vez deshidratado, el gas de combustión entra en contacto con el solvente en una columna de absorción a aproximadamente 450 psi y 0–5 °C produciendo un solvente cargado de CO₂. La regeneración del solvente original se realiza entonces mediante desorción instantánea o stripping del solvente cargado con CO₂. La corriente gaseosa de CO₂ obtenida se comprime y almacena mientras el solvente regenerado se recircula de nuevo a la columna.

Las ventajas del proceso Selexol incluyen:

- Al no haber ninguna reacción química, el aumento de calor dentro de la columna de absorción será mínimo.
- Regeneración de disolventes no térmicos.
- Los equipos no corrosivos pueden construirse con acero al carbono negro.
- El gas sale del absorbente seco debido a la alta afinidad del solvente Selexol para la captura de vapor de agua.

Las desventajas del proceso de Selexol incluyen:

- El proceso es más eficiente a presiones elevadas.

3.3.2 Rectisol™

El proceso Rectisol se utiliza en corrientes de gas de CO₂ de presión parcial de baja a moderada (250 psi). La tecnología hace uso de metanol frío como disolvente para la captura de CO₂. Debido a la alta presión de vapor del metanol, la etapa de absorción debe tener lugar a bajas temperaturas (–30 a –100 °C). La corriente de gas que ingresa al equipo de absorción entra en contacto con el solvente de metanol enfriado a 700 psi con un contenido de CO₂ del 35% (250 psi CO₂). Una vez que se ha capturado el CO₂, el disolvente original se regenera por desorción instantánea del disolvente de metanol cargado con CO₂. Luego, el gas CO₂ liberado se

comprime y almacena mientras el solvente regenerado se recircula nuevamente al absorbedor. El proceso Rectisol produce una corriente de gas que es 98.5% CO₂. Esto significa que el CO₂ no es adecuado para la industria de alimentos y bebidas, pero puede usarse para la producción de urea.

Las ventajas del proceso Rectisol incluyen:

- El disolvente no hace espuma en el absorbente y es completamente miscible en agua.
- El solvente tiene una alta estabilidad química y térmica.
- No corrosivo. Se puede utilizar para la construcción acero al carbono negro.
- Regeneración de solventes no térmicos.

Los inconvenientes del proceso de Rectisol son:

- El solvente es capaz de absorber compuestos de metales traza, tales como mercurio, para formar amalgamas a bajas temperaturas de funcionamiento.
- La refrigeración del solvente resulta en altos costes operativos.
- El complejo esquema operativo resulta en altos costes de capital.

3.3.3 Flúor™

El proceso de Flúor es uno de los procesos más atractivos para el tratamiento de corrientes de gases de combustión de alta presión parcial de CO₂. El proceso utiliza un solvente compuesto de carbonato de propileno (C₄H₆O₃). En el proceso de Flúor, el gas de combustión debe deshidratarse primero antes del contacto con el solvente para evitar la acumulación de agua dentro del solvente. Una vez deshidratado, el gas de combustión entra en contacto con el solvente Flúor en una columna de absorción a aproximadamente 400–1200 psi con un contenido de CO₂ que varía de 30 a 70% (rango máximo de 280–850 psi CO₂) a temperatura ambiente, produciendo un solvente cargado de CO₂. La regeneración del solvente original se lleva a cabo mediante la desorción instantánea del solvente Flúor cargado con CO₂. La corriente de gas CO₂ obtenida se comprime y almacena mientras el disolvente regenerado se recircula de nuevo a la columna.

Las ventajas del sistema Flúor son:

- El CO₂ es altamente soluble en el solvente Flúor.
- Esquema de funcionamiento simple.
- La regeneración no requiere calentamiento del solvente.
- El solvente se congela a bajas temperaturas (-57 °C), por lo que el acondicionamiento para el invierno es mínimo.

Las desventajas del proceso de Flúor incluyen:

- Altas tasas de circulación de solvente (mayor coste de operación).
- El solvente es costoso.

3.3.4 Purisol™

El proceso de Purisol utiliza N-metil-pirrolidona como solvente para capturar CO₂. El solvente es ventajoso para tratar corrientes de gas a alta presión debido a su alto punto de ebullición. La captura de CO₂ en el proceso de Purisol ocurre aproximadamente a -15 °C con una presión total de gas de combustión de 1000 que contiene 35% de CO₂ (350 psi CO₂). La regeneración del solvente original se lleva a cabo mediante la extracción del solvente Purisol cargado con CO₂ con un gas inerte. La corriente de gas CO₂ obtenida se comprime y almacena mientras el solvente regenerado se recircula a la columna.

Las ventajas del proceso de Purisol incluyen:

- El disolvente no hace espuma en el absorbente y es completamente miscible en agua.
- Alta estabilidad térmica y química.

- No corrosivo. El equipo puede ser construido de acero al carbono negro.
- El solvente Purisol tiene una baja volatilidad.

Las desventajas del proceso de Purisol son:

- Se necesita compresión adicional después de la reacción de WGS.

3.3.5 Ventajas y desventajas de captura por pre-combustión

Las ventajas generales de la captura de CO₂ previa a la combustión incluyen:

- Es una tecnología de escala industrial probada.
- El aumento de la presión parcial de CO₂ permite técnicas de separación eficientes.
- El CO₂ se genera bajo presión, por lo que se necesita menos compresión para el transporte o almacenamiento.
- La regeneración de disolventes por reducción de presión es mucho más eficiente energéticamente que calentar el disolvente.

Las desventajas generales con la captura de CO₂ previa a la combustión incluyen:

- El syngas debe secarse antes de la captura de CO₂.
- Para las reservas no gaseosas (es decir, carbón o petróleo crudo) la corriente de gas de síntesis debe limpiarse debido a las impurezas presentes en el material a gasificar.
- El sistema IGCC tiene altos costes de inversión y operacionales.
- La adaptación a las plantas existentes es costosa y difícil.

Hay que tener en cuenta que muchos de los disolventes físicos utilizados en la captura de CO₂ previa a la combustión podrían usarse en la captura de CO₂ posterior a la combustión si la corriente de gas se lava y presuriza adecuadamente.

3.4 Procesos de captura de oxidación

La tecnología de oxidación es un enfoque relativamente nuevo para reducir las emisiones de CO₂. Fue desarrollada originalmente en 1982 para producir CO₂ de alta pureza (> 99%) para una mejor recuperación de petróleo. Ha habido un renovado interés en la tecnología recientemente debido a las preocupaciones sobre el cambio climático global y las emisiones de CO₂. Se puede ver un diagrama de flujo de proceso básico de la tecnología de oxidación en la Figura 44 y un diagrama de proceso en la Figura 45.

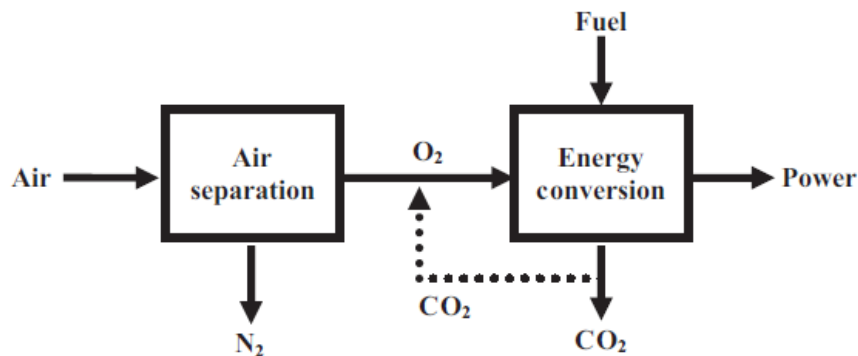


Figura 44 Diagrama de bloques de un sistema de oxidación ⁴⁶

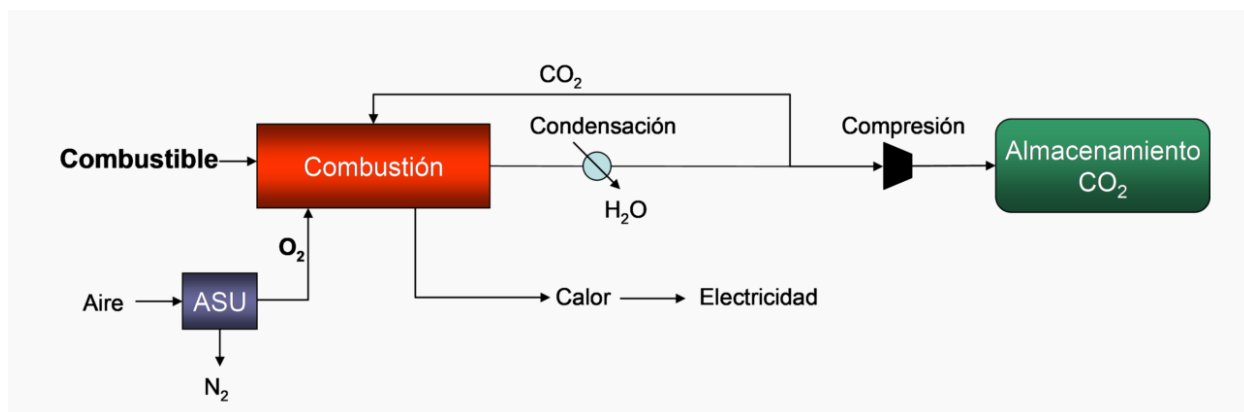


Figura 45 Captura de CO₂ por oxidación⁵¹

En la oxidación se quema el combustible en una atmósfera de oxígeno (O₂) / CO₂ en lugar de aire. Esto produce una corriente de gas que contiene CO₂, H₂O y otras impurezas. Luego se captura el CO₂, después de la combustión de oxígeno, de una corriente de gas de combustión "limpia" que consiste en 75–80% de CO₂ y vapor de agua. Después de capturar el CO₂, se comprime para su transporte y almacenamiento. La principal ventaja de esta tecnología es que se pueden aplicar técnicas de captura de CO₂ después de la combustión mucho más eficientes en comparación con las utilizadas en los métodos tradicionales. A continuación, se estudian en más profundidad los fundamentos de la tecnología (separación de aire, combustión y reciclaje de CO₂, y limpieza y captura de CO₂) así como demostraciones en planta piloto a escala de los sistemas de oxidación.

3.4.1 Separación de aire

El O₂ puro para la combustión se obtiene separando el oxígeno del nitrógeno en el aire mediante una unidad de separación de aire (ASU). En una ASU el aire se separa en oxígeno líquido, nitrógeno gaseoso, argón y otros componentes del aire. La pureza de la corriente de oxígeno puede variar de 95 a 99% de pureza. Existen varios métodos para obtener el oxígeno de alta pureza necesario para la combustión: destilación criogénica, adsorción mediante lechos múltiples de presión de ala y membranas poliméricas. Los estudios han demostrado que sólo la destilación criogénica es económica para los grandes volúmenes de oxígeno necesarios para la producción de energía en las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles. El uso de una ASU reduce las emisiones de NO_x hasta un 50% en comparación con la combustión en una atmósfera de aire. Sin embargo, se ha estimado que la ASU puede consumir hasta 15% de la potencia eléctrica de una central eléctrica. El nitrógeno restante y otros componentes del aire se ventilan a la atmósfera.

3.4.2 Combustión y recirculación de CO₂

Una vez obtenida la corriente de oxígeno puro, se mezcla con CO₂ recirculado limpio y se alimenta a la cámara de combustión para conversión de energía. El CO₂ reciclado se agrega a la corriente de oxígeno para controlar la temperatura de la llama en el horno; el oxígeno puro tiene una temperatura de combustión de unos 3500 °C. Esto es demasiado caliente para los materiales usados en hornos tradicionales utilizados en las plantas de combustibles fósiles. Para una adaptación a una central eléctrica tradicional que quema combustibles fósiles, la temperatura de la llama debe reducirse a 1300–1400 °C. Incluso con la construcción de nuevos equipos de oxidación la temperatura de llama todavía debe reducirse a alrededor de 1900 °C. Estudios han demostrado que, para imitar la temperatura de la llama con combustión en una atmósfera de aire, la composición del gas debe ser 30–35% O₂ y 65–70% de CO₂ reciclado.

3.4.3 Limpieza y captura de CO₂

La combustión en la atmósfera de O₂ / CO₂ produce un gas de combustión que es predominantemente CO₂ (75–80%), vapor de H₂O y otras impurezas (NO_x, SO_x, y partículas). Una gran ventaja de la tecnología de oxidación es que la alta concentración de CO₂ en la corriente de gas de combustión permite una captura eficiente de la CO₂. Sin embargo, antes de que se pueda capturar el CO₂, la corriente de gases de combustión debe pasar por una etapa de "limpieza" para eliminar cualquier rastro de impurezas y vapor de agua. Un precipitador electrostático (ESP) se utiliza para eliminar cualquier material particulado y cualquier tecnología convencional FGD servirá para eliminar los compuestos de azufre. Una vez que todos los compuestos de azufre se eliminan el CO₂ es capturado por simplemente enfriar la corriente de gas para condensar el vapor de agua hasta que los niveles alcanzan 50-100 ppm. Se cree que el costo de la limpieza del gas para la oxidación es el más alto de todas las tecnologías de captura de CO₂ disponibles. Después de limpiar la corriente de gas contiene 80–90% de CO₂. Esta corriente se seca, se comprime, y se purifica aún más para el transporte.

3.4.4 Pruebas actuales de oxidación

Se han realizado varios ensayos a escala piloto para abordar algunas incógnitas con la oxidación, tales como: transferencia de calor, problemas ambientales, problemas de cenizas, estabilidad de ignición y estabilidad de la llama. Cuando se habla de ensayos de oxidación es importante entender lo que significa el término "cadena completa". Un sistema de oxidación de "cadena completa" consiste en el siguiente equipo:

- Unidad de separación de aire (Para la producción de oxígeno).
- Una oxi-caldera (Diseñado para la combustión de combustible en una atmósfera de oxígeno).
- Sistemas de control de calidad del aire convencionales.
Precipitador electrostático, para eliminación de partículas.
Unidad de desulfuración de gases de combustión, para eliminación de compuestos de azufre.
- Unidad de procesamiento de gas (GPU). Se utiliza para seguir procesando el flujo de CO₂ dependiendo de su aplicación prevista, es decir, almacenamiento geológico o alimentos y bebidas con cierto grado de CO₂. La propia GPU consiste en muchos componentes.

Actualmente hay varias plantas piloto principales en funcionamiento de oxi-combustión, algunas más se recogen en la Tabla 5:

1. Schwarze Pumpe (operación iniciada en 2008): una planta de carbón de lignito de 30 MW Planta operada por Vattenfall y ubicada en Brandenburg, Alemania. Primera demostración piloto de oxidación de cadena completa. Producido un flujo de gas superior al 99,7% de CO₂. Descubrimientos importantes incluyen:
 - La fuga de aire en el sistema degrada enormemente el rendimiento.
 - No se encontraron nuevos problemas ambientales.
2. Lacq, Francia (operación iniciada en 2009): un ensayo de adaptación de una planta de gas natural de 30 MW desarrollada por Total. Se transporta CO₂ capturado en más de 30 km de tubería para almacenamiento en un depósito de petróleo agotado. Primera planta de combustión integrada e industrial de oxidación alimentada por gas natural.
3. Laboratorio de plantas de energía de Alstom: un ensayo de adaptación a una planta de lignito y carbón bituminoso de 15 MW. Un hallazgo importante fue que las emisiones de NO_x creadas durante la oxidación fueron 50% más bajas que con la combustión estándar de aire.
4. Proyecto Callide Oxy Fuel (operación iniciada en 2011): primera demostración modificada de cadena completa realizada en una central eléctrica de carbón. Primera demostración en tener también generación eléctrica, captura de carbono, y almacenamiento de carbono.
5. Endesa / CIUDEN CFB (operación iniciada en 2011): la mayor demostración en escala piloto de la tecnología de oxidación en una caldera alimentada por carbón (320 MW).

Tabla 5. Proyectos y plantas actuales ⁵²

Proyecto/ institución	País	Tamaño (MW _{th})	Comienzo de funcionamiento	Tipo de caldera	Combustible	Detalles sobre la captura de CO ₂
Babcock & Wilcox	USA	30	Experimentos de demostración (2007-2008)	PC	Carbón bituminoso y sub-bituminoso	Sin captura
Jupiter	USA	15	2011	PC realimentado	Carbón con alto contenido en azufre	Captura del 25% de los gases.
Doosan Babcock	UK	40	2009	PC		
Vattenfall	Alemania	30	2008	PC	Lignito y carbón bituminoso	Con captura
Total, Lacq	Francia	30	2012		Combustible líquido	Captura de los gases
Enel	Italia	48	2012	PC presurizado		
Jupiter (Pear plant)	USA	66	2009	PC 22 MWe	Carbón bituminoso	
Callide	Australia	90	2009	PC realimentado 30 MWe	Carbón bituminoso	
Ciuden PC	España	20	2010	PC	Antracita	
Ciuden CFB	España	30	2010	CFB	Antracita	
Babcock & Wilcox	USA	400	2010	PC 100 MWe	Carbón subbituminoso	Con captura
Jamestown	USA	150	2015	CFB 78 MWe / 44 MWe con captura	Carbón bituminoso y biomasa	Con captura
Endesa	España	1500	2015			Con captura
Vattenfall	Alemania	1000	2015	PC 250 MWe	Lignito y carbón bituminoso	Con captura
KEPCO (Young-dong)	Corea	400	2016		Carbón bituminoso y subbituminoso	Con captura

3.4.5 Ventajas y desventajas de la oxicomcombustión

Las ventajas de la oxicomcombustión incluyen:

- Eficiencia de captura de CO_2 cercana al 100%.
- Las concentraciones elevadas de CO_2 conducen a métodos simples y eficientes para captura de CO_2 .
- Supresión de la formación de NO_x . Al menos un 50% menos que con la combustión de aire tradicional.

Los inconvenientes asociados con la tecnología de oxicomcombustión incluyen:

- Se requiere un gran volumen de O_2 . Aumenta el capital y costes operativos debido a la necesidad de ASU.
- El retro ajuste es un problema debido a las altas temperaturas de combustión.
- Las fugas de aire en el sistema degradan significativamente el rendimiento.
- El vapor de agua debe reducirse a 50–100 ppm para prevenir corrosión.
- Gran espacio de planta asociado al equipo necesario de oxicomcombustión.

3.5 Combustión química en bucle

La combustión química en bucle (CLC) se propuso por primera vez en 1983 como un enfoque alternativo a la combustión tradicional de combustible, pero fue más tarde se descubrió que posee beneficios relacionados con la captura de CO_2 . En CLC, el oxígeno necesario para la combustión se transfiere desde el aire de combustión al combustible mediante el uso de un portador de oxígeno; más comúnmente se usa un metal oxidado como el portador de oxígeno. En un sistema típico de CLC el portador de oxígeno (el óxido de metal) es transportado entre dos reactores de lecho fluidizado – un reactor de aire y un reactor de combustible, visto en la Figura 46. Así se crea un sistema en el que el combustible y el aire de combustión nunca entran en contacto entre sí, creando una corriente de gas de escape de CO_2 no diluida con N_2 . Esto hace que la captura de CO_2 sea relativamente fácil.

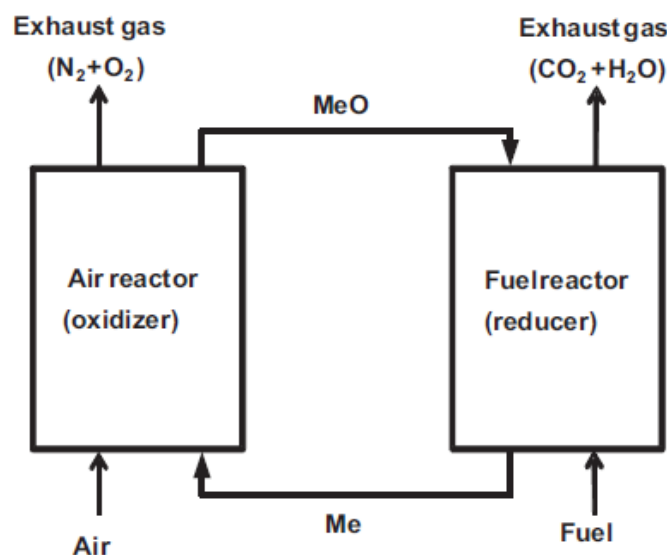
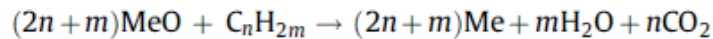


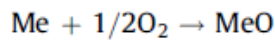
Figura 46 Diagrama de proceso de bucle químico ⁴⁶

En el reactor de combustible, o reductor, el óxido metálico (MeO) reacciona con el combustible produciendo una corriente de gas de escape que consiste en CO₂ gaseoso y H₂O junto con el óxido de metal reducido. El combustible y el óxido de metal reaccionan de acuerdo a la ecuación 34.



(Ecuación 34)

El CO₂ puede recuperarse del gas de escape del reactor de combustible simplemente condensando el vapor de agua. El CO₂ se envía después a través de una serie de compresores para obtener CO₂ líquido. Es posible obtener una corriente de gas superior al 99% de CO₂ utilizando CLC. El óxido de metal reducido, Me, luego se transporta al reactor de aire (u oxidante) para ser reoxidado. En el reactor de aire, el oxígeno es transferido del aire de combustión al Me, creando MeO a través de la ecuación 35.



(Ecuación 35)

La corriente de gases de escape que sale del reactor de aire, que contiene N₂ y cualquier exceso de O₂, es ventilada a la atmósfera. El MeO es entonces recirculado al reactor de combustible para la combustión. Este ciclo es repetido durante toda la vida del portador de oxígeno.

La temperatura de funcionamiento y la presión de los reactores pueden variar de 800 a 1200 °C y de 1 a 69 atm, dependiendo en gran medida según el tipo y tamaño del portador de oxígeno utilizado. Algunos metales comunes utilizados como vehículos de oxígeno incluyen hierro, níquel, cobalto, cobre, manganeso y cadmio que puede ir desde 70 μm hasta 2 mm de tamaño.

El bucle químico tiene varias ventajas que lo convierten en una tecnología atractiva, como:

- No hay pérdida de energía durante la separación de CO₂.
- El flujo de CO₂ no se diluye con N₂. Hace más fácil la separación de CO₂.
- Reducción inherente de las emisiones de NO_x ya que el aire y el combustible nunca entran en contacto.
- El proceso puede aplicarse a cualquier forma de combustible (es decir, sólido, líquido o gas).

Los inconvenientes asociados a CLC incluyen:

- Operación difícil de los reactores de lecho fluidizado. La presión de los dos reactores debe ser igual para evitar fugas de aire al reactor de combustible.
- Contacto sostenido entre MeO y combustible.
- Reducción de la tasa de reducción de MeO después del primer ciclo.
- Desactivación de MeO debido a la deposición de carbono sin quemar en la superficie de las partículas.
- La tecnología está en la fase de I + D, sin demostraciones ni plantas comerciales en operación.
- Los compuestos de azufre reaccionarán para formar sulfuros metálicos. El combustible debe ser desulfurado antes de entrar en el reactor de combustible.

En comparación con las tecnologías discutidas anteriormente, el CLC es el más atrasado en términos de desarrollo comercial. Para que la CLC sea una opción viable para reducir las emisiones de CO₂ deben abordarse ciertos problemas, como la operación de bucle químico a gran escala y la conversión / remodelación de instalaciones existentes.

4 CAPTURA Y CONCENTRACIÓN DE CO₂

4.1 Sistemas de captura de postcombustión de CO₂ en plantas de ciclos combinados de turbinas de gas

En este apartado se estudian principalmente distintos sistemas de captura de CO₂ por postcombustión aplicadas a ciclos combinados, ya que hemos visto que son los más importantes y eficientes a día de hoy a nivel industrial.

Las tecnologías de captura de CO₂ después de la combustión, p. ej. absorción, adsorción, procesos de separación basados en el uso de membranas, dependen del gradiente de presión parcial de CO₂ como la fuerza impulsora para la separación de CO₂. Si se comparan con las centrales eléctricas de carbón, las plantas de generación eléctrica de ciclo combinado de gas natural producen un volumen significativamente mayor de gases de combustión con una menor concentración de CO₂, es decir, aproximadamente un 3-4% en volumen comparado con el 12-14% en volumen procedente de las primeras, y una mayor concentración de O₂, es decir, 12-13% en volumen en comparación con el 3-4% en volumen de las primeras⁵³. Este hecho conlleva retos importantes para los procesos de separación de CO₂, que probablemente resulten en que los tamaños de equipos de separación sean mucho mayores a los actuales. En teoría, la combustión estequiométrica del gas natural daría lugar a una concentración de CO₂ de aproximadamente un 10% en volumen en los gases de combustión. Aun así, se necesita una cantidad de exceso de aire mucho mayor. Esto se debe a que en los motores de turbina de gas es necesario reducir la temperatura de la llama para el control de las emisiones de NO_x y posteriormente, enfriar los componentes de la turbina de gas en contacto con los gases de combustión los cuales se encuentran a alta temperatura; esto se realiza con ese exceso de aire. La temperatura más alta en el ciclo define la cantidad de aire en exceso y se encuentra limitada por la formación de NO_x y por las restricciones metalúrgicas de los materiales.^{54 55 56}

Una mayor concentración de CO₂ en la fase gaseosa puede ser beneficiosa ya que aumenta la cantidad de CO₂ unido química o físicamente al material sólido o al solvente líquido, así como también aumentan los índices de penetración en procesos basados en membrana. En el caso particular para tecnologías de absorción química, se ha propuesto como un método eficaz para reducir la penalización energética del proceso de captura de CO₂ y el tamaño del equipo el aumentar la concentración de CO₂ en el gas de combustión de una turbina de gas. Esto mejora la eficiencia térmica neta y el coste capital (CAPEX) y de la electricidad (COE), así como el coste de evitar el CO₂ a corto, medio y largo plazo.⁵⁷

Existen varios estudios dedicados a simular qué modificaciones y equipos son los óptimos para aumentar la concentración de CO₂ en plantas de ciclo combinado. De entre estos estudios, destaca el de la doctora Herraiz (2017)⁵⁹, del cual se ha extraído información acerca de sus simulaciones y resultados para este trabajo.

En su tesis, la doctora Herraiz estudia las estrategias para aumentar la concentración de CO₂ en la corriente de salida de las centrales eléctricas de CCGT (ciclo combinado de turbina de gas) con EGR y S-EGR, entre otros, así como la reducción asociada en los caudales de gases de combustión en algunas de estas configuraciones. Esto tiene una gran cantidad de beneficios para la tecnología de captura de CO₂ de post-combustión. Para poder evaluar adecuadamente estos conceptos, desarrolla un modelo que consiste en el ciclo de potencia de un CCGT, un proceso de absorción química de lavado húmedo con un 30% en peso de solvente de MEA acuosa convencional y un tren de compresión de CO₂.

Para poder comparar correctamente las concentraciones de CO₂, y por tanto las estrategias para aumentar la concentración de CO₂ a la salida de una planta de energía CCGT de referencia, se emplea un solvente acuoso con un 30% en peso de MEA como solvente de referencia. Se elige esta solución debido a que las soluciones acuosas de MEA se han estudiado ampliamente en la literatura y se dispone de una gran cantidad de datos, tanto a nivel experimental a escala de laboratorio como en planta piloto. Por ello se emplea comúnmente en este tipo de trabajos para evaluar costes y eficiencias.

Existen más procesos que emplean disolventes o tecnologías de captura de post-combustión, como las membranas o la adsorción. Estos procesos también se beneficiarían de un aumento en el rendimiento con EGR o S-EGR.

En los siguientes apartados se estudia, en primer lugar, la adsorción química aplicada a ciclos combinados, y en segundo lugar, se describe con más detalle el experimento de la doctora Herraiz, cuyas conclusiones serán estudiadas en otros apartados de este trabajo debido a su interés en cuanto a las actuales tecnologías de captura y concentración de CO₂ en ciclos combinados.

4.1.1 Absorción química en ciclos combinados

La absorción química regenerativa se emplea desde hace más de ochenta años en diversos procesos industriales. A partir del proceso básico se han desarrollado diversas modificaciones, principalmente en cuanto a diferentes configuraciones y nuevos absorbentes químicos. El objetivo de estas modificaciones es aumentar la cantidad de CO₂ que se puede separar y reducir el consumo energético para mejorar el rendimiento global de la planta.

En los últimos años, se ha estudiado la posibilidad de emplear esta absorción química para la captura y almacenamiento de carbono sobre todo en las industrias cementera, del acero y de producción eléctrica.

A día de hoy, todavía existen dificultades en su aplicación para la separación del CO₂ de gases de combustión de procesos como ciclos combinados. Estas dificultades se deben principalmente al elevado consumo energético que suponen la regeneración del absorbente debido a la gran degradación que experimenta en la captura del CO₂. Debido a esto, la instalación de una unidad de absorción y regeneración química en una planta de generación eléctrica es inviable a nivel industrial por ahora ya que la pérdida de rendimiento neto en el ciclo de potencia puede llegar a los diez puntos.⁶⁰

Cada vez se investigan con más ahinco más estos procesos de separación de CO₂ y cómo solucionar las dificultades técnicas encontradas. Algunas de estas investigaciones se centran en el análisis económico de estos procesos, como la de Calin-Cristian Cormos⁶⁰, donde se estudian diversas modificaciones del sistema para diferentes absorbentes y sus resultados energéticos y de rendimiento para discernir si esta tecnología es viable industrialmente hoy en día y qué mejoras o modificaciones deben ser estudiadas con más profundidad.

En ese estudio, se evaluaron los métodos de metil-dietanol-amina (MDEA) y de calcio como sistemas de absorción reactiva / adsorción para la captura de CO₂. Como caso de referencia, se consideró una central eléctrica NGCC (Ciclo combinado de gas natural) sin captura de CO₂. Las plantas de energía investigadas producen alrededor de 445-600 MW de potencia neta con una tasa de captura de carbono de al menos el 90%.⁶⁰

Como se concluye en dicho estudio, se consigue un rendimiento económico y ambiental mayores con el método de adsorción de gases sólidos reactivos integrado en las centrales eléctricas NGCC para la captura de carbono después de la combustión que para la absorción de reactivos gas-líquidos. Si bien es cierto que la penalización de energía de captura de carbono es ligeramente menor para el diseño de gas-líquido (6 contra 9 puntos porcentuales netos de electricidad), la mayor tasa de captura de carbono (> 98 vs. 90%),⁶⁰ el potencial de recuperación de calor a alta temperatura, menores costes de recuperación de sorbente y otros aspectos evaluados hacen que los resultados globales de la tecnología estudiada sean mejores que el caso de referencia. Por tanto, los sistemas reactivos de gases sólidos (particularmente descritos por el ciclo del calcio) aplicados en las centrales eléctricas basadas en combustión ofrecen mejores rendimientos que otras opciones de captura de carbono más maduras tecnológica y comercialmente (por ejemplo, absorción química de gas-líquidos).

Otras investigaciones se centran en la optimización de estos procesos con distintas configuraciones, como las llevadas a cabo por Li, Ditaranto y otros investigadores. En este estudio se llega a la conclusión de que la EGR permite el aumento de la concentración de CO₂ en los gases de escape. Tomando como referencia un ciclo sin EGR, una relación de recirculación del 50% podría aumentar la concentración de CO₂ de 3.8 mol a 7.9 mol % y conseguir una reducción en el flujo de masa de la corriente de alimentación del absorbedor en un 51.0%⁶¹. Como consecuencia, el consumo total de energía térmica de la captura de CO₂ a base de aminas se reduce en un 8,1%. Sin embargo, la demanda energética de la absorción química no se reduce al aumentar la concentración de CO₂. A medida que aumenta la concentración de CO₂, el flujo de masa del gas de escape que se alimenta a las columnas de absorción química disminuirá. Esto podría conllevar tamaños más pequeños de absorbedor y stripper, lo que reduciría aún más el CAPEX. Además, EGR reduce la concentración de O₂ en los gases de escape. Existen varios efectos, ya que puede causar efectos negativos en la estabilidad de la combustión y la combustión completa pero también puede favorecer la reducción de emisiones de NO_x y la degradación de las aminas.

Como se ha visto, actualmente existen numerosas compañías y equipos de investigación trabajando en mejoras de esta absorción química para aplicarla a plantas de generación eléctrica así como a otros procesos químicos e industriales, lo que muestra su gran potencial de implementación a escala commercial debido a sus mejoras medioambientales respecto a procesos más contrastados industrialmente.

4.1.2 Descripción de la planta de captura de CO₂

El diagrama del proceso de absorción química convencional basado en MEA, según lo establecido en Aspen Plus en la tesis de la doctora Herraiz, se ilustra en la Figura 47.

La elección del tipo de solvente depende de parámetros cinéticos y termodinámicos, normalmente se intenta llegar a un punto de equilibrio. De la elección de este solvente depende en gran parte la temperatura de los gases de combustión que entran en el absorbedor. La velocidad cinética de las reacciones aumenta al aumentar la temperatura, mientras que una temperatura más baja desplaza el equilibrio termodinámico a una mayor carga de CO₂ y aumenta la capacidad del solvente. Se considera una temperatura de 45 °C en la entrada del absorbedor para MEA⁶². La configuración de referencia se basa en enfriar el gas de combustión que sale del HRSG en un intercambiador de calor rotativo de gas-gas, a diferencia de las configuraciones convencionales en las que el enfriamiento de los gases de combustión se consigue gracias a un enfriador de contacto directo. Esto trae consigo una reducción adicional de la temperatura respecto a las condiciones de saturación logradas convencionalmente. En el intercambiador de calor de gas-gas, el calor sensible del gas de combustión se transfiere al gas agotado en CO₂, que generalmente deja el absorbedor a una temperatura similar a la del gas de entrada.

El gas de combustión se pone en contacto directo con el disolvente en el absorbedor. El CO₂, unido químicamente al solvente de amina y al solvente cargado de CO₂ (solvente rico), deja la columna en la parte inferior. El gas agotado en CO₂ se enfría en la sección de lavado con agua en la parte superior del absorbente para evitar la vaporización del disolvente y las pérdidas que ello conlleva.⁶²

El solvente enriquecido entra en el intercambiador de calor, donde se recalienta, y después entra en la parte superior de la columna de stripping donde se regenera térmicamente. El CO₂ del solvente se elimina con el vapor generado en el hervidor. La fase vapor que abandona la parte superior de la columna del extractor se condensa a 40 °C. El líquido condensado se separa de la fase gaseosa en un recipiente instantáneo y se recicla en el extractor en la etapa superior (reflujo). El gas rico en CO₂, con una concentración de CO₂ de alrededor del 95% en volumen, pasa por etapas de compresión, licuado y bombeado hasta 110 bar para su transporte y almacenamiento. El solvente regenerado, después de ser enfriado a 45 °C, primero en el intercambiador de calor y luego en el refrigerador de solvente, vuelve al absorbedor en la primera etapa.

La transferencia de masa de CO₂ es el paso limitante en el proceso de absorción química ya que la cinética de reacción entre CO₂ y MEA es bastante rápida. La tasa de transferencia de masa depende de forma proporcional a la presión parcial de CO₂ en la fase gaseosa. El coeficiente general de transferencia de masa varía con algunos parámetros del proceso, incluidos el caudal de gas, el caudal de líquido, la presión parcial de CO₂, la concentración de MEA, la carga de CO₂ y el área interfacial.⁶³ Si es la velocidad de transferencia de masa el factor limitante de la tasa de absorción de CO₂, la carga de CO₂ del solvente es más baja que el valor correspondiente en equilibrio con la presión parcial real de CO₂ en el gas, por lo que la capacidad del solvente disminuye. Esto tiene un impacto negativo en el recalentamiento específico ya que se requiere más solvente para la misma cantidad de CO₂. También incide en el volumen de empaquetado, ya que se requiere un área de contacto superficial más grande para lograr una cierta eficiencia de absorción de CO₂. Si se quiere modelar de forma estricta el proceso de absorción química utilizando un modelo basado en la velocidad, se debe tener en cuenta la resistencia a la transferencia de masa.

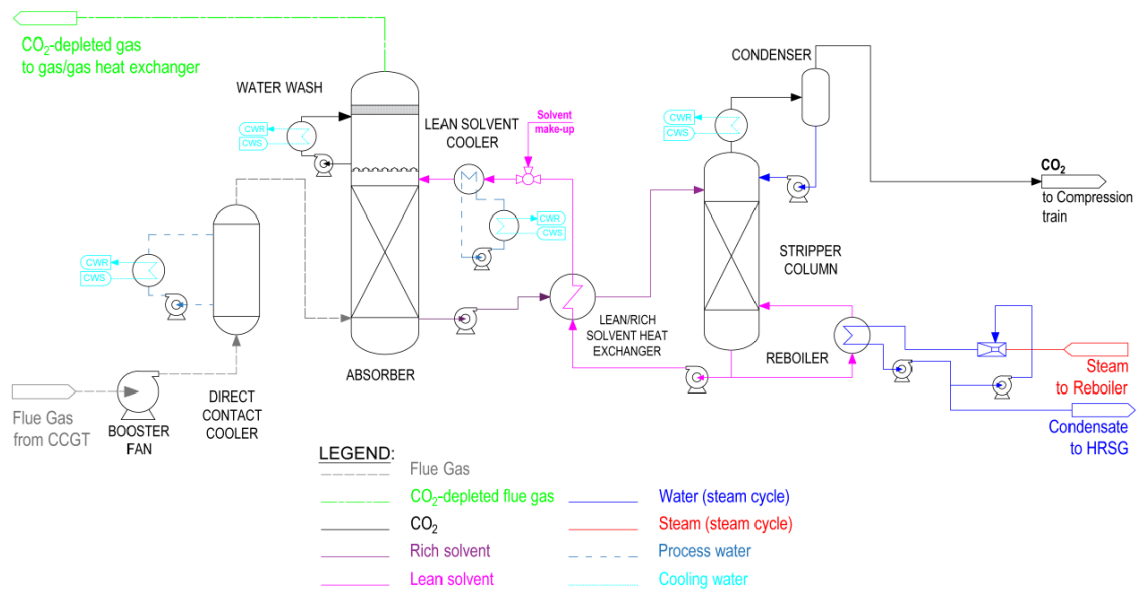


Figura 47 Diagrama del proceso de captura de CO₂ por captura de postcombustión basada en tecnología de aminas⁵⁹

4.2 Estrategias para incrementar la concentración de CO₂ en la corriente de gases de combustión de plantas de producción eléctrica de ciclo combinado de turbina de gas

Para incrementar la concentración de CO₂ en la corriente de gases de combustión de sistemas de turbinas de gas, todas las opciones disponibles se han investigado siguiendo dos principios. El primero consiste en sustituir el exceso de aire, bien mediante la recirculación de gases de combustión, mediante la inyección de vapor o mediante la vaporización de agua, para poder controlar la temperatura de llama y la temperatura del gas de combustión tras salir de la cámara de combustión. El segundo principio consiste en quemar un combustible adicional, empleando para ello el exceso de oxígeno en el gas de combustión como comburente.

Li y compañeros realizaron un estudio para comparar estas cuatro estrategias, es decir, recirculación de gases de combustión (EGR), humidificación de turbina de gas o turbinas evaporativas de gas (EvGT), combustión adicional (SFC) y cámara de combustión externa (EFC)^{57, 58}. En dicho estudio, se utiliza un modelo integrado de planta de generación energética CCGT con sistemas PCC (Captura de carbono por post-combustión) con tecnología de depuración con monoetanolamina acuosa para evaluar las ventajas e inconvenientes de cada sistema, así como analizar la eficiencia energética y parámetros clave de cada configuración. Es necesario estudiar con detalle el efecto de estas estrategias de concentración de CO₂ en el rendimiento global de la planta (las tecnologías PCC adaptadas a una planta CCGT no afectan al rendimiento del sistema de turbina de gas).

A continuación se revisan las anteriores opciones.

4.2.1 Recirculación de gases de combustión (EGR)

Originalmente este método se propuso con dos objetivos. En primer lugar, como un método anti-congelación de compresión, porque el gas de combustión se recircula a una temperatura más alta que la del aire ambiente. En segundo lugar, este método se empleaba como estrategia para reducir las emisiones de NO_x, ya que el ratio de formación térmica de NO_x se reduce tanto con el ratio fuel-aire decreciente como con la menor temperatura de combustión.⁵⁶ De hecho existe otra ventaja, ya que recircular especies en menores proporciones como NO y CO en la zona de combustión resulta en una reducción de su concentración mediante el mecanismo de quemado.^{57, 58}

La estrategia EGR consiste en recircular una parte de los gases de combustión dejando el recuperador de calor de vapor (HRSG) a la entrada del compresor. El diagrama de flujo de esta alternativa se incluye en la Figura 48.

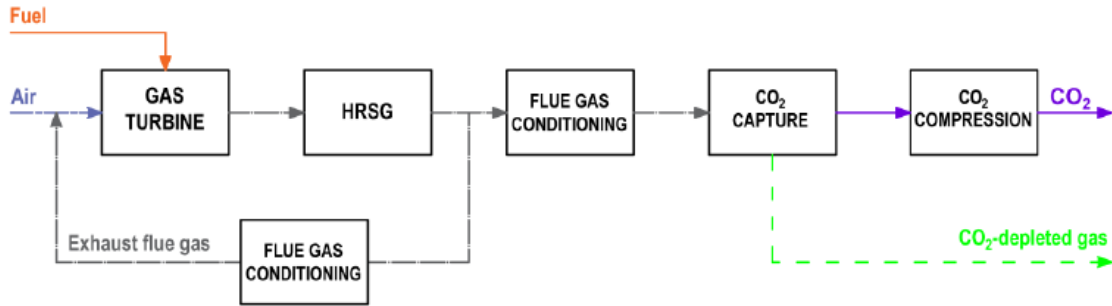


Figura 48 Diagrama de flujo EGR 59

Como se recircula parte del gas de combustión, la turbina de gas opera con un exceso de aire menor al sustituir dicho gas recirculado a una parte de la toma de aire. Ésto resulta tanto en un incremento de la concentración del CO_2 como en una disminución del ratio de flujo de los gases de combustión no-desviados para ser tratados en la unidad PCC dependiendo del ratio de recirculación, el cual se define como el ratio de flujo de los gases desviados sobre la cantidad total de gas de combustión que sale de la turbina de gas, antes de enfriar y condensar el exceso de humedad. El diagrama de flujo del proceso para una planta de energía CCGT con EGR se muestra en la Figura 49.

A continuación, el gas de combustión que sale del HRSG se enfría y acondiciona para lograr una temperatura inferior beneficiosa en la unidad PCC y en la entrada del compresor. Como se propone en la tesis de la doctora Herraiz⁵⁹, el gas de combustión pasa primero a través de un intercambiador de calor gas / gas, el cual transfiere calor sensible al gas agotado en CO_2 antes de que se libere a través de la pila, para reducir la cantidad de enfriamiento en los refrigeradores de contacto directo. El gas de combustión sale aproximadamente a unos 60 °C y luego se divide en dos corrientes, que se enfrían aún más en cada enfriador de contacto directo.

Después, los gases de combustión no desviados entran en el absorbedor de la unidad de PCC a 45 °C saturados de humedad. El gas de combustión desviado se enfría hasta 30 °C y se mezcla con el aire ambiente para mantener la temperatura de la corriente de aire enriquecida con CO_2 tan baja como sea posible. Hay que tener especial cuidado con la temperatura, ya que altas temperaturas conllevan baja densidad de la corriente de admisión. Esto se traduce en una menor tasa de flujo másico admitida por el compresor para una determinada posición de las paletas de guía de entrada variable (VIGV), lo que es perjudicial para la potencia de salida de la turbina de gas.⁶⁴

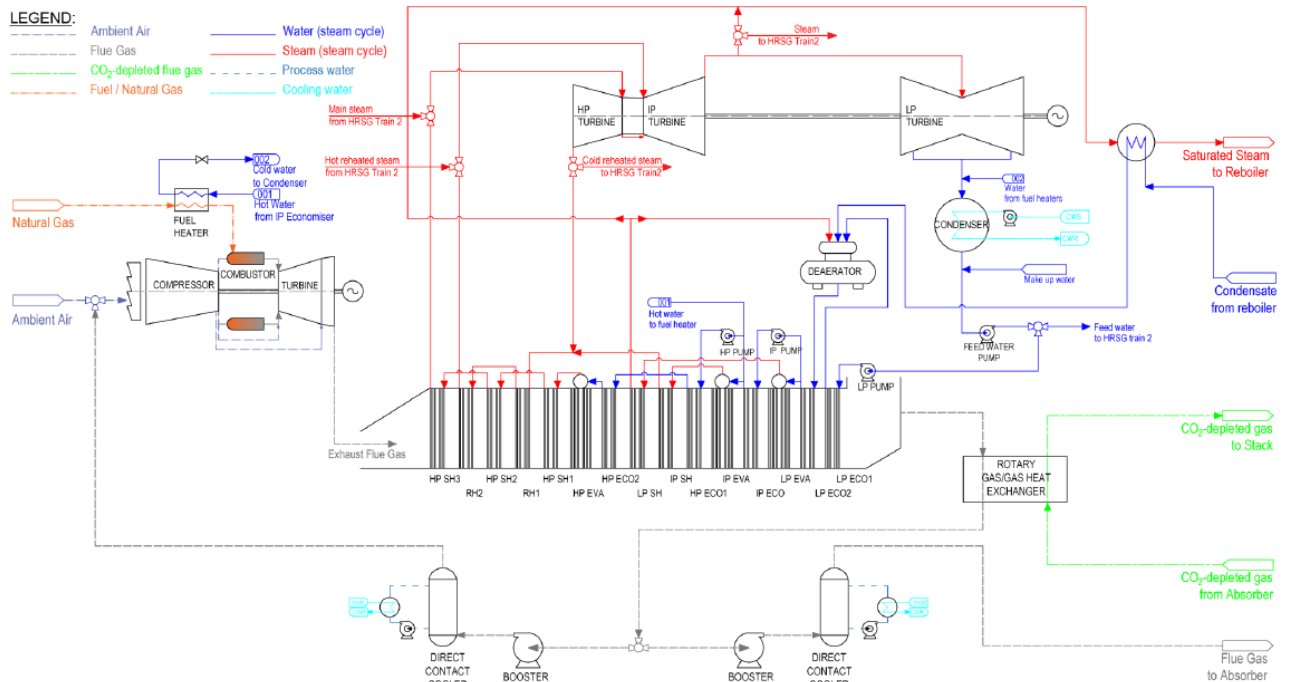


Figura 49 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de gas con EGR y tecnología de captura de postcombustión de CO₂.⁵⁹

Si volvemos a analizar los efectos de la variación de la concentración de oxígeno, observamos que esta concentración es en los gases de combustión que en el aire ambiente, es decir, el oxígeno disponible para la combustión disminuye con un incremento del ratio EGR. El ratio máximo de recirculación, y por tanto, la concentración de CO₂ máxima que se puede lograr se ve limitada por el nivel de oxígeno en el combustor. Por definición, el valor mínimo de oxígeno es la cantidad estequiométrica de oxígeno necesaria para quemar completamente el combustible, en este caso gas natural. En su aplicación real, la concentración de oxígeno deber ser lo suficientemente alta para asegurar que se cumplen ciertos requisitos: la ignición, la estabilidad de llama y la combustión completa, con niveles bajos tanto de CO como de hidrocarburos inquemados (UHCs) para asegurar que se cumple con la legislación ambiental y local. Este factor es de particular interés e importancia en cámaras de combustión de turbinas de gas, caracterizadas por una alta velocidad de llama y un tiempo de residencia bajos.^{57,58}

Distintas investigaciones experimentales han llegado a ciertas conclusiones:

Si se quiere favorecer la oxidación de CO a CO₂, hay que evitar concentraciones de oxígeno bajas ya que se reduce el ratio de reacción, permitiendo que la combustión se expanda por una gran región y se reduzca el pico de temperatura de llama.

Si se produce una reducción en la cantidad de oxígeno combinado con CO₂ suplementario en el comburente, se producen cambios en el proceso de liberación de calor por disociación de CO₂.⁶⁵ Las emisiones de CO por tanto aumentarán debido a una operación particular de motor con incremento en el ratio de recirculación y disminución de la concentración de oxígeno en el comburente. A pesar de ello, los niveles de emisión de CO dependen de otros factores, como el tipo de quemador, la configuración de la cámara de combustión y la calidad de la mezcla.⁶⁶

Se calcula que el límite de apagado ocurre cuando la concentración de oxígeno en el comburente es menor del 13-14% en volumen, esto fue estudiado por Rokke y Hustad en su experimento realizado en una cámara de combustión de 65 kW operando en modo de llama premezclada.⁶⁷ El límite de apagado es el punto en el cual el combustible y el aire premezclados son incapaces de autosostenerse.⁵⁴ ElKady, tras realizar sus estudios en un premezclador quemador usado en sistemas de combustión DLN (secado bajo NO_x) empleados en tecnologías de turbinas de gas, llega a la conclusión de que es necesaria una

concentración de oxígeno más alta para obtener una buena eficiencia de combustión con niveles aceptables de CO y UHCs. Según los test, realizados a 10 bar, un valor más bajo que los valores típicos de operación de 18 bar, y en un rango de temperaturas hasta 1630 °C, hace falta en torno a un 16-17% volumen^{65 68}. También indica que gracias a algunas modificaciones menores del sistema de combustión se podría bajar el nivel de oxígeno por debajo del 15% en volumen. Estas modificaciones incluyen el premezclado, los sistemas de inyección y control u optimización del piloto, o la operación a presiones de mayores siempre que cumpla con la normativa de emisiones de CO.

Las condiciones de operación de un ratio de recirculación del 35% por un exceso de aire del 150% usado en una turbina de gas GE clase F permiten alcanzar una concentración del 16% en volumen en la cámara de combustión. Esto corresponde a unas concentraciones de CO₂ y O₂ de aproximadamente 8% y 4.5% y de 6% y un 7.5 % en volumen a la salida de la cámara de combustión y a la salida de la turbina, respectivamente. Se podrían reducir las emisiones de NO_x más de un 50% con un ratio EGR del 35%.⁶⁵ Como la temperatura de entrada a la turbina (TIT) define el exceso de aire necesario y el aire total enfriado que se extrae del compresor en las etapas finales y pasa al combustor por bypass, esta TIT determina el ratio de recirculación para una concentración determinada de oxígeno en el propio combustor. El efecto de la TIT es complejo, ya que TIT bajas permiten ratios de recirculación altos pero así la eficiencia térmica de la turbina se reduce. La TIT depende principalmente los materiales de construcción y del sistema de enfriamiento de las hojas, paletas y rotor en la sección de expansión.

Se han propuesto nuevas configuraciones de planta para la tecnología EGR que permitirían operar a grandes valores de recirculación y por tanto permitirían aumentar más la concentración de CO₂ y reducir el ratio de flujo másico de la corriente de gases tratada en la unidad PCC. Una de estas configuraciones consiste en un enriquecedor de oxígeno en el comburente, el cual solo se podría llevar a cabo integrando una unidad de separación de aire de oxígeno de baja pureza o introduciendo tecnología de membranas de producción de oxígeno^{64 69 70}, ya que la cantidad de oxígeno transferido estaría limitado por el consumo energético adicional. Esta modificación ayudaría a reducir los impactos en la combustión.

El rendimiento de la turbina de gas debido al efecto de EGR se ha considerado un tema secundario, como muestran las pocas investigaciones del tema. Entre estas investigaciones destaca la de Jonshagen (2011), que desarrolló un detallado modelo de estado del arte de plantas energéticas CCGT equipadas con tecnologías de turbina GE de clase F para así evaluar la desviación de los grupos de parámetros adimensionales. En su estudio llegó a la conclusión de que se espera una desviación mínima y la turbina de gas puede operar con ratios de recirculación del 40%⁷¹. Sander también investigó los efectos de la EGR con tecnología de turbina de gas Alstom GT26, pero su trabajo se centra en evaluar temperatura y presión a través de la turbina de gas⁷².

La estrategia de EGR se ha probado experimentalmente en una planta piloto en microturbinas de gas, las cuales son aplicaciones combinadas de calor y energía (CHP) a pequeña escala con una salida energética de 50-500kWe. El control de motor mantiene la salida eléctrica a una temperatura de entrada a la turbina (TIT) cambiando la velocidad del eje y el ratio de flujo de fuel, para mantener una alta eficiencia eléctrica.^{73 74} Experimentos llevados a cabo en la Universidad de Bruselas (VUB, Bélgica) llegaron a la conclusión de que la operación de dichas microturbinas con EGR es inestable por culpa del gran efecto de la alta temperatura del gas recirculado en la eficiencia de las microturbinas de gas. El ratio de entrada de flujo másico fluctúa y el sistema de control responde muy rápido aumentando la velocidad rotacional para restaurar la potencia de salida, este efecto se debe a cambios en la temperatura. Por estos motivos, el modelo no puede aplicarse a la predicción del comportamiento de un motor de turbina de gas flujo axial a velocidad de rotación constante.

4.2.2 Humidificación de gases de turbinas

Originalmente estos sistemas servían para prevenir la reducción de la potencia de la turbina de gas debido a las altas temperaturas ambientales o las presiones ambientales bajas y para reducir las emisiones de NO_x.⁷⁵

Estos sistemas de incremento de la concentración de CO₂ se clasifican en dos tipos: sistemas de refrigeración por entrada de aire y sistemas de inyección en cámara de combustión. En el primero, la corriente de aire ambiente evapora el agua al aumentar la humedad absoluta hasta la temperatura del bulbo húmedo. Los segundos se basan en inyección directa de vapor (STIG) o inyección de agua por evaporación en una torre de humidificación con un circuito de recirculación de agua, que también se conocen como turbinas de gas por evaporación (EvGT).

En la turbina de gas humidificada, bien el agua o bien el vapor toman el lugar del exceso de aire utilizado para enfriar. Se puede llegar a lograr una mayor concentración de CO₂ en los gases de combustión que en las turbinas de gas convencionales debido a que el vapor de agua se puede separar fácilmente del gas de combustión por condensación. Los factores de relación agua / aire (WAR) y temperatura del gas de combustión enfriada antes de entrar a la planta de PCC determinan el valor máximo de concentración de CO₂. Dado que estos factores están íntimamente relacionados con el sistema de humidificación y el sistema de rechazo de calor de la central eléctrica, estos sistemas también modifican dicho valor de concentración de CO₂.

Se puede llegar a obtener una concentración de CO₂ del gas de combustión superior a 5,2% en volumen en un gas de combustión deshidratado, siempre y cuando se opera con una relación de caudales máxicos de agua aire superiores al 15%. Si esto se cumple, el nivel de oxígeno en la cámara de combustión es de aproximadamente 16.5% en volumen^{57 58}. En la unidad PCC se trata una tasa de flujo de gases de combustión significativamente mayor con una concentración de CO₂ más pequeña, en comparación a la EGR con una tasa de recirculación del 35%.

Como el aire es parcialmente reemplazado en la combustión con humidificación de turbina de gas se produce una reducción de la concentración de oxígeno. Esto afecta al proceso de combustión, al igual que los niveles de vapor de agua en dicha cámara de combustión. Normalmente, las turbinas de gas operan con quemadores secos de bajo NO_x, por lo que se considera un riesgo técnico conseguir una alta eficiencia de la turbina de gas con quemadores mojados.

Entre las desventajas de las tecnologías STIG y EvGT en centrales eléctricas CCGT se encuentra la reducción significativa de la eficiencia térmica del ciclo. Esto se debe a que el calor disponible en el gas de combustión se emplea en parte para crear vapor o para calentar el agua hasta la temperatura de saturación. Por eso hay menos calor disponible para generar el vapor que moverá las turbinas de vapor, lo que conlleva una evidente reducción de la potencia neta⁷⁶. Esta opción se emplea como una tecnología de aumento de potencia en una turbina de gas funcionando en ciclo abierto por esta gran desventaja.

4.2.3 Ciclo combinado de combustión suplementaria

El ciclo combinado de combustión suplementaria (o SFCC por sus siglas en inglés) consiste en quemar combustible extra en una segunda cámara de combustión con exceso de oxígeno, por lo que es posible que la concentración del CO₂ de gas de combustión ya tratado en la unidad PCC aumente. Esta segunda cámara de combustión, o quemador en conducto, se localiza después de la turbina de gas y antes de los elementos de intercambio de calor en el HRSG. Aunque la concentración de oxígeno es relativamente baja, un 11-12% en volumen, en comparación con el 21% en volumen en aire ambiente, la temperatura de salida de la turbina de gas ayuda a estabilizar la llama al ser bastante alta.

En la Figura 50 (a) se muestra un diagrama de flujo de bloques para un sistema CCGT con SFCC. El rendimiento de la turbomaquinaria o de la combustión no varía debido a la tecnología SFCC, algo que no ocurre en el caso de las tecnologías EGR y EvGT. Debido a que la eficiencia térmica de la central de CCGT con SFCC es menor que la de una central eléctrica CCGT sin combustión, sólo se empleaba originalmente esta tecnología para aumentar la potencia de salida en respuesta a los altos precios de la electricidad en los picos de demanda o para suministrar vapor adicional en instalaciones de cogeneración, ya que esto permite un control independiente de las salidas eléctricas y térmicas.⁷⁷

La máxima temperatura de salida del gas de combustión en el HRSG limita la cantidad de combustible que se puede quemar. Esto a su vez limita la máxima concentración de CO₂ que se puede conseguir. Dicha temperatura es de unos 800 °C utilizando los materiales convencionales de acuerdo con restricciones metalúrgicas, lo que implica una concentración de CO₂ de aproximadamente 6-7% en volumen.^{57 58}

Mediante un ciclo combinado con combustión secuencial suplementaria (SSFCC) se puede aumentar un poco más la concentración de CO₂. El diagrama de flujo de bloques se muestra en la Figura 50 (b). Esta tecnología consiste en quemar gradualmente, en varias etapas, combustible adicional entre los bancos de transferencia de calor a lo largo del HRSG, teniendo cuidado de no superar las limitaciones de temperatura de los gases de combustión en ninguna etapa. El exceso mínimo de oxígeno que consigue una combustión completa, típicamente del orden del 3% en volumen⁷⁸, limita cuánto combustible adicional se puede quemar. La concentración de CO₂ del gas de combustión se puede aumentar desde aproximadamente un 4% en volumen, en una planta de CCGT sin combustión, hasta aproximadamente un 9,4% en volumen con SSFCC sólo si se

consigue un nivel de oxígeno en exceso del 1% en volumen a la salida del HRSG⁷⁹.

El proceso SSFCC tiene como consecuencias un aumento de la concentración de CO₂ y una reducción importante del ratio de caudal de gas de combustión que entra al sistema PCC. Aun así, el proceso también provoca una importante reducción de la eficiencia térmica de aproximadamente 5% puntos, de 53% a 48%, y convierte a SSFCC en una opción atractiva sólo para implementar CCS con recuperación de petróleo mejorada (EGR) y determinados precios para el gas natural (coste operacional) y CO₂ (ingresos adicionales).

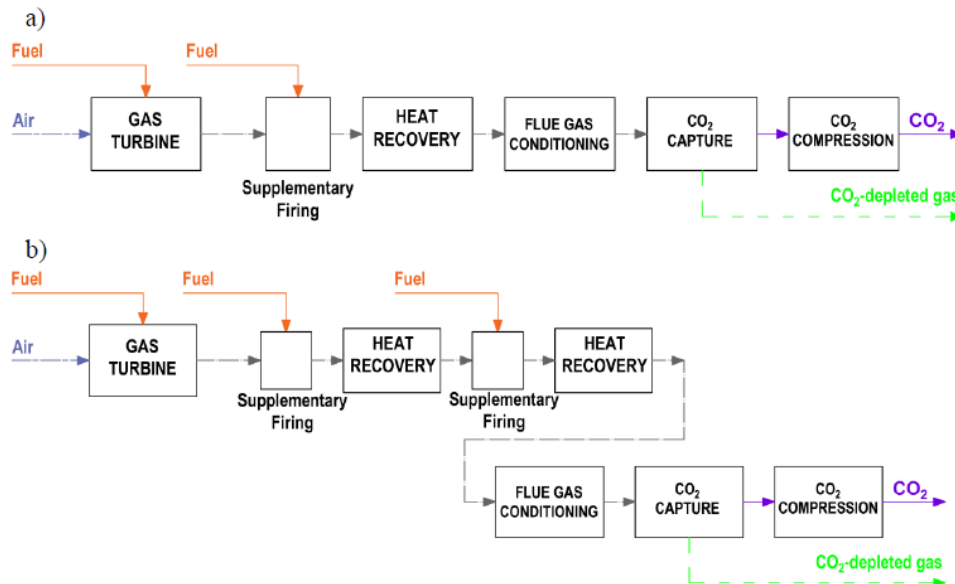


Figura 50 Diagrama de flujo de una planta CCGT con a: combustión suplementaria
 b: combustión secuencial suplementaria ⁵⁹

De acuerdo a las investigaciones de Biliyok y Yeung, no es factible una opción que combina las tecnologías de SFCC y EGR con una tasa de recirculación del 35% a una planta de energía CCGT. Esto se debe a la gran reducción de la concentración de oxígeno en la cámara de combustión, ya que el contenido de oxígeno en la recirculación del gas de combustión disminuye de forma importante después de la combustión adicional de gas natural en los quemadores en ductos.⁸⁰

Se han propuesto varias modificaciones para reducir la penalización de eficiencia, enfocadas a aumentar la eficiencia de la turbina de gas o de vapor. La modificación que más destaca es el concepto de turbina de gas recalentada para aumentar la eficiencia de la turbina de gas, el cual consiste en quemar combustible adicional en un quemador secundario después de la expansión parcial del gas de combustión en una etapa de alta presión y, después, el gas de combustión se expande en baja etapas de presión, por ej. Alstom GT26 / 24⁸¹. La estabilización de la llama a bajas concentraciones de oxígeno se ven favorecidas por la alta temperatura del gas de combustión y el modo de operación de difusión.

También se han propuesto ciclos de combustión externa de turbina de gas para quemar gas natural u otros combustibles en una cámara de combustión externa con menos exceso de aire. Los gases de combustión no pasan a través de la turbina en este sistema y el calor se transfiere al compresor de aire a través de intercambiadores de calor de contacto indirecto. Esta opción tiene un impacto mínimo en la turbomáquina. Debido a la necesidad de materiales cerámicos que soporten la alta temperatura de combustión y las pérdidas de calor, esta opción no sea adecuada para la generación eléctrica con tecnología de turbina de gas actualmente disponible.

4.2.4 Recirculación selectiva de gas exhausto (S-EGR)

La tecnología de recirculación selectiva de gases de escape (S-EGR), tras estudios recientes, se ha propuesto como una alternativa para aumentar aún más la concentración de CO₂ en el gas de escape más allá del valor máximo que se puede lograr con EGR clásico o "no selectivo", reduciendo el nivel de oxígeno en el combustor de la turbina de gas. La S-EGR se basa en transferir de forma selectiva CO₂ de la corriente de gas de combustión a la corriente de aire que entra en el compresor de la turbina de gas.

Con esta tecnología se reemplaza una cantidad de exceso de aire menor, ya que otros componentes en el gas de combustión, principalmente nitrógeno y vapor de agua, no se recirculan. Esto tiene como consecuencia que la concentración de oxígeno en la cámara de combustión permanece por encima del valor límite de 17% en volumen, en EGR, para un gran rango de concentraciones de CO₂ en el gas de combustión.

Algunos investigadores, como Merkel y sus colaboradores, proponen dos configuraciones para implementar esta tecnología S-EGR en plantas de producción eléctrica de CCGT con sistemas de captura de post-combustión^{82 83 84 85 86 87}:

- La primera configuración consiste en desviar una fracción del escape del HRSG a un dispositivo que transfiere CO₂ a la corriente de entrada de aire del compresor de turbina de gas. La unidad de transferencia selectiva de CO₂ opera "en paralelo" a los equipos de captura de post-combustión.
- La segunda configuración consiste en una unidad de transferencia de CO₂ selectiva situada después de, y "en serie" con, el proceso de captura post-combustión.

En la Figura 51 (a) y la Figura 51 (b), respectivamente, se observa un diagrama de flujo de bloques para un CCGT con S-EGR en paralelo y S-EGR en serie. En apartados siguientes se explica con más detalle el funcionamiento de estas dos configuraciones, así como consideraciones de eficiencia y algunas ventajas.

Las configuraciones alternativas combinan S-EGR, en cualquiera de sus dos configuraciones, con EGR "no selectivo". Para una operación estable, con estas configuraciones se obtienen menores concentraciones de CO₂ en el gas de combustión para una determinada concentración de oxígeno en el combustor. A pesar de ello, pueden resultar útiles en el encendido de una planta de CCGT con PCC y S-EGR, por eso se están investigando en mayor profundidad. Merkel y colaboradores afirman que es posible alcanzar concentraciones de CO₂ de aproximadamente 19% en volumen y 14% en volumen en la alimentación de gases de combustión a la unidad PCC, con S-EGR en paralelo y S-EGR en serie, respectivamente, manteniendo el nivel de oxígeno en la cámara de combustión de la turbina de gas al 16% volumen. Para ello, es necesario operar a una relación de recirculación selectiva alta y con eficiencias bastante altas tanto en la unidad PCC como en el dispositivo de transferencia selectiva de CO₂⁸⁷. Esta relación de recirculación selectiva de los gases de escape es la tasa de flujo de los gases de combustión desviados a la unidad de transferencia selectiva de CO₂ sobre el caudal del gas de combustión que sale de la turbina de gas, antes del enfriamiento y condensación del exceso de humedad.

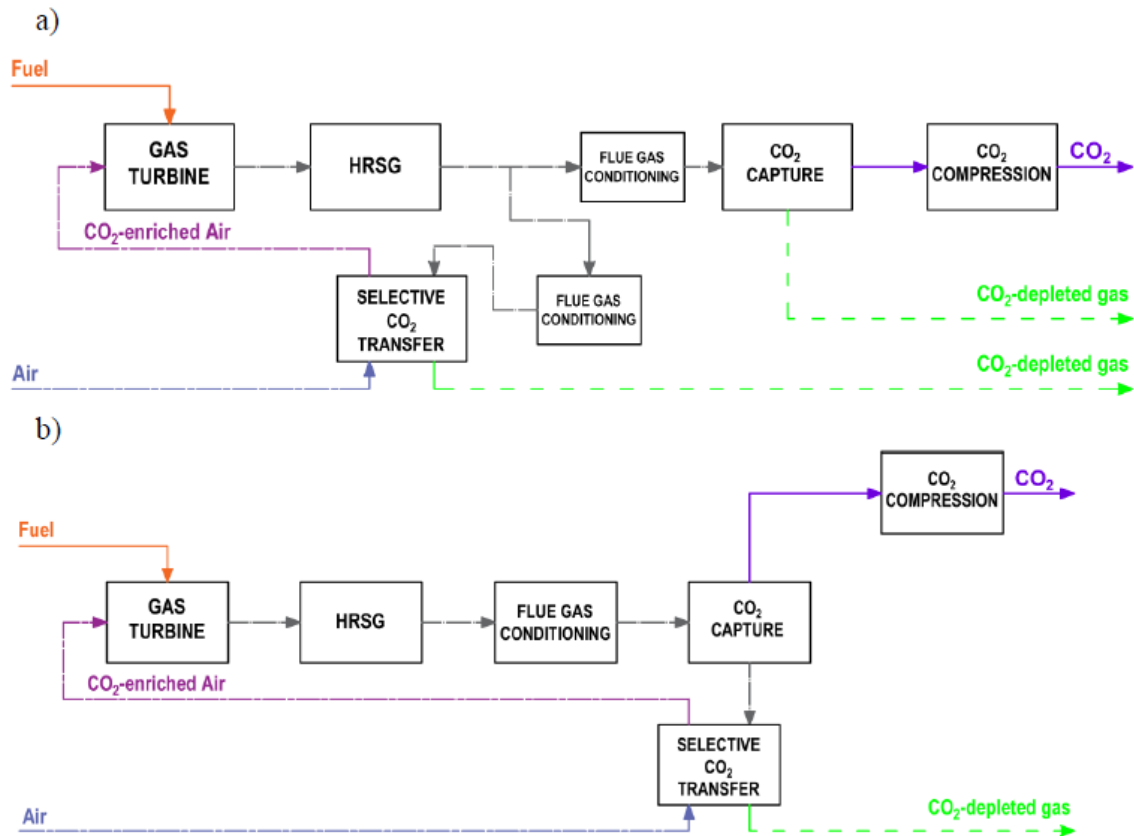


Figura 51 Diagramas de flujo de estrategias de enriquecimiento de CO₂ de a: S-EGR en paralelo b: S-EGR en serie ⁵⁹

Los efectos de combustión asociados con S-EGR son similares a los de la tecnología EGR, es decir, cambios en la operabilidad, estabilidad de la llama, eficiencia de combustión, emisiones de CO, UHC y NO_x. La química del reemplazo de CO₂ del N₂ en el aire para la combustión de gas natural / CH₄ en llamas premezcladas^{88 89} y llamas no premezcladas⁹⁰ se han investigado en la combustión de oxcombustibles. En conclusión, el CO₂ actúa tanto como diluyente como en el mecanismo de reacción de combustión, aumentando las emisiones de CO, y modificando el transporte y propiedades térmicas de la mezcla combustible-comburente.

Los diferentes enfoques para incrementar la captura de CO₂ deben dirigirse a modificar lo menos posible el motor de la turbina de gas, porque la tecnología actual de esta turbina presenta una alta eficiencia y desempeña un papel importante para conseguir un alto rendimiento de potencia neta de ciclo combinado. Desde un punto de vista económico estas modificaciones no compensan debido a los grandes tiempos necesarios para su comercialización. Su coste de desarrollo solo se justifica si puede amortizarse a través de la implementación en una parte importante de fábricas e industrias, con CCS. Por lo tanto, es importante identificar el impacto en la central eléctrica de CCGT con CCS y determinar si la clase existente de turbinas de gas puede funcionar con una fracción de los gases de combustión que se reciclan a la entrada del sistema.

4.2.4.1 Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en paralelo

Esta configuración consiste en una unidad de transferencia selectiva de CO₂ operada "en paralelo" al proceso PCC y se propone con dos objetivos. En primer lugar, para incrementar todo lo posible la concentración de CO₂ en el gas de combustión. En segundo lugar, para reducir el caudal de gas tratado en el proceso PCC, con respecto a la configuración con EGR "no selectiva".

Parte del gas de combustión se desvía, siendo enviado a una unidad donde el CO₂ se transfiere de forma selectiva a la corriente de aire ambiente de donde pasa después al compresor de la turbina de gas. Este dispositivo de transferencia selectiva de CO₂ funciona en paralelo con el proceso PCC. El aire, rico en CO₂, pasa por el compresor de la turbina de gas y se emplea como comburente en la combustión del gas natural. El resto del gas de combustión no desviado se trata en la unidad PCC.

Es necesaria una etapa de acondicionamiento del gas de combustión que sale del HRSG. Esto se debe a que es necesario alcanzar una presión y temperatura adecuadas antes de entrar al proceso de captura o al proceso de transferencia selectiva de CO₂. Primero se enfría en un intercambiador de calor de gas / gas y después se divide en dos corrientes. Dos ventiladores de refuerzo, uno para cada corriente, incrementan la presión para superar la caída de presión a través de la ruta del gas. Ambas corrientes se enfrían luego en cada refrigerador de contacto directo para alcanzar la temperatura adecuada en la unidad de transferencia selectiva de CO₂ y en la entrada de la unidad de PCC, respectivamente. Las dos corrientes de gas pobres en CO₂ se mezclan y se recalientan en el intercambiador de calor gas / gas antes de ser liberadas a través de la pila de la planta de energía. En la Figura 52 se adjunta un diagrama de flujo del proceso para una planta de energía CCGT con S-EGR en paralelo con el sistema PCC.

Como en el caso de la EGR, el gas de combustión entra al absorbente saturado de humedad a 45 °C. También es mejor una temperatura baja en la entrada del dispositivo de transferencia selectiva de CO₂ para minimizar la transferencia de calor sensible a la corriente de entrada del compresor y para mejorar la capacidad de transferencia de CO₂. Para la adsorción física, la capacidad sólida aumenta a una temperatura más baja debido a que se trata de un proceso exotérmico. Por ello, la corriente de gas de combustión desviada se enfría a 30 °C.

El nivel de captura de CO₂ es la cantidad de CO₂ rebajada en relación con la cantidad de CO₂ generada en la combustión. Para un nivel global de captura de CO₂ del 90%, el cual se supone para todas las configuraciones, la operación con S-EGR en paralelo necesita la definición de una serie de parámetros: relación de recirculación selectiva de gases de escape, eficiencia de captura de CO₂ de post-combustión y eficiencia de transferencia selectiva de CO₂. La eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ es la cantidad de CO₂ extraída del gas de combustión desviado y transferida a la corriente de aire, en relación con la cantidad total de CO₂ en la entrada del dispositivo. La eficiencia de captura de CO₂ de post-combustión es la cantidad de CO₂ extraída del gas de combustión y capturada para el transporte y almacenamiento en relación con la cantidad total de CO₂ que ingresa a la unidad de captura. La relación S-EGR es el caudal de la corriente de gas de combustión desviado sobre el caudal total del gas de combustión generado en la turbina de gas. Estos parámetros permiten la simulación de la tesis de la doctora Herraiz, de la que se obtienen los resultados explicados a continuación.

La S-EGR en paralelo integrada en el ciclo de potencia presenta ventajas teóricas sobre la EGR para una concentración de CO₂ en el gas de combustión superior al 6,6% en volumen, la concentración alcanzada con la EGR a una relación de recirculación del 35% y la relación S-EGR más del 35%. En la práctica, sería necesario alcanzar una concentración de CO₂ bastante mayor y una tasa de flujo de gases de combustión mucho menor para justificar la adición de una unidad de transferencia selectiva de CO₂.

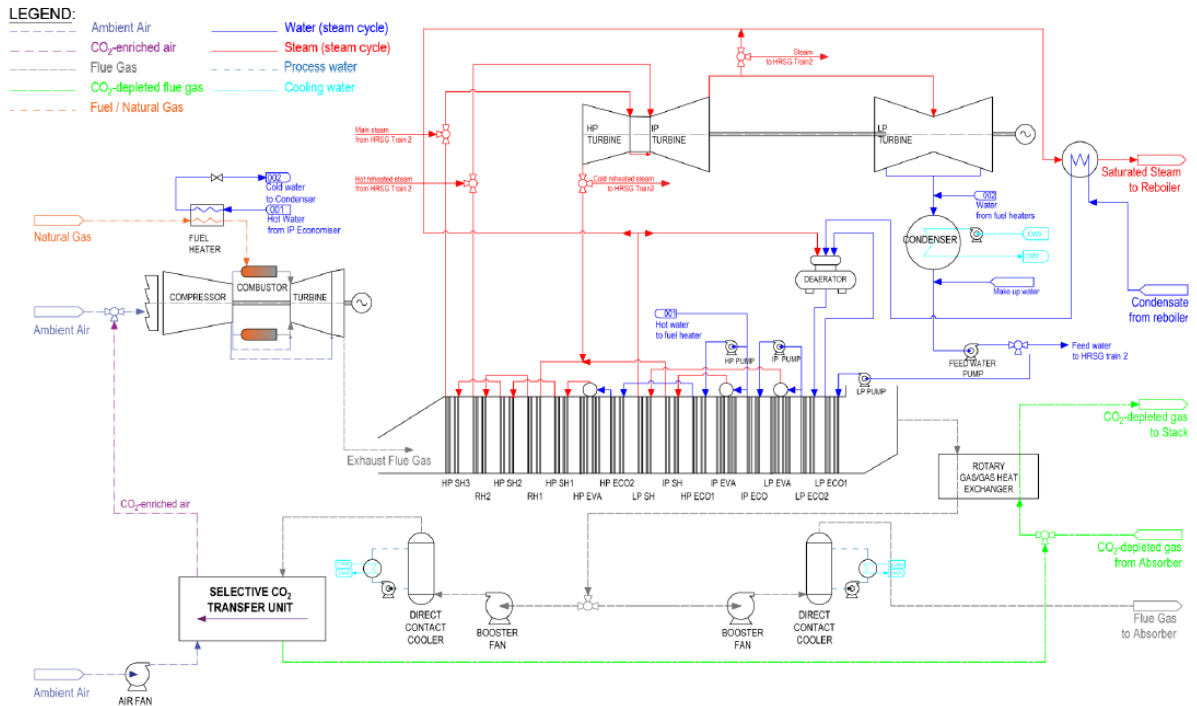


Figura 52 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de turbina de gas con S-EGR en paralelo a la tecnología de captura de postcombustión de CO₂.⁵⁹

4.2.4.2 Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en serie

Esta configuración consiste en una unidad de transferencia selectiva de CO₂ después de y "en serie" al proceso PCC para aumentar aún más la concentración de CO₂ en el gas de combustión, en comparación con una configuración con EGR no selectiva.

En esta configuración, el dispositivo de transferencia selectiva de CO₂ se sitúa aguas abajo de la unidad PCC. El gas de escape que sale del HRSG se trata, en primer lugar, en la unidad PCC donde se elimina parcialmente el CO₂. El gas de combustión aún contiene una concentración relativamente alta de CO₂ para ciertas condiciones operativas. En segundo lugar, se envía a la unidad de transferencia selectiva de CO₂ donde el CO₂ se transfiere a la corriente de aire ambiente. El aire rico en CO₂ se comprime y se usa como combustible para la combustión del gas natural.

El gas de combustión que sale del HRSG se enfría en el intercambiador de calor de gas / gas y después en el refrigerador de contacto directo y entra en el absorbedor saturado de humedad a 45 °C, al igual que en las configuraciones anteriores. La corriente de gas parcialmente agotada en CO₂, tras salir del absorbedor, entra a la unidad de transferencia selectiva de CO₂ saturada en humedad a una temperatura más baja de aproximadamente 30 °C. Para alcanzar esta temperatura, la corriente de gas parcialmente agotada en CO₂ debe enfriarse, bien en la sección de lavado con agua en la parte superior del absorbedor o bien en un enfriador de contacto directo adicional situado antes de la unidad de transferencia selectiva de CO₂. La diferencia en la humedad absoluta entre el gas de combustión en la entrada del absorbedor y en la entrada de la unidad de transferencia selectiva de CO₂ tiene como resultado una producción de agua, que puede contener solvente disuelto y debe ser tratada para su uso o eliminación final.

La corriente de gas pobre en CO₂ sale de la unidad de captura selectiva de CO₂ y después se recalienta en el intercambiador de calor gas / gas para su liberación final a través de la pila de la planta de energía.

En la Figura 53 se observa un diagrama de flujo del proceso para una planta de energía CCGT con S-EGR en serie con el sistema PCC.

Para un nivel general de captura de CO₂ del 90%, la operación con S-EGR en serie requiere que se especifiquen los siguientes parámetros: la eficiencia de captura de CO₂ posterior a la combustión y la

eficiencia de transferencia de CO₂ selectiva. Estos parámetros son necesarios para la evaluación de eficiencia realizada en la tesis de la doctora Herraiz.

Desde el punto de vista de la eficiencia, esta configuración es peor que las configuraciones con EGR y S-EGR en paralelo. Esto es así porque en esta configuración la eficiencia de captura de CO₂ en la unidad de PCC para alcanzar un 90% de nivel de captura total de CO₂ es menor, a pesar de que la cantidad total de gases de combustión debe tratarse en la unidad PCC y en la unidad de transferencia selectiva de CO₂.

La S-EGR en serie integrada con el ciclo de potencia presenta ventajas sobre la EGR para una concentración de CO₂ en el gas de combustión superior al 6,6% en volumen y una eficiencia de captura de CO₂ posterior a la combustión en el absorbente mucho menor al 90%, ya que esta configuración no ofrece la ventaja de una reducción del caudal de gases de combustión.

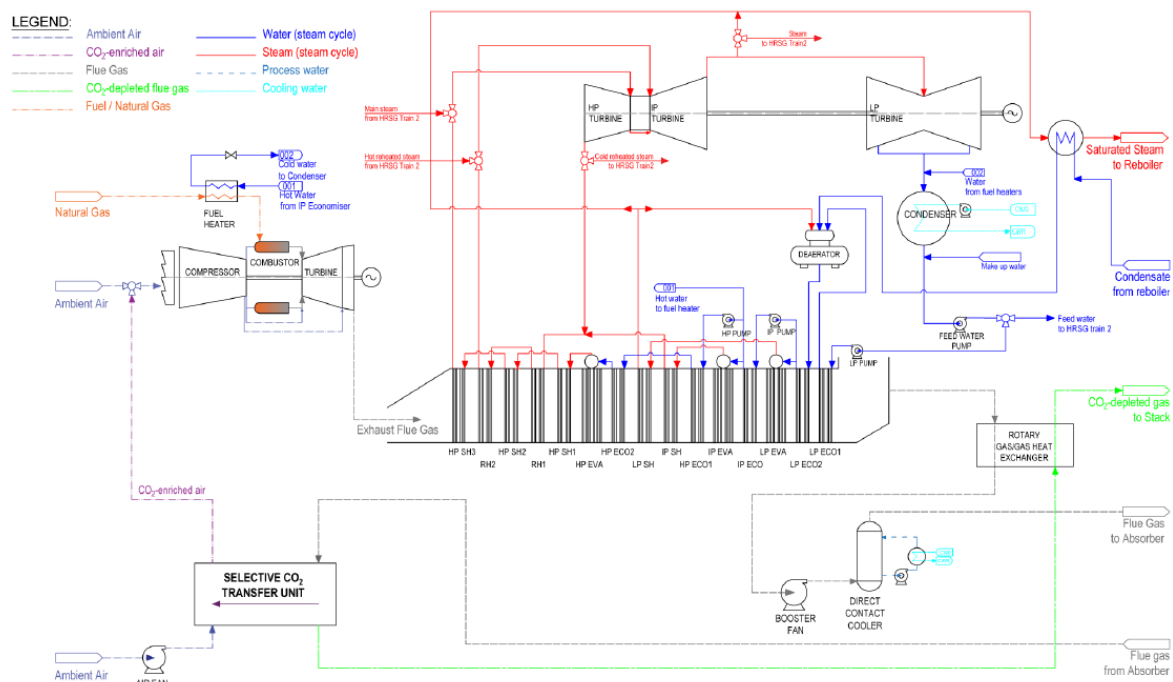


Figura 53 Diagrama de proceso de una planta de ciclo combinado de turbina de gas con S-EGR en serie a la tecnología de captura de postcombustión de CO₂.⁵⁹

4.2.5 Estudio de viabilidad y alternativas

Un resumen de las estrategias para aumentar la concentración de CO₂ en el gas de combustión explicado en esta sección se incluye en la Tabla 6. La recirculación de gases de escape y la recirculación selectiva de gases de escape son las opciones consideradas en este trabajo basadas en la facilidad de integración con el estado actual de las centrales eléctricas de CCGT, la penalización relativamente pequeña en la eficiencia térmica del ciclo combinado y el rango de concentraciones de CO₂ que podrían alcanzarse potencialmente en el gas de combustión.

Tabla 6. Comparación de estrategias para incrementar la concentración de CO₂⁵⁹

		EGR	EvGT	SFCC	SSFCC	S-EGR en paralelo	S-EGR en serie
Impacto en la combustión	<i>Composición del comburente comparado con combustión con aire.</i>	Baja conc. de O ₂ ≈ 16-17 vol% y conc. media alta de CO ₂ ≈ 2-3 vol%	Baja conc. de O ₂ y alta conc. de H ₂ O	Baja conc. de O ₂ ≈ 12 vol% en combustor secundario	Baja conc. de O ₂ < 12 vol% en combustor secundario	Baja conc. de O ₂ ≈ 18 %vol y conc. alta de CO ₂ ≈ 10 vol%	Baja conc. de O ₂ ≈ 18 %vol y conc. alta de CO ₂ ≈ 10 vol%
	<i>Problemas potenciales</i>	Estabilidad de llama, emisiones de UHC, formación de residuos	Estabilidad de llama, emisiones de UHC, formación de residuos	La combustión en quemadores en conducto se beneficia de altas temperaturas en el gas de combustión	La combustión en quemadores en conducto se beneficia de altas temperaturas en el gas de combustión	Estabilidad de llama, emisiones de UHC, formación de residuos	Estabilidad de llama, emisiones de UHC, formación de residuos
	<i>Reducción de NO_x</i>	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Impacto en la eficiencia CCGT	<i>Comparado con CCGT con PCC convencional</i>	Pequeño incremento	Reducción moderada en ciclo combinado	Reducción importante de varias unidades porcentuales	Reducción importante de varias unidades porcentuales	No investigado/ no disponible	No investigado/ no disponible
	<i>Efecto principal</i>	Incremento en temperatura de entada al compresor	Menos calor disponible en HRSG o extracción de vapor para inyección	El gas de combustión recalentado solo generar trabajo en el ciclo de vapor	El gas de combustión recalentado solo generar trabajo en el ciclo de vapor	No investigado/ no disponible	No investigado/ no disponible
Impacto en el proceso de captura de CO₂	<i>Máxima conc. de CO₂ alcanzable</i>	Hasta 6 vol%	Hasta 6 vol%	Hasta 6 vol%	Hasta 9 vol%	Hasta 18-20 vol%	Hasta 18-20 vol%
	<i>Ratio de reducción de flujo de gas de combustión</i>	Hasta un 35%	Moderado	Moderado	Hasta un 50%	Hasta un 70%	Ninguno
Variable operativa para incrementar el CO₂		Ratio de recirculación	Ratio agua a aire	Gas natural adicional quemado	Gas natural adicional quemado	Ratio de recirculación Eficiencia de transferencia selectiva de CO ₂	Eficiencia de transferencia selectiva de CO ₂
Factor limitante		Mínimo nivel de CO ₂ en la cámara de combustión	Mínimo nivel de CO ₂ en la cámara de combustión y sistema de inyección agua/vapor	Temperatura máxima limitada por restricciones metalúrgicas en la HRSG	Mínimo exceso de O ₂ en el gas de combustión en quemadores en conducto	Eficiencia máxima en PCC y eficiencia de transferencia selectiva de CO ₂ . Máximo nivel de CO ₂ en cámara de combustión	Eficiencia máxima en PCC y eficiencia de transferencia selectiva de CO ₂ . Máximo nivel de CO ₂ en cámara de combustión
Disponibilidad tecnológica		El trabajo experimental alcanza quemadores de escala industrial	Se requiere más desarrollo de quemadores	Disponibile comercialmente	Modelado de proceso	Modelado de proceso	Modelado de proceso

A continuación, se resumen algunas de las conclusiones más relevantes del experimento llevado a cabo por la doctora Herraiz en su tesis, haciendo especial hincapié en el apartado de la eficiencia y rendimiento de la planta, la cual se realizó para una central eléctrica de CCGT con sistema de captura de carbono que usa soluciones acuosas de MEA con S-EGR en paralelo o S-EGR en serie.

Los dos números de cada configuración indican distintos parámetros de las mismas. El primero indica la eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ y el segundo indica la eficiencia de captura de CO₂ de post-combustión:

- La S-EGR en paralelo (paralelo 97/96) opera a una relación de recirculación del 70%, eficiencia de PCC del 96% y eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ del 97%. La concentración de CO₂ en el gas de combustión es comparable a la concentración de CO₂ en la energía plantas de carbón para una eficiencia factible en los sistemas de captura y transferencia de CO₂.
- La S-EGR en serie (serie 85/58) opera con 85% de eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ y 58% de PCC. La concentración de CO₂ en el gas de combustión es en torno a un 6% en volumen, similar a la concentración alcanzada con EGR al 35% de relación de recirculación.
- La S-EGR en serie (serie 90/48) opera con un 90% de eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ y un 48% de eficiencia de PCC. La concentración de CO₂ del gas de combustión es de un 8% en volumen.
- La S-EGR en serie (serie 95/31) opera con 95% de eficiencia de transferencia selectiva de CO₂ y 31% de PCC. La concentración de CO₂ en el gas de combustión es de en torno a un 13% en volumen, similar a la concentración alcanzada con S-EGR en paralelo al 70% de recirculación.

Los resultados se han comparado con la configuración de referencia, es decir, un CCGT que se basa en aire con PCC, y una configuración de un CCGT con PCC con una relación de EGR del 35%. La Tabla 7 resume las condiciones de operación y la concentración de CO₂ alcanzables en el gas de combustión.

Tabla 7 Condiciones de operación y concentraciones alcanzadas⁵⁹

Configuration/ Case		Air-based combustion (reference case)	EGR	S-EGR Parallel 97/96	S-EGR Series 95/31	S-EGR Series 90/48	S-EGR Series 85/58
Recirculation ratio	%		35	70	N/A	N/A	N/A
Overall CO ₂ capture level	%	90	90	90	90	90	90
PCC efficiency	%	90	90	96	31	48	58
Selective CO ₂ transfer efficiency	%	N/A	N/A	97	95	90	85
O ₂ conc. in combustion air	%mol	20.74	16.40	18.68	18.92	19.91	20.22
CO ₂ conc. in comburent	%mol	0.03	2.41	9.96	8.79	4.03	2.52
CO ₂ conc. in flue gas	%mol	4.34	6.56	14.12	12.91	8.15	6.65

Efecto global sobre la central de CCGT

La temperatura del gas de escape aumenta en todas las configuraciones y la tasa de flujo másico del escape para S-EGR en paralelo 97/96 y S-EGR en serie 95/31, como se muestra en la Tabla 8. El resultado es un aumento del calor disponible en el ciclo, lo que conduce a un aumento en la potencia de salida de las turbinas de vapor.

Aunque es cierto que la potencia neta del ciclo combinado aumenta, la eficiencia térmica tan sólo aumenta menos de un 1%. Las causas de esto son al aumento en la entrada de calor para mantener la TIT en el valor óptimo de diseño, como resultado del cambio en las propiedades termodinámicas de la mezcla del gas natural y el comburente enriquecido con CO₂.

La Tabla 9 presenta la potencia de salida de la turbina de gas, la potencia de salida de la turbina de vapor, la

potencia de ciclo combinado y la eficiencia térmica, así como el consumo de potencia auxiliar y la penalización de la potencia de salida para la regeneración de solventes.

Para las configuraciones con S-EGR en paralelo a 70% de recirculación y con S-EGR en serie operando a 31% de eficiencia de PCC y 95% de eficiencia de transferencia selectiva de CO₂, el análisis de sensibilidad mostró que tanto el diseño como los parámetros operativos del sistema de transferencia selectiva de CO₂ tienen un efecto muy importante en el rendimiento total de una central eléctrica de CCGT con PCC y S-EGR. Algunos de estos parámetros son la caída de presión, el aumento de la temperatura en la corriente de aire, la selectividad del CO₂ sobre otros componentes en el gas de combustión y la fuga de aire en el gas de combustión, en la salida de potencia de la turbina de gas y en la composición de la misma y del comburente.

El hecho de que la temperatura en la corriente de aire aumente 10 °C implica una disminución de la potencia de salida de la turbina de gas de unos 13 MW para S-EGR en paralelo y S-EGR en serie. A pesar de esto, su puede lograr un aumento de la potencia de la turbina de gas de aproximadamente 13 MW, en comparación con la configuración de combustión basada en el aire, siempre que la temperatura del aire permanezca a 15°C cuando se enriquece en CO₂. Es debido a la alta densidad de un aire enriquecido con CO₂ en comparación con el aire ambiente. Una caída de presión de 20 mbar conlleva una penalización en la salida de potencia de la turbina de gas de aproximadamente 3 MW, debido al consumo de energía del ventilador de aire y al aumento de temperatura debido a la compresión. Son necesarios minimizar cualquier posible fuga y una alta selectividad de CO₂ para que otros componentes, principalmente oxígeno, no se transfieran al gas de combustión, manteniendo así altos niveles de oxígeno en el comburente.

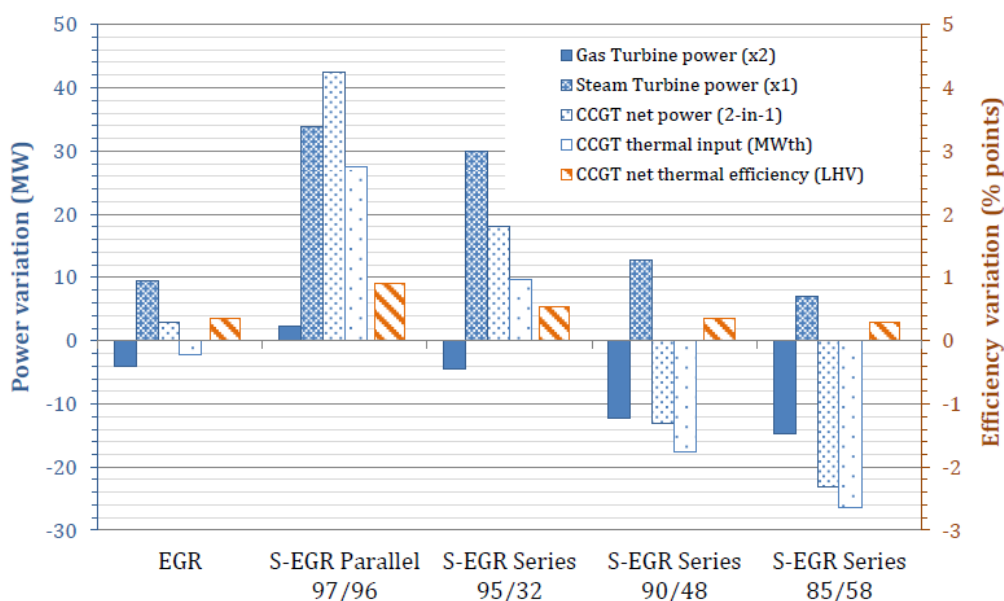
Los resultados del análisis de sensibilidad son de gran importancia, ya que establecen la base y los requisitos de rendimiento para la elección de tecnologías que podrían utilizarse para la S-EGR. Se necesitan una baja caída de presión, una baja tasa de transferencia de calor sensible y la posibilidad de disipar el calor generado en el proceso, así como una alta selectividad al CO₂ sobre el oxígeno, nitrógeno y vapor de agua y un bajo nivel de fugas. Adicionalmente hay que tener en cuenta que el gas de combustión contiene vapor de agua, por ej. 4,6% en volumen en un gas de combustión saturado en humedad a 30 °C. Por este motivo, la tecnología seleccionada para la transferencia de CO₂ debe ser insensible a la presencia de humedad, sin reducir la capacidad de transferencia de CO₂.

Tabla 8 Parámetros del gas de escape⁵⁹

Configuration/ Case		Air-based combustion (reference case)	EGR	S-EGR Parallel 97/96	S-EGR Series 95/31	S-EGR Series 90/48	S-EGR Series 85/58	
Gas Turbine exhaust flue gas								
Temperature	°C	643	649	671	671	661	657	
Pressure (set point)	bar	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04	
Mass flow	kg/s	658	643	670	659	643	638	
<i>Composition:</i>								
	CO ₂	%mol	4.34	6.56	14.12	12.83	8.13	6.63
	H ₂ O	%mol	9.06	9.91	9.51	9.17	8.93	8.85
	N ₂	%mol	74.11	75.05	66.56	67.55	71.19	72.34
	O ₂	%mol	11.59	7.59	9.01	9.64	10.90	11.31
	Ar	%mol	0.89	0.90	0.80	0.81	0.85	0.87

Tabla 9 Potencias y eficiencias de las distintas configuraciones⁵⁹

		Air-based combustion (reference case)	EGR	S-EGR Parallel 97/96	S-EGR Series 95/32	S-EGR Series 90/48	S-EGR Series 85/58
Gas turbine net power x 2	MWe	286	282	288	281	274	271
Gas turbines net power	MWe	572	563	576	562	547	542
GT thermal efficiency	%	38.18	37.75	37.13	37.09	37.44	37.54
Steam turbine Power x 1	MWe	256	266	290	286	269	263
Gross power	MWe	827.6	828.9	866.0	848.5	815.9	805.3
Gross thermal efficiency	%	55.50	55.55	55.80	55.96	55.82	55.76
Air fan x 2	MWe	N/A	N/A	0.75	1.07	1.13	1.15
Booster fan x 2	MWe	7.31	4.67	2.06	7.01	7.01	7.00
Booster fan for exhaust gas recycling x 2	MWe	N/A	1.28	0.99	N/A	N/A	N/A
Pumps in Steam cycle x 1	MWe	7.46	7.77	8.54	8.43	7.88	7.71
Pumps in PCC x 2	MWe	0.75	0.70	0.69	0.78	0.79	0.79
DCC pumps x 2	MWe	0.37	0.85	0.88	0.43	0.38	0.37
Compression work x 2	MWe	12.91	12.83	13.38	12.96	12.50	12.35
Net power output	MWe	777.4	780.5	819.9	795.6	764.5	754.3
Net thermal efficiency	%	51.94	52.30	52.84	52.47	52.30	52.23
Heat input	MWth	748	746	776	758	731	722
Fuel LHV	kJ/kg	46938	46938	46938	46938	46938	46938
Fuel input	kg/s	15.95	15.90	16.53	16.15	15.57	15.39



S-EGR parallel: Recirculation ratio 70%, post-combustion capture efficiency 96%, selective CO₂ transfer eff. 97%.
 S-EGR series 95/32: post-combustion capture efficiency 58%, and selective CO₂ transfer efficiency 85%.
 S-EGR series 90/48: post-combustion capture efficiency 48%, and selective CO₂ transfer efficiency 90%.
 S-EGR series 85/58: post-combustion capture efficiency 31%, and selective CO₂ transfer efficiency 95%.

Figura 54 Variación de potencia y eficiencia térmica en las distintas configuraciones CCGT⁵⁹

La S-EGR operada tanto en paralelo como en serie con el proceso PCC aumenta significativamente la concentración de CO₂ en el gas de escape de una central eléctrica de CCGT, con apenas reducción en los niveles de oxígeno en la combustión a aproximadamente 19 vol. % a partir del 21% en volumen en el aire ambiente.

- Se puede alcanzar una concentración de CO₂ de 14% en volumen en la entrada de la unidad PCC con SEGR en paralelo funcionando a una relación de recirculación del 70% con 96% de eficiencia de PCC y 97% de eficiencia de transferencia de CO₂ selectiva.

- Se puede lograr una concentración de CO₂ de 13% en volumen en la entrada de la unidad PCC con SEGR en serie que funciona con 95% de eficiencia de transferencia de CO₂ selectiva y 31% de eficiencia PCC.

Para ambas configuraciones, S-EGR en paralelo y S-EGR en serie, la potencia de salida de la turbina de gas podría aumentar unos 15 MW, lo que supone un 5% de la potencia de salida neta de la turbina de gas, como resultado de la mayor densidad de CO₂. A pesar de ello, se produce un aumento marginal en la potencia de salida de la turbina de gas con S-EGR en paralelo, o incluso en una reducción de la potencia de salida con S - EGR en serie (Figura 54), debido al aumento de temperatura a través del sistema de transferencia selectiva de CO₂, principalmente debido a la transferencia de calor sensible del gas de combustión al aire.

La variación de las propiedades térmicas y físicas del fluido de trabajo en la turbina de gas son despreciables. A pesar de ello, hay que tener en cuenta la menor proporción de calores específicos a altas concentraciones de CO₂, que resulta en una temperatura de salida del compresor más baja y una temperatura de escape de la turbina de gas más alta. El incremento de calor en el gas de combustión se utiliza en el ciclo de fondo para aumentar la producción de vapor de alta presión. Por este motivo, la potencia de salida de la turbina de vapor aumenta en aproximadamente 34 MW y 30 MW, y la potencia de salida neta de ciclo combinado aumenta en aproximadamente 42 MW y 18 MW, con las configuraciones S-EGR en paralelo y la S-EGR en serie descritas anteriormente, respectivamente.⁵⁹

Esto equivale a un 5.2% y 2.3% de la potencia neta de ciclo combinado en cada configuración. Se ha tenido en cuenta para la evaluación de la producción energética del ciclo la penalización de energía debida a la extracción de vapor para el proceso de lavado MEA, el consumo de energía auxiliar en la planta de energía y en la planta de captura y el consumo de energía para la compresión de CO₂.

4.3 Ciclos combinados de oxidcombustión

Las bases de la oxidcombustión ya se han tratado en este trabajo, en este apartado se revisarán algunas de las tecnologías de dicha oxidcombustión aplicadas a ciclos combinados como una forma de implementar la captura de CO₂ en ciclos combinados. Si bien algunos autores destacan principalmente las implementaciones del ciclo combinado de oxidcombustión semicerrado (SCOC-CC) y el ciclo Graz⁹¹, existen otras técnicas que también se verán en los siguientes apartados.

Todos estos ciclos de oxidcombustión pueden clasificarse atendiendo a tres categorías de características tecnológicas.⁹²

En la primera categoría se clasifica según la separación de oxígeno, dependiendo de si la separación se realiza en un elemento externo o si se realiza dentro del ciclo.

En la segunda categoría se clasifica dependiendo del tipo del ciclo principal, Rankine o Brayton. La principal diferencia en este aspecto es que en el ciclo Brayton el fluido de trabajo está siempre en estado gaseoso durante la expansión, compresión, enfriado y adición de calor, mientras que en el caso del ciclo Rankine el fluido de trabajo cambia de estado gaseoso en la expansión a estado líquido en la compresión en un ciclo cerrado. Lo más común es que se emplee agua en el ciclo Rankine como fluido de trabajo. Este ciclo se usa en plantas de combustión de carbon mientras que el ciclo Brayton se usa en ciclos de turbinas de gas convencionales. En la oxidcombustión se utilizan el ciclo de Brayton puro, el ciclo de Rankine puro y una mezcla de ambos.

En la tercera y última categoría se clasifican los ciclos de oxidcombustión según la composición del gas de combustión que se recircula. Este gas se recircula para el control de la temperatura de combustión y el enfriamiento de la turbina en los ciclos de turbina de gas. El producto recirculado puede ser agua pura, CO₂ puro o una mezcla de ambos.

A continuación se muestra una gráfica de dicha clasificación (Figura 55).

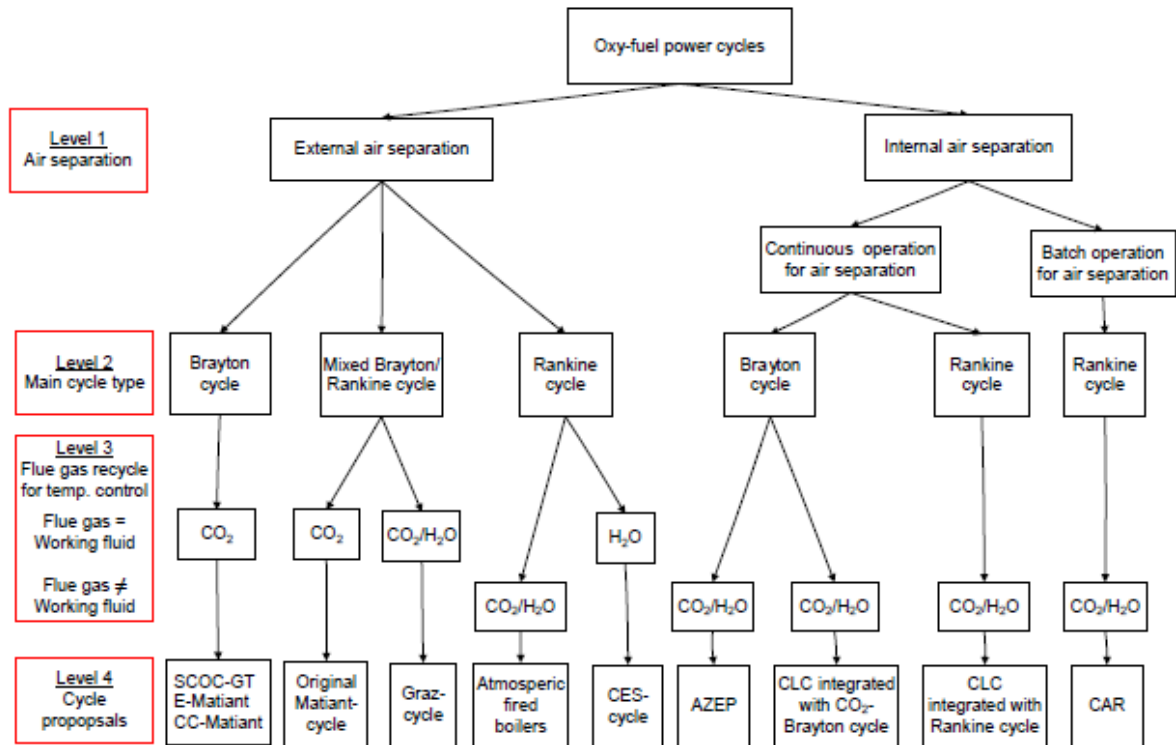


Figura 55 Clasificación de ciclos de oxicomustión⁹²

4.3.1 SCOC-CC

En 1992 Bolland y Saether, cuando comparaban nuevos conceptos de la recuperación de CO₂ de plantas de gas natural introdujeron el concepto de SCOC-CC (Ciclo combinado de oxicomustión semicerrado).

El diseño de un SCOC-CC es parecido al de un ciclo combinado clásico (Figura 56). En esta nueva configuración el combustible se quema con el oxígeno producido en la ASU (unidad de separación de aire) y el O₂ se comprime a la presión de trabajo en la cámara de combustión gracias a un compresor con enfriamiento intermedio. El combustible, gas natural, se quema en un ratio estequiométrico, y por ello apenas hay exceso de O₂, lo cual minimiza la demanda energética de la ASU. El gas de combustión que sale de la cámara de gas, a unos 1450 °C, es sobre todo CO₂ con un pequeño porcentaje de H₂O. Este gas caliente se expande en la turbina a unos 618 °C y algo más de 1 bar. El compresor aumenta la presión hasta 57,9 bar, la salida del mismo está a 474 °C.

El gas de combustion sale de la HRSG (caldera de recuperación de calor) a unos 65 °C, y pasa a un condensador donde se condensa el H₂O. También se enfría el gas de combustión, con un 90% de CO₂. Parte de este CO₂ se recircula y parte se comprime y transporta para almacenarlo.⁹³

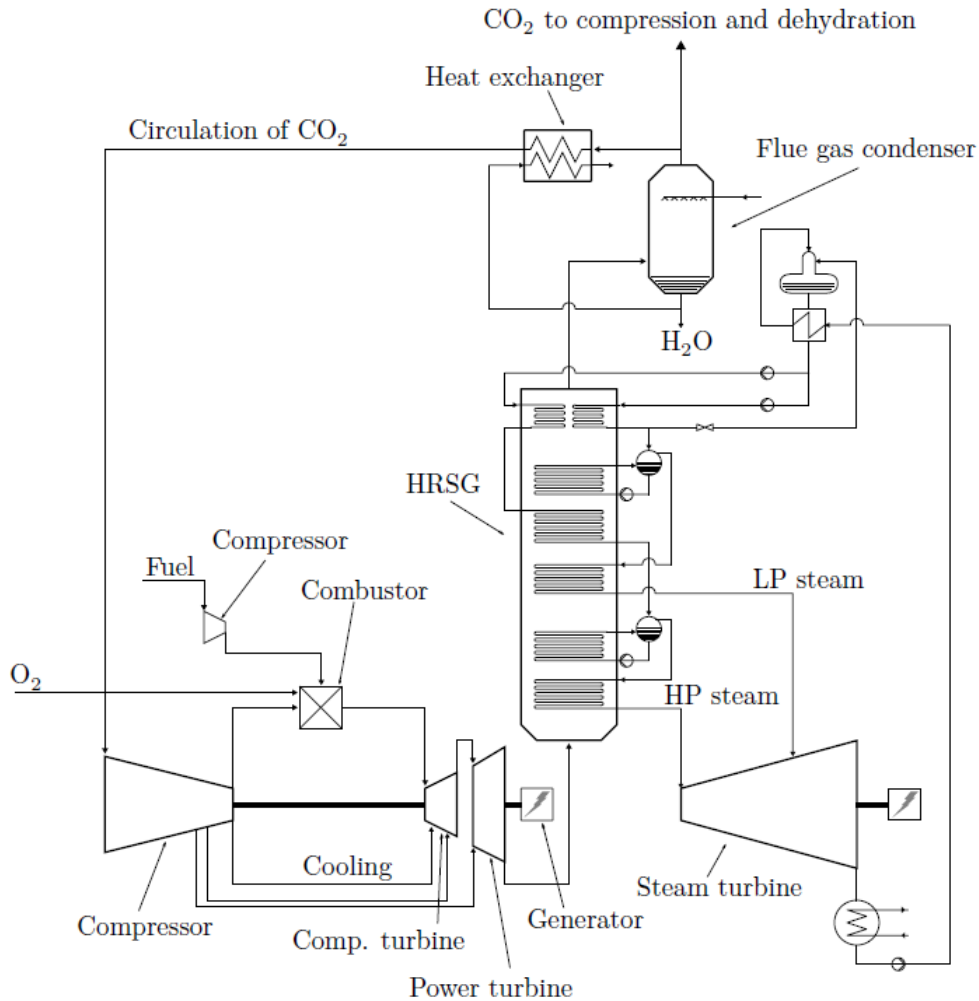


Figura 56 Esquema de SCOC-CC⁹¹

4.3.2 Ciclo Graz

El ciclo Graz⁹² fue desarrollado por Jericha en 1985. A partir de entonces se ha estudiado ampliamente prestando especial atención a análisis de ciclo y diseño de turbomaquinaria, así como a varias modificaciones, por lo que también se le conoce como ciclo S-Graz.

En este ciclo hay dos corrientes recirculadas. Por un lado está el vapor que se calienta en la HRSG y se expande en la turbina de alta presión. Por otro lado está el gas de combustión después de la HRSG que se comprime antes de entrar en la cámara de combustión. Por ello, este ciclo se clasifica como una mezcla de un ciclo Brayton a alta temperatura y un ciclo Rankine a baja temperatura. A continuación se puede observar un diagrama de proceso del ciclo S-Graz (Figura 57).

La cámara de combustión se alimenta de combustible y oxígeno cerca de condiciones estequiométricas, operando a 40 bar. Las corrientes recirculadas de vapor y gases de combustión se usan para enfriar los quemadores.

El gas que sale de la cámara de combustión lo hace a 1400°C y es mayormente agua (74% vapor, 25,3% CO₂). En la HTT (turbina de alta temperatura) el fluido se expande hasta casi presión ambiente y 580°C. El vapor de la HPT (turbina de alta presión) se emplea para enfriar la turbina.

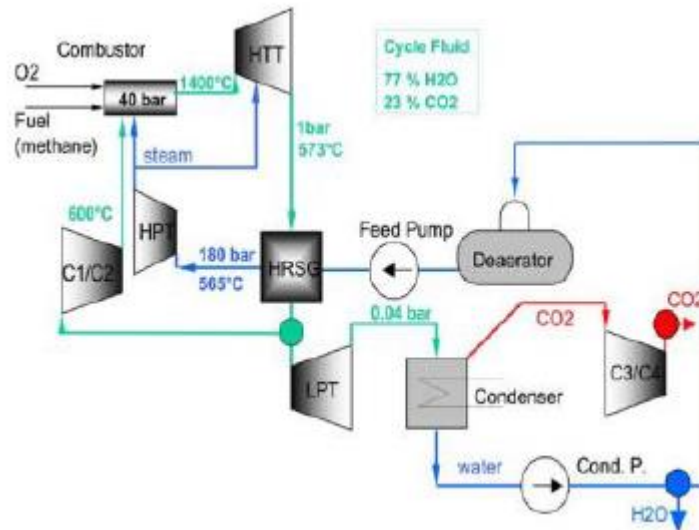


Figura 57 Diagrama de proceso de ciclo S-Graz⁹²

En la HRSG el gas de combustión se enfría y parte de la corriente se expande hasta 0,043 bar (que es el valor de presión óptimo de condensación a 18°C). El CO₂ con una concentración del 94% en volumen en la corriente se comprime para la captura tras su separación del agua en el condensador. El agua se comprime en hasta 180 bar y se precalienta, vaporiza y sobrecalienta en la HRSG. Tras su expansión el agua calentada se usa para enfriar la turbina y otra parte se lleva a la cámara de combustión. El gas de combustión que no se envía al condensador se comprime hasta un máximo de 600°C antes de entrar a la cámara de combustión.

Las eficiencias netas obtenidas para una planta energética con este ciclo son de algo más del 50%. Esto es una buena eficiencia para una planta de producción energética con captura de carbono.

4.3.3 Proceso de oxidación de carbón moderada por vapor (SMOC)

La principal característica de esta tecnología es su sencillez. Está basada en el uso de vapor para moderar la llama, lo que elimina la necesidad de recircular el gas de combustión. La ASU concentra el oxígeno hasta valores muy altos, entre 95 y 99,99%. Una mezcla de oxígeno puro y vapor precalentado a 120°C se introduce en la caldera de carbón pulverizado (PC). El gas de combustión es casi todo agua, y sus otros componentes son CO₂, exceso de O₂, N₂ e impurezas. Este gas se enfría en una HRSG para generar electricidad en el ciclo de vapor. El gas de combustión se limpia en un precipitador electrostático y el agua condensada se emplea en la caldera. Finalmente se comprime el gas de combustión, cuyo componente mayoritario es CO₂. A continuación se da un diagrama de proceso en la Figura 58.

Para el proceso SMOC la composición de CO₂ en el gas de combustión final se encuentra entre un 80% y un 88% para un 98% de O₂, dependiendo de la temperatura empleada. Una planta SMOC tiene una eficiencia bruta de 44,04% y una eficiencia neta de 29,57%, valores no muy altos.

Si comparamos una planta SMOC y una planta de combustión de aire sin captura de CO₂, la eficiencia bruta es un 3,7% más alta en la planta SMOC pero la eficiencia neta es un 8,1% más baja. Esta reducción indeseada de eficiencia se debe a la ASU y la compresión de CO₂.

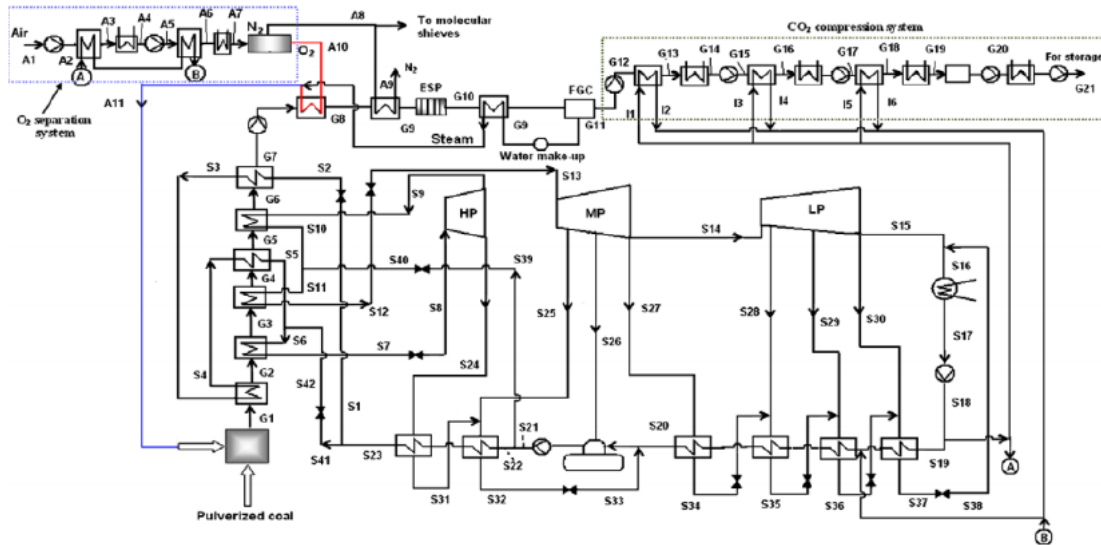


Figura 58 Diagrama de proceso SMOC⁹²

4.3.4 Ciclo de potencia de oxidación a presión

Existen estudios que indican que la oxidación a alta temperatura puede incrementar el ratio de combustión del carbón y el ratio de los valores de calentamiento. La tecnología de ciclo de potencia de oxidación a presión se basa en dichos estudios.

Lechada de carbón acuoso, vapor, oxígeno y gas de combustión recirculado entran a la cámara de combustión presurizada, la cual aumenta la temperatura, entre 1400-1600°C, a altas presiones. El gas de combustión que sale de la cámara de combustión se mezcla con el gas de combustión exhaust recirculado de la HRSG para enfriar el gas a la entrada de la HRSG. Se emplea la corriente de agua condensada para enfriar el gas de combustión, el cual después se purifica y comprime. En el ciclo de vapor el vapor condensado, antes de entrar al desaireador, se calienta en el condensador ácido y en la cámara de combustión. El vapor que alimenta la cámara de combustión se toma de la turbina de alta presión para atomizar partículas lechosas. La Figura 59 muestra el diagrama del proceso.

Este ciclo tiene una eficiencia bruta del 48,2% y una eficiencia neta del 34,9%. Si se compara con uno similar a presión atmosférica la eficiencia neta mejora en un 3,4%.⁹²

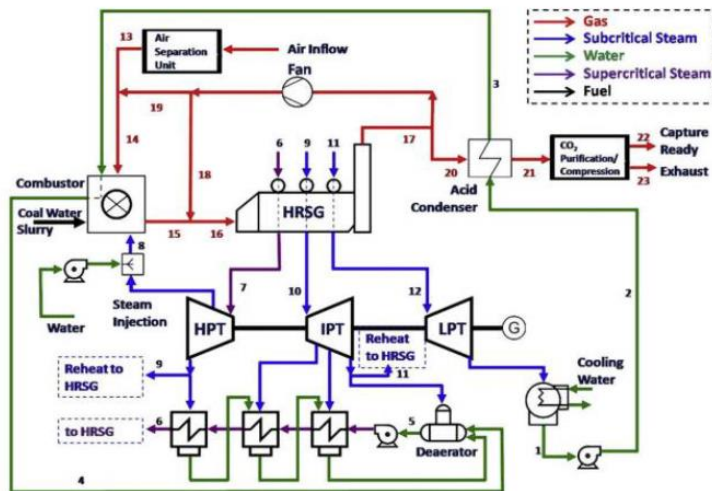


Figura 59 Diagrama de proceso de oxidación a presión⁹²

4.3.5 Ciclo de agua o CES

Junto a los ciclos MATIANT, SCOC-CC y S-Graz este ciclo es uno de los más representativos. Atendiendo a su clasificación, se incluye como ciclo de potencia Rankine. El fluido de trabajo, agua en un 90%, se comprime en fase líquida y expande en fase gaseosa para generar energía. Como se aprecia en la Figura 60, el ciclo trabaja con dos cámaras de combustión a diferentes presiones. La primera se alimenta con el combustible, oxígeno y agua recirculada, se encuentra a 100 bar y 800-900 °C. El gas exhausto se expande en una turbina de gas para producir trabajo. La segunda se alimenta con gas de combustión, combustible y oxígeno, opera a 1400-1500 °C y la presión viene determinada por el ratio de presión de la turbina de vapor. En esta cámara de gas se recalienta el gas de combustión para optimizar el proceso. El gas de combustión final se expande en una turbina de gas produciendo energía.

Antes de que se condense el agua del gas de combustión, esta se enfría en un recuperador con el agua recirculada. La corriente de CO₂ se comprime con refrigeración intermedia a la presión de transporte.

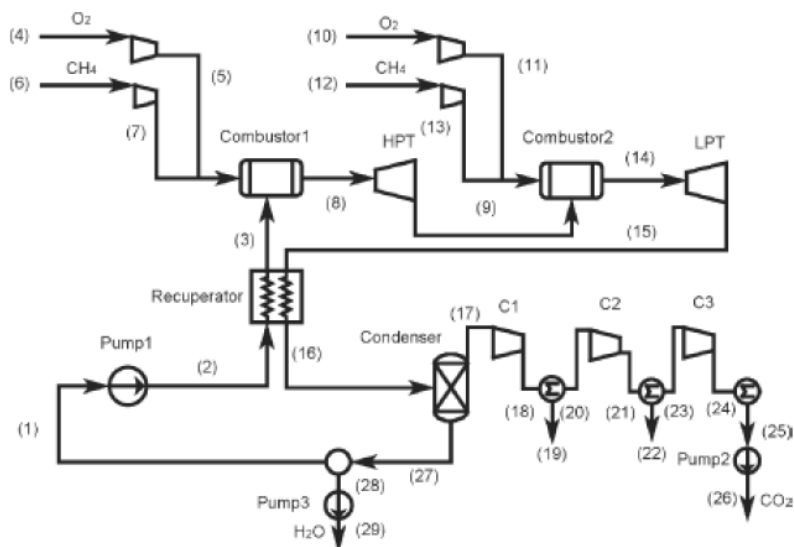


Figura 60 Diagrama de proceso CES⁹²

Los resultados de eficiencia son bastante dispares dependiendo de la simulación. La eficiencia neta varía de un 39,5% a un 56%. Si se compara con otros ciclos, los ciclos CES tienen una eficiencia similar a los CC-MATIANT y una disminución de un 11% en comparación con el ciclo Graz.

4.3.6 STHS (Sistema de generación de energía con turbina híbrida solar térmica-H2O)

El sistema STHS combina fuentes de energía renovables y convencionales para disminuir las emisiones de CO₂. Es un ciclo de generación energética casi cerrado gas-turbina. La Figura 61 muestra un ciclo STHS.

Se emplea un colector solar para producir vapor saturado, que es el fluido de trabajo. Al emplearse como fluido de trabajo vapor saturado se elimina la compresión ineficiente que existiría con un fluido de trabajo gaseoso. El combustible se quema con O₂ y vapor. Gracias a esto, casi todo el gas exhausto de la turbina se condensa. La presión a la salida de la turbina es mucho más baja que la atmosférica. Se enfría el gas de combustión en un regenerador con vapor saturado y con calor residual de la caldera. El H₂O se condensa y el CO₂ se comprime hasta alcanzar la fase líquida. El agua condensada se recircula al colector intercambiador de calor con el objetivo de ser evaporada.

La eficiencia térmica de este sistema se basa en el combustible consumido, y es de un 63,7%, que es un 46% mayor que una planta energética convencional.

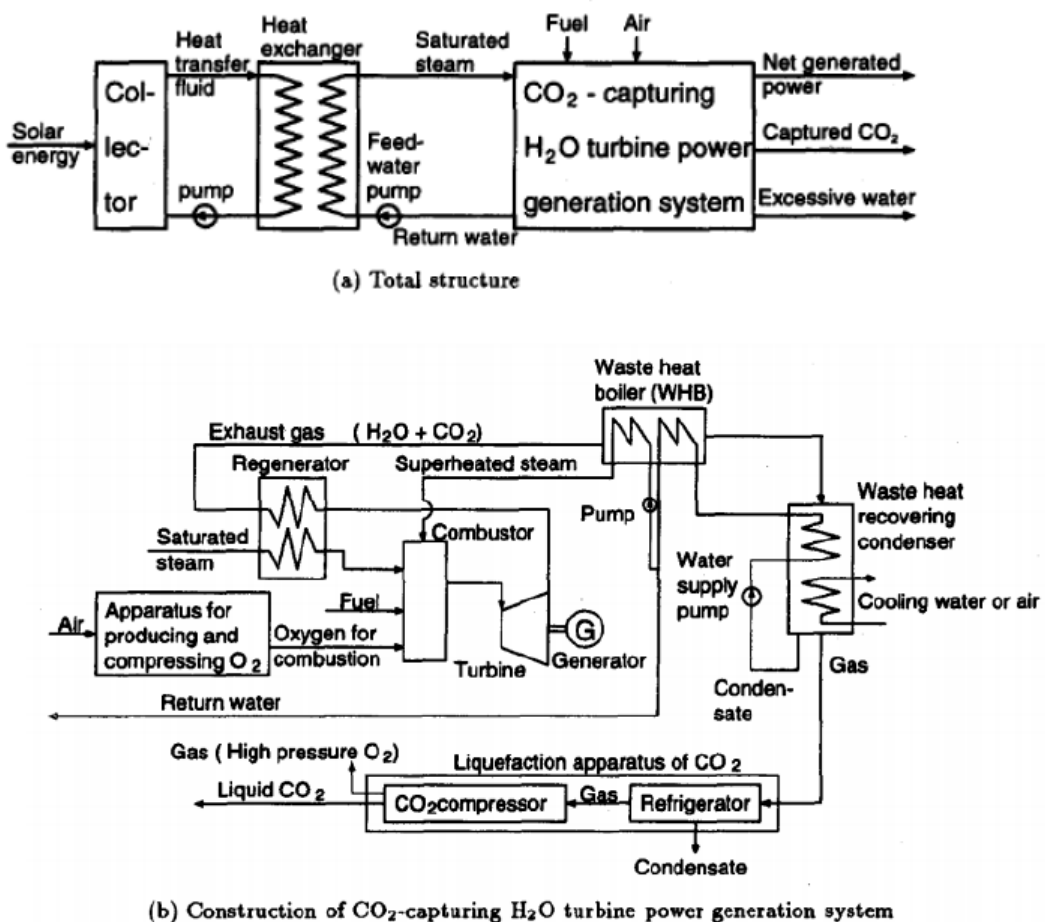


Figura 61 Construcción de un sistema de generación de potencia con turbina de H₂O y captura de CO₂⁹³

4.3.7 Ciclo MATIANT

Mathieu introdujo este ciclo como una solución al ciclo avanzado de energía de turbina recuperadora de emisiones preventivas de CO₂. Este nuevo ciclo evita la condensación de CO₂ ya que se comprime el flujo de CO₂ justo después de la salida de la torre de enfriamiento. Poco a poco han surgido tres variaciones de este mismo proceso, los ciclos E-MATIANT, CC-MATIANT e IGCC-MATIANT.

Estos ciclos tienen en común que emplean como fluido de trabajo el gas de combustión y el CO₂, el oxidante es oxígeno casi puro y el nitrógeno del aire ha sido sustituido por la corriente de CO₂ para controlar la temperatura de llama. Los productos de combustión son en su mayoría H₂O y CO₂.

4.3.7.1 E-MATIANT

Este ciclo presenta similitudes con un ciclo regenerativo EricssonTM, ampliamente empleado comercialmente, con dos procesos casi isotérmicos (compresión con enfriadores intermedios y expansión con un recalentador) y dos procesos casi isobáricos (el regenerador, las dos cámaras de combustión). La Figura 62 muestra un diagrama del ciclo E-MATIANT.

El ciclo funciona de la siguiente forma: En el punto uno el gas de combustión frío se ha condensado y el agua líquida ha sido eliminada. Entonces se comprime con enfriamiento intermedio superior a 73 bar y 30°C (condiciones supercríticas) la corriente de CO₂ producida. En el punto dos el CO₂ producido (la parte que no se recicla) se elimina para su captura.

En el punto tres se calienta en el recuperador de calor el CO₂ recirculado hasta unos 700°C. Después se mezcla con la corriente de oxígeno y entra en la cámara de combustión con el combustible comprimido. En la cámara de combustión las condiciones se fijan a 60 bar y la temperatura se controla con la corriente de CO₂ para que la TIT sea de 1300°C. En el punto cuatro el gas de combustión se expande en una turbina de alta presión; la presión varía entre 12 y 36 bar, la óptima para el recalentamiento. En el punto cinco el gas de combustión limpio se expande de nuevo en una turbina de baja presión hasta 1 bar. En el punto seis la corriente se enfría en el regenerador con la corriente de CO₂ recirculado. Finalmente se enfría de nuevo hasta condiciones ambiente para separar el agua del CO₂ por condensación. En la Figura 63 se da un diagrama T-S para el ciclo E-MATIANT.

La eficiencia de este ciclo varía de acuerdo a la presión de recalentamiento, para una presión de 36 bar la eficiencia es de un 46,5 %.

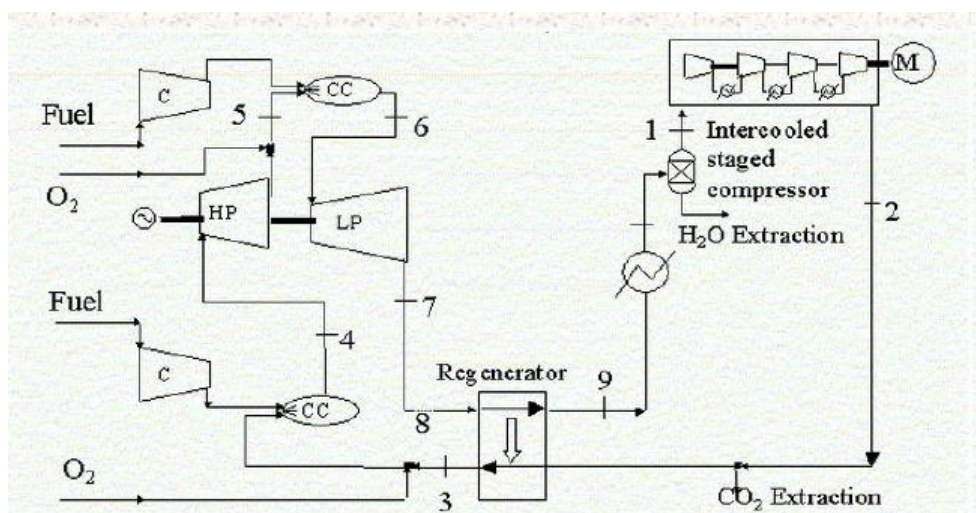


Figura 62 Diagrama de proceso de un ciclo E-MATIANT⁹²

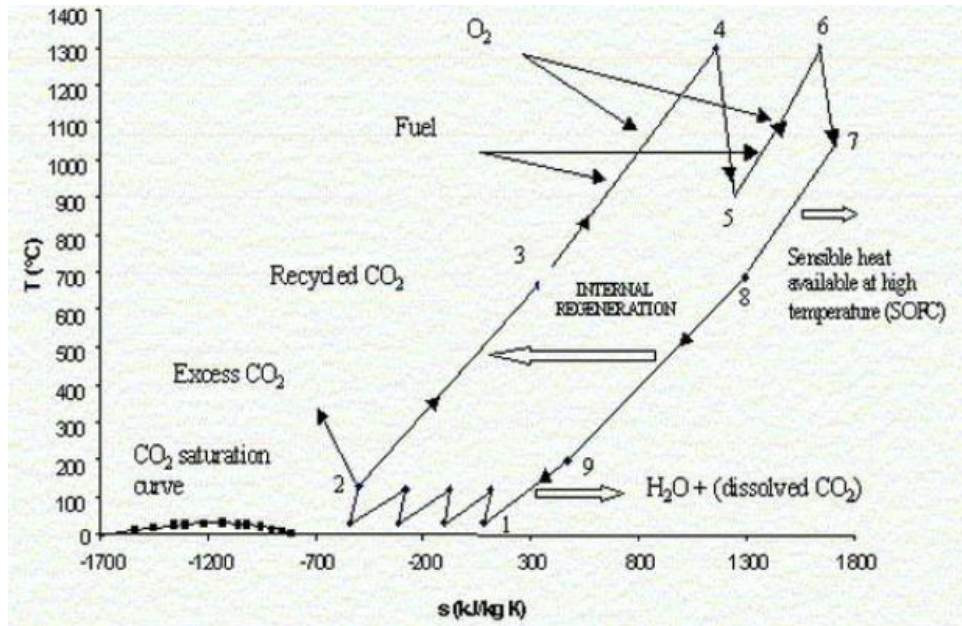


Figura 63 Diagrama T-S de un ciclo E-MATIANT⁹²

4.3.7.2 CC-MATIANT

Este ciclo presenta una mejora respecto al ciclo E-MATIANT, se incorpora un nuevo expansor para la corriente de CO₂. Con esto se consigue que la presión máxima aumente respecto al ciclo E-MATIANT, llegando a alcanzar los 300 bar. La Figura 64 muestra un diagrama del proceso.

Para explicar el funcionamiento del ciclo se parte desde la corriente de CO₂ a la salida del condensador, esta corriente se comprime en una cadena de compresores con enfriamiento intermedio hasta el estado supercrítico. Se procede a otra compresión en bombas hasta los 300 bar. Después de eliminar el CO₂ que se ha producido, la corriente recirculada se calienta en el recuperador y se expande en una turbina de alta presión con el objetivo de producir energía eléctrica. La presión de salida de la turbina es de unos 40 bar, la misma que la presión de trabajo de la primera cámara de combustión. La corriente de CO₂ se recalienta de nuevo en el recuperador, a 700 °C, antes de entrar a la cámara de combustión.

En la cámara de combustión entran la corriente de CO₂ y el combustible presurizado y el O₂ de la unidad de separación de aire. El oxígeno es premezclado con el combustible o con el CO₂. La turbina de presión intermedia tiene fijada la temperatura de entrada (TIT) en 1300 °C y su presión de salida es de 9 bar. La corriente de gas de combustión se recalienta en una segunda cámara de combustión hasta 1300 °C. Finalmente, el gas de combustión se expande en la turbina de baja presión hasta presión atmosférica. El gas de combustión se enfría en el recuperador antes de entrar en el condensador para separar el agua del CO₂. La Figura 65 muestra un diagrama T-S del ciclo.

La eficiencia de este ciclo ha sido ampliamente estudiada en varias investigaciones, estando los resultados medios de eficiencia en el rango 44,2-49%.⁹²

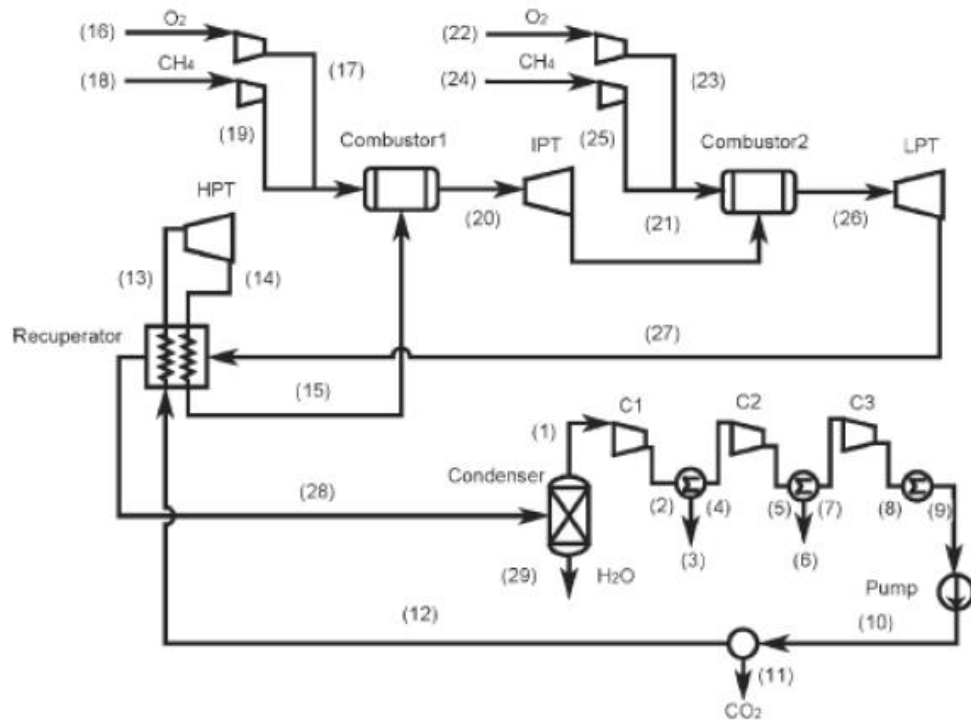


Figura 64 Diagrama de proceso de un ciclo CC-MATIANT⁹²

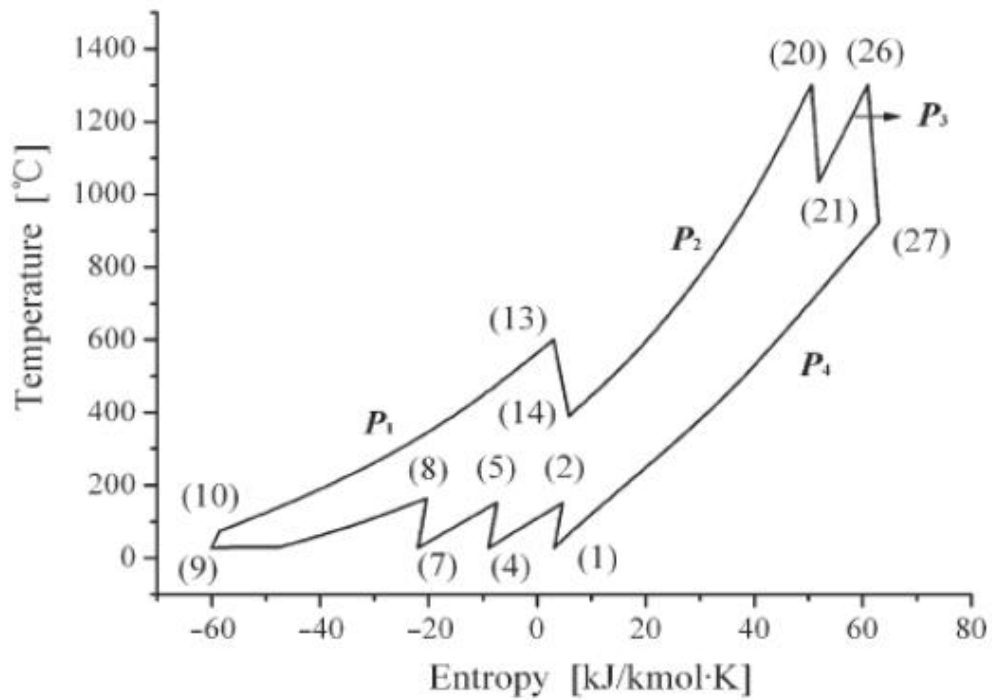


Figura 65 Diagrama T-S de un ciclo CC-MATIANT⁹²

4.3.7.3 IGCC-MATIANT

Este ciclo supone la adaptación de un ciclo MATIANT a una planta IGCC (gasificación integrada en un ciclo combinado). La planta tiene dos ciclos cerrados, un ciclo de gas y un ciclo de vapor. En la Figura 66 puede observarse la integración de ambos ciclos.

Inicialmente, el carbón se gasifica con oxígeno proveniente de la ASU. El gas de síntesis o syngas producido se enfría con vapor del ciclo de vapor. Es necesario limpiar el syngas antes de quemarlo en la cámara de combustión, a la cual se envía a presión de operación. En la primera cámara de combustión (CC1) se quema con oxígeno de la ASU y el CO₂ recirculado. La cámara de combustión trabaja a 120 bar y la temperatura de salida es de 1250 °C. El gas de combustión se expande hasta 700 °C en la corriente de salida. En la segunda cámara de combustión (CC2), el gas de combustión se recalienta hasta 1200 °C y se expande a 1 bar. Después se enfría en la caldera de recuperación de calor donde se produce el ciclo de vapor para generar electricidad. El agua del gas de combustión se condensa a temperatura ambiente y se elimina en el condensador. El CO₂ que no se recircula se elimina y comprime para su captura. Finalmente, el CO₂ recirculado se comprime a la presión de la primera cámara de combustión para utilizarlo allí.

Para este ciclo se ha obtenido una eficiencia del 44,8 % empleando un gasificador tipo Shell™.

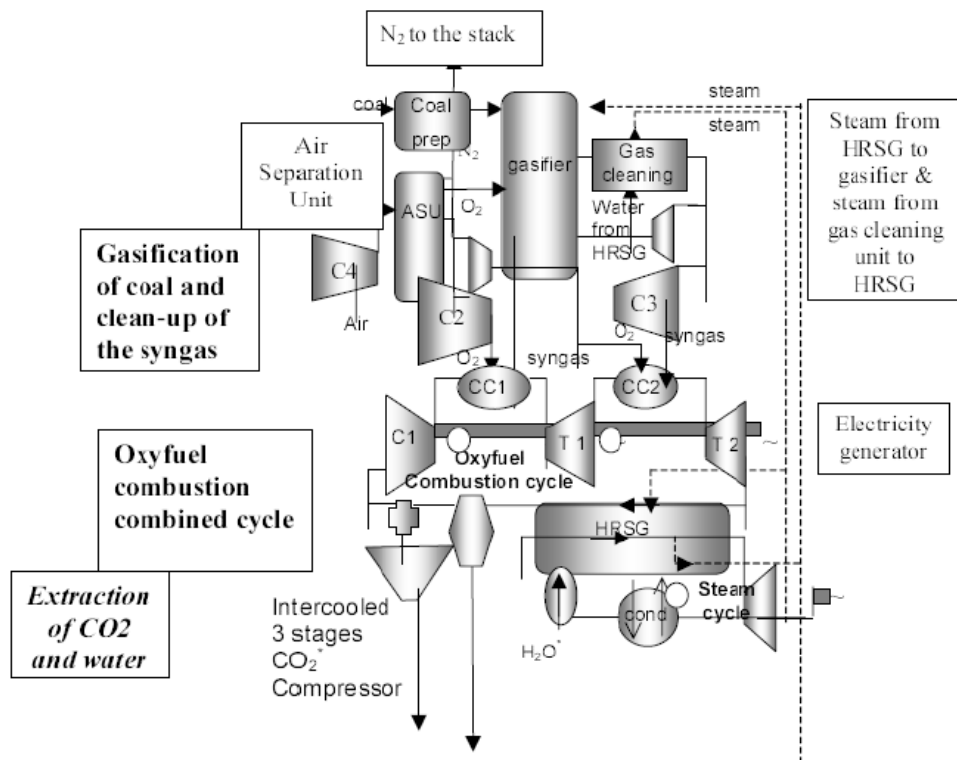


Figura 66 Diagrama de proceso de una planta IGCC-MATIANT⁹²

4.4 Nuevas aplicaciones para sistemas de adsorción en recirculación selectiva de gases exhaustos

En recientes estudios se han propuesto nuevas tecnologías para operar conjuntamente en una planta S-EGR. Estas tecnologías se basan principalmente en los estudios de Merkel y compañeros de trabajo, quienes apuestan por las membranas poliméricas selectivas de CO₂⁸⁷ y otro grupo más amplio de investigadores que creen que la mejor alternativa reside en las membranas de soporte solvente^{94 95 96}.

En dichos estudios se recoge un buen rendimiento de una membrana desarrollada específicamente a escala de laboratorio con un bajo consumo de energía, operando con una relación moderada de presión de alimentación a presión permeada, en comparación con la relación de presión que se requiere cuando se usan membranas para separar el CO₂ para captura y secuestro, normalmente superior a 4 bar⁹⁴. En estas aplicaciones S-EGR, el gas de combustión se comprime a 100 mbar para superar la caída de presión a través del sistema de membrana. Esto es debido a que en esta aplicación es aceptable conseguir una mayor permeabilidad de CO₂ a cambio de tener una menor selectividad de CO₂ / N₂. Por ese motivo es posible operar con una diferencia moderada entre la presión parcial de CO₂ en el gas de combustión y en el aire⁹⁷. A esto se debe que se consuma menos energía y el compresor sea más pequeño que los compresores utilizados en un sistema de membrana para la captura de CO₂⁸⁷. Este compresor se emplea principalmente para superar la caída de presión a través del sistema de membrana.

Cualquier tecnología basada en la diferencia de presión parcial de CO₂ entre los gases de combustión y las corrientes de aire ambiente como la fuerza impulsora para la transferencia selectiva de CO₂, y el uso de una corriente de aire como la corriente de barrido para la recirculación selectiva de CO₂ se puede utilizar potencialmente para aplicaciones S-EGR. Por lo tanto, existe una gran oportunidad de adaptar o desarrollar tecnologías nuevas o existentes para esta aplicación.

Otra alternativa propuesta a sistemas selectivos de membrana de CO₂ es la adsorción con materiales porosos selectivos de CO₂. La baja presión parcial de CO₂ en la corriente de combustión de las centrales eléctricas de gas natural también plantea dificultades para la captura de CO₂ con sistemas de adsorción. El amplio trabajo de investigación se ha centrado en los siguientes aspectos: mejorar los materiales sólidos al aumentar el área de superficie, mejorar la estructura de los poros y/o introducir modificaciones químicas en la superficie para aumentar la capacidad de trabajo y la selectividad de CO₂ sobre nitrógeno y oxígeno^{98 99}. Los materiales adsorbentes recientes presentan fuertes interacciones físicas o químicas con las moléculas de CO₂ y debido a esto la regeneración del material se realiza disminuyendo la presión (oscilación de presión de adsorción) o aumentando la temperatura (adsorción por oscilación de temperatura). Sin embargo, un aspecto vital para las aplicaciones de S-EGR es equilibrar la afinidad por el CO₂ y los requisitos energéticos para la regeneración¹⁰⁰.

La S-EGR implica que la regeneración del adsorbente se realiza con aire ambiente para que una corriente de aire enriquecida con CO₂ se recicle de nuevo al compresor de turbina de gas. La adsorción física aparece por tanto como una opción interesante, ya que el CO₂ se adhiere a la superficie adsorbente por medio de las fuerzas de van der Waals. Esta interacción débil requiere poca energía para la regeneración, al contrario que la quimisorción que implica nuevos enlaces covalentes formados entre el sorbato y los sorbentes. A pesar de que una interacción débil adsorbente-adsorbato es perjudicial para la selectividad CO₂ / N₂^{101 102}, la diferencia en la presión parcial de nitrógeno entre un gas de combustión y una corriente de aire es pequeña y se espera una baja tasa de transferencia de nitrógeno en las aplicaciones S-EGR.

La selección del material normalmente precede al diseño del proceso, en el apartado siguiente se tratarán los materiales usados.

4.4.1 Adsorbentes para la captura de CO₂ de gases de combustión exhaustos CCGT

En numerosos estudios se ha tratado sobre los mejores materiales adsorbentes para la captura de CO₂ de corrientes de gas diluido. Tras llevar a cabo un trabajo de revisión,^{99 100 103 104} se han propuesto varios tipos de materiales, siendo tres los más importantes. Éstos adsorbentes físicos disponibles comercialmente se analizan para transferencia selectiva de CO₂. En la Tabla 10 se incluye una comparación de tres clases de materiales adsorbentes: zeolitas, estructuras metal-orgánicas (MOF) y carbón activado. Debido a su disponibilidad comercial y su coste, se seleccionan la zeolita y el carbón activado.

Debido a razones como su amplia disponibilidad y bajo coste¹⁰⁰, los materiales a base de carbono, como el carbón activo, se han investigado exhaustivamente para la captura de CO₂. Como ventajas presenta su alta estabilidad térmica y su baja sensibilidad a la humedad, debido a su naturaleza hidrófoba o no polar.^{105 106} El carbón activo presenta una selectividad media para el CO₂ / N₂, pero una baja capacidad de adsorción para el CO₂ a bajas presiones, normalmente menos de 0.5 mol / kg a 0.1 bar y 40 °C.⁹⁹ Esto se debe a un potencial eléctrico uniforme en la superficie, que también resulta en una menor entalpía de adsorción para el CO₂. Gracias a su gran área de superficie presenta una gran capacidad de adsorción a altas presiones. Una ventaja para la S-EGR es que, debido al bajo calor de adsorción del CO₂, el carbón activado generalmente requiere una temperatura de regeneración más baja, en comparación con las zeolitas o MOFs.

Si se introducen modificaciones superficiales o cargas localizadas, es decir, cationes en zeolitas o lugares abiertos de metal en estructuras metal-orgánicas, se puede aumentar la selectividad para el CO₂ y la cantidad absoluta de CO₂ adsorbido puede llegar a alcanzar valores de 2 mol / kg a 0.1 bar y 40 °C. El principal inconveniente de este adsorbente es que las zeolitas y los MOF son adsorbentes hidrófilos y su capacidad de adsorción real se reduce significativamente en presencia de humedad en el gas. En adsorbentes polares, la adsorción de agua es mucho más fuerte y puede desplazar el CO₂ adsorbido.

Las zeolitas, como ya se ha explicado en este trabajo, son aluminosilicatos microporosos cristalinos con una alta superficie específica interna y un gran volumen poroso. Algunas zeolitas sintéticas, como las 5A (CaA) y 13X (NaX) se han investigado ampliamente para la captura de CO₂. Presentan una capacidad moderada para la adsorción de CO₂, pero también tienen una baja selectividad de CO₂. La capacidad de adsorción varía con factores como composición y estructura, que puede modificarse cambiando la proporción de sílice a alúmina (SiO₂ / Al₂O₃) y por la presencia de cationes. La alúmina le da a la estructura carga negativa la cual se equilibra con cationes como el Na⁺. Las zeolitas con una alta relación de Si a Al del orden de 7 a 10 son más hidrófobas, pero tienen peor capacidad de adsorción de CO₂ en comparación con las zeolitas con una relación de Si a Al más baja, típicamente 1.3 para la zeolita X.¹⁰⁵

En investigaciones recientes, se ha propuesto a las estructuras metálicas y orgánicas (MOF) para la adsorción, debido a su gran área de superficie y tamaño de poros, lo que resulta en una capacidad de adsorción bastante alta y buenas propiedades de difusión, si se compara con las zeolitas y los materiales basados en carbono. También presentan propiedades ajustables de tamaño de poro, estructura y superficie, que pueden modificarse cambiando el grupo metálico o el ligando orgánico. La principal desventaja de los MOFs es que son inestables en presencia de humedad.¹⁰⁰

En laboratorios se están sintetizando y caracterizando nuevos materiales adsorbentes constantemente, diseñados específicamente para la captura de CO₂ de gases de combustión en centrales eléctricas de gas natural, como parte del proyecto EPSRC "Separación de gases innovadores para la captura de carbono". Esto es un consorcio de investigación del Reino Unido que tiene como objetivo desarrollar nuevos materiales para absorción, adsorción y separación de membrana.^{98 107}

También se están llevando a cabo investigaciones sobre materiales adsorbentes estables en condiciones de humedad, junto con opciones para eliminar el agua del gas de combustión antes de entrar en contacto con adsorbentes hidrófilos como:

- La introducción en la columna de absorción de una sección de "protección contra el agua", la cual está hecha de un material adecuado que se puede regenerar fácilmente, como alúmina o gel de sílice, para evitar que el frente de agua se mueva hacia la sección de adsorción de CO₂ de la zeolita.¹⁰⁵
- Nuevos equipos en el proceso, como la adición del sistema de deshidratación de gases de combustión al proceso. Esto es en un enfriador de contacto directo más una unidad de operación que consiste en refrigeración, compresión y enfriamiento, separación de membranas o absorción de TEG (trietilenglicol).¹⁰⁸ El contenido de agua en los gases de combustión se puede reducir a 0.1% vol desde las condiciones de saturación en el refrigerador de contacto directo. Por desgracia, este equipo adicional introduce más costes de operación y de capital, por lo tanto, se requiere un análisis económico más detallado.

Tabla 10. Comparación de absorbentes físicos para la captura de CO₂ ¹⁰⁰

Material/ Specifications	Zeolites	Carbon-based materials	MOFs
<i>Major application</i>	H ₂ production	High pressure CO ₂ adsorption flue gas	CO ₂ separation
<i>Capacity</i>	Moderate	Lower than Zeolites at low pressure and gets higher at high pressures	High
<i>CO₂/N₂ selectivity</i>	Low	Moderate	High
<i>Energy for regeneration</i>	Significant	Lower temperature for regeneration compared to zeolites. Better energy efficiency compared to metal oxide	Limited by low temperatures for regeneration, but still low economic efficiency
<i>Stability under moisture conditions</i>	Reduced capacity	No decreased capacity under moist conditions	Mainly unstable: improvement under research.
<i>Cost</i>	Low production cost	Reasonable cost	Expensive
<i>Advantages</i>	- Large micropores/ mesopores - Medium CO ₂ adsorption at ambient conditions	- High thermal and chemical stabilities - Light weight with high surface areas as well as large pore volumes - Low energy consumption	- Possibility of tuning the pore size - Large surface area
<i>Disadvantages</i>	- Adsorb water, so CO ₂ adsorption is reduced at presence of moisture - High energy for regeneration	- Low CO ₂ adsorption capacity compared to some types of Zeolites and MOFs	- Synthesis is tedious and complicated - Low economy efficiency - Need further investigation at large scale applications

4.4.2 Adsorción en sistemas rotatorios

Normalmente en la industria se emplean columnas de lecho compacto o columnas de lecho fluidizado circulante en los procesos de separación por adsorción. Para el caso de la adsorción por oscilación de presión / vacío (PSA / VSA), la elección de lechos compactos es la más adecuada^{101 102 109}. En el caso de la adsorción por oscilación térmica (TSA) se puede realizar en cualquier lecho compacto¹¹⁰ o configuraciones de lecho fluidizado circulante.¹¹¹

La adsorción rotatoria se ha utilizado en sistemas de deshumidificación de aire^{112 113} y sistemas de reducción de compuestos orgánicos volátiles (VOC)¹¹⁴. En este tipo de adsorción, los adsorbentes estructurados se utilizan en forma de hojas adsorbentes o monolitos. La regeneración del material sólido se consigue aumentando la temperatura. El adsorbente monolítico presenta ventajas prácticas sobre las columnas de adsorbente empacado tradicionales para aplicaciones debido a su baja presión, esto tiene un gran impacto económico.^{115 116}

La adsorción por oscilación térmica en una configuración de rueda giratoria para la captura de CO₂ se ha descrito en varias patentes desarrolladas por InvenTys¹¹⁷ y se ha investigado en el proyecto “Tecnología CCS de la próxima generación” (NGCT2 2016) con un enfoque experimental y de modelado. Este proyecto, realizado por un consorcio de tres empresas de ingeniería, InvenTys Thermal Technologies, Howden Group y Doosan Power Systems, se basa en el uso de la tecnología patentada Veloxotherm™ de InvenTys (Inventys 2016) (Figura 67)⁵⁹. En la Figura 68 se ilustra un diagrama del proceso de separación de CO₂. En esta aplicación, la configuración de la rueda giratoria ofrece ventajas como una respuesta rápida a la oscilación térmica y el hecho de que se puede utilizar una corriente caliente de vapor y / o aire para la regeneración del

adsorbente.¹¹⁷ El proceso de adsorción rotativa para la captura de CO₂ también se ha investigado y probado en un prototipo a escala de laboratorio en el proyecto EPSRC "Materiales y procesos de adsorción para la captura de carbono de centrales eléctricas de gas" (AMPGas 2012) en la Universidad de Edimburgo. Los objetivos de este proyecto son desarrollar nuevos adsorbentes capaces de capturar CO₂ del gas de combustión diluido en centrales eléctricas de gas natural, así como optimizar la rápida regeneración de oscilación térmica empleando adsorbentes de rueda giratoria.¹⁰⁷

De cara a su implementación industrial, se han dimensionado y operado equipos con ruedas giratorias en aplicaciones de intercambio de calor para grandes volúmenes de gases de combustión generados típicamente en plantas de energía térmica, por ejemplo intercambiadores de calor de gas / gas rotativos regenerativos que se suelen utilizar en centrales eléctricas de carbón. Esto indica que es posible ampliar e implementar esta tecnología, al menos desde una perspectiva estructural.

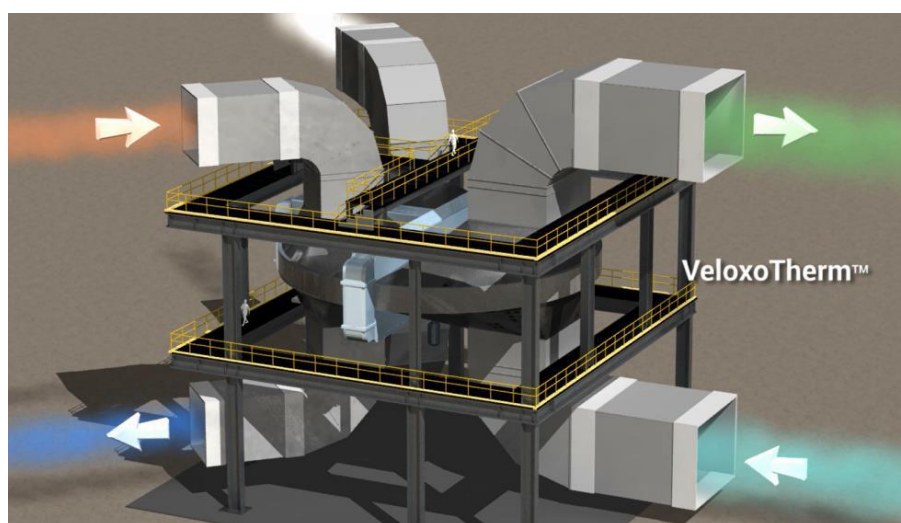


Figura 67 Proceso VeloxoTherm™ (InvenTys 2016)

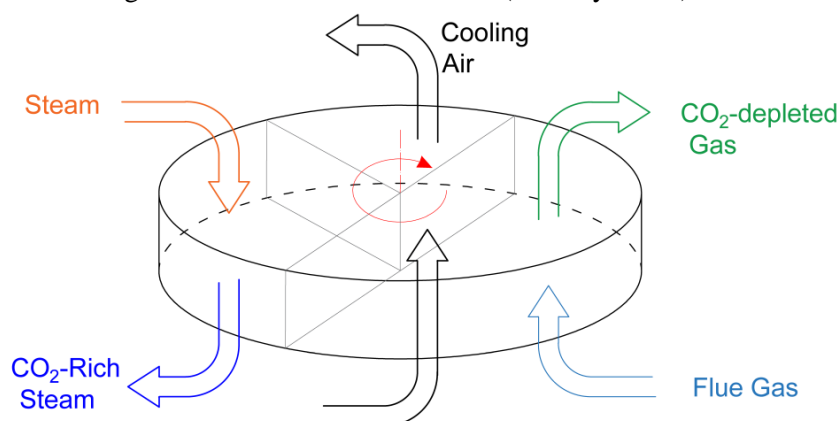


Figura 68 Diagrama del proceso de separación de CO₂⁵⁹

Los sistemas rotativos constituyen una estructura simple para realizar el ciclo de adsorción / desorción y ofrecen las ventajas de una transferencia de calor bastante rápida y poder enfriar el material mientras se regenera con aire ambiente. Además, los adsorbentes de estructura presentan una caída de presión baja y la simplicidad del proceso puede reducir los costes de capital, en comparación con los sistemas convencionales.¹¹⁷ Para realizar esta estimación, la doctora Herraiz en su tesis desarrolla un diseño conceptual para evaluar la viabilidad del uso de la adsorción rotatoria para la aplicación novedosa de la transferencia selectiva de CO₂. Esto es de vital importancia, ya que establece los fundamentos para seguir evaluando las ventajas de S-EGR para reducir el consumo de energía y / o los costes de capital y operacionales en las

centrales eléctricas de CCGT con PCC. A continuación se recogen algunas de las conclusiones más importantes de ese trabajo.

Viabilidad práctica de la adsorción rotatoria para S-EGR

El análisis del diseño del sistema de transferencia selectiva de CO₂ con la tecnología de adsorción en una rueda giratoria, concluye que la cantidad de material adsorbente calculada para el carbón activado, tanto con S-EGR en serie como en paralelo, necesita de dos ruedas giratorias para alcanzar las mismas condiciones que en cualquier configuración S-EGR con PCC, 90-97% de eficiencia de transferencia para una concentración de CO₂ del 14% en volumen. Dichas ruedas giratorias tienen unas medidas de aproximadamente 24 m de diámetro y 2 m de largo.⁵⁹

Son necesarios nuevos materiales para esta aplicación específica para poder minimizar la cantidad de sólido requerido y el número y el tamaño de las ruedas giratorias. El análisis realizado en el estudio de optimización indica que el aumento de la capacidad de saturación adsorbida de 3 mol / kg, típicamente la capacidad de carbón activado, a aproximadamente 10 mol / kg reduce de forma importante los requisitos de masa sólida. Cualquier aumento adicional da como resultado una ganancia marginal. Este análisis también indica que es preferible una afinidad moderada del material adsorbente por el CO₂ para conseguir maximizar la capacidad de trabajo y minimizar el inventario de material sólido.

También hay que conseguir que la presencia de humedad en el gas de combustión no altere la capacidad de adsorción de CO₂ del adsorbente para concentraciones de agua en el gas de combustión de hasta un 10% en volumen.⁵⁹

5 ESTADO ACTUAL Y LAGUNAS EN EL CONOCIMIENTO

Los conceptos clave y el nivel actual de comprensión de los tres aspectos en CCS de gas, se resumen a continuación. Se han identificado brechas en el conocimiento para definir los objetivos de investigación, los cuales son detallados en la tesis de la doctora Herraiz:

En la EGR, la cual es una tecnología prometedora para aumentar la concentración de CO₂ en los gases de escape de las turbinas de gas, se requiere más trabajo en una planta a escala piloto para caracterizar completamente los efectos que tienen en el compresor y la turbina la integración con la planta CCGT, ya que hasta ahora las investigaciones se han centrado en otros aspectos.

Los efectos en la combustión a alta presión también requieren trabajo para investigar el efecto que tiene operar con el menor nivel posible de oxígeno en la cámara de combustión, ya que los datos actuales indican que es necesario un de 16-17 % vol. de O₂ para asegurar la estabilidad de llama y emisiones de inquemados y CO aceptables.⁵⁹

Las simulaciones llevadas a cabo indican que se consigue una integración similar con el ciclo de vapor que en una central CCGT con PCC, pero existen resultados positivos al incrementarse la potencia de salida de la turbina.

Con respecto a los efectos en el proceso de captura de post-combustión se requiere un marco operativo para comparar las simulaciones con PCC. Dichas simulaciones reflejan que un incremento en la concentración de CO₂ de un 4 a un 8 % en volumen implica una reducción del volumen de material adsorbente empacado de un 40%.

En la S-EGR se requieren muchas más investigaciones y trabajos referentes a los efectos en turbina, compresor y ciclo de vapor al integrarse esta tecnología en una planta de producción energética CCGT. Existen algunos datos relacionados con los efectos de esta integración en el proceso de combustión, pero sin más trabajo de investigación carecen de importancia por sí mismos. Un posible primer paso sería identificar un marco operativo para evaluar el posible rango de concentraciones de CO₂ en el gas de combustión.

Al igual que en el caso de la tecnología EGR la integración con el ciclo de vapor es similar a la de a una planta CCGT con PCC.

Es necesaria una investigación más profunda si se quiere caracterizar de forma adecuada el efecto de la tecnología S-EGR en procesos PCC con tecnología de aminas de absorción química. Otros procesos, como la transferencia selectiva y captura de CO₂ con membranas sí ha sido investigada con más detalle. También sería recomendable un análisis paramétrico para identificar los parámetros de operación claves del sistema S-EGR en cuanto a la implementación de S-EGR de un sistema de transferencia selectiva de CO₂.

Desde un punto de vista industrial y económico, todavía faltan muchos datos para reducir los costes de la adsorción por membranas, que por otro lado presentan unos buenos resultados de transferencia selectiva a pesar de la caída de presión aún alta (100 mbar).⁵⁹

En cuanto a configuraciones alternativas, como la rueda rotatoria, necesitan más investigación en relación a la implementación de equipos requeridos y los nuevos materiales necesarios para la adsorción de CO₂.

5.1 Oxidación parcial

En apartados anteriores se ha descrito la técnica de captura de CO₂ por oxidación. Si dicha oxidación del gas natural se realiza con aire enriquecido en lugar de con oxígeno, esta técnica se llama oxidación parcial.

Si se implementa este proceso de oxidación parcial a una planta de ciclo combinado se puede mejorar la captura de CO₂ de la planta. Esto es posible ya que a pesar de que en este proceso se producen temperaturas muy altas, la limitación de temperatura a la entrada de la turbina viene dada por los materiales de los álabes. Así se incrementarían la potencia y el rendimiento de la planta al poder aumentar la recirculación, aunque el aumento del consumo de la ASU aumente al aumentar el grado de oxidación. A continuación se incluye un esquema de la disposición de la planta con oxidación y recirculación (Figura 69).

Esta implementación de la oxidación parcial en los ciclos combinados presenta varias ventajas de cara a un futuro cercano, tal y como se ha estudiado recientemente¹¹⁸, la recirculación de los gases de la HSRG provocará un aumento de temperatura en la entrada del compresor, pero esto no afectará a la relación de compresión. Esta recirculación tendrá un mayor coste energético, debido a la potencia extra consumida por el compresor de recirculación.

Es muy importante que las etapas de oxidación y recirculación funcionen plenamente integradas y combinadas en la planta de generación eléctrica de ciclo combinado, ya que sólo así se logra un efecto óptimo junto con la planta de absorción.

Al aumentar la recirculación se dan 4 efectos notables:

1. Aumenta la concentración de CO₂ a la salida, lo cual ayudará en la captura de CO₂ posterior.
2. Aumenta el calor específico y disminuye el coeficiente de expansión isentrópica.
3. Podría ocurrir que, debido a la cantidad de gases recirculados, no exista oxígeno suficiente para la combustión y el gas natural se convierta en reactivo en exceso.
4. Aumenta el consumo del compresor de recirculación de gases.

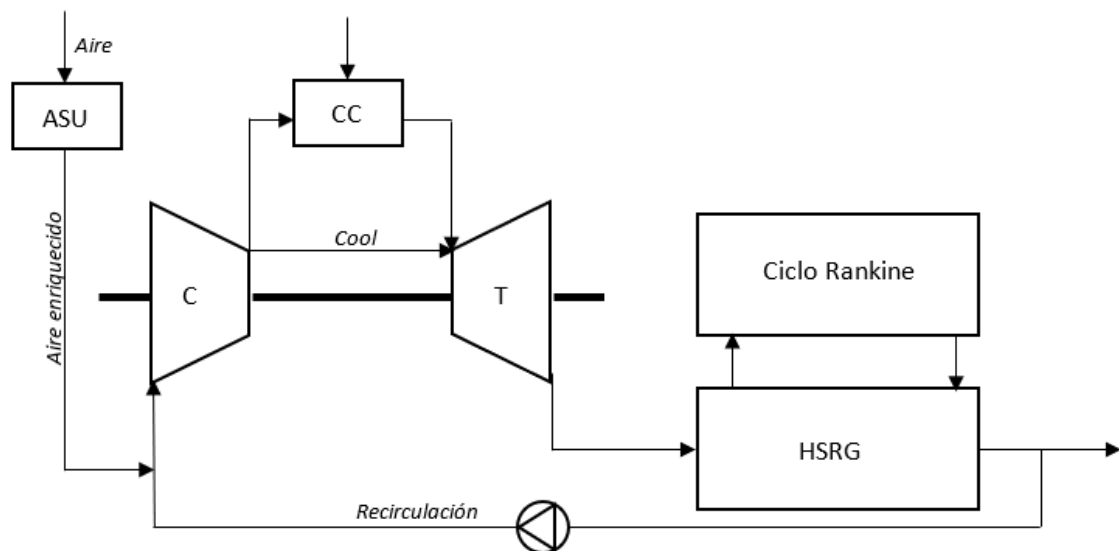


Figura 69 Planta de ciclo combinado con oxidación y recirculación de gases ¹¹⁸

La oxidación permite suplir el oxígeno necesario en la combustión en un caudal de aire cada vez menor, debido a las altas concentraciones de oxígeno en este proceso.

Los principales efectos que tiene la oxicomcombustión son los siguientes:

1. Se compensa el déficit de oxígeno causado por los altos ratios de recirculación.
2. Aumenta la concentración de CO₂ en los gases de combustión ya que se introduce menos nitrógeno como consecuencia de la variación en la composición del aire, mejorando la captura en postcombustión.
3. Permite altos valores de recirculación, provocando un aumento del calor específico y la disminución del coeficiente de expansión isentrópica.
4. Aumenta el consumo de la ASU al aumentar el grado de enriquecimiento del aire.

Por estos motivos, para suplir el déficit de oxígeno que se produce al operar con altas recirculaciones, es necesario utilizar aire enriquecido. Las altas recirculaciones, aumentan la potencia y el rendimiento del ciclo combinado, además de aumentar la concentración de CO₂ lo cual mejorará el rendimiento de la planta de absorción. Podría existir una reducción del rendimiento de la planta si los consumos del compresor de recirculación y de la ASU aumentan demasiado, por lo que es de vital importancia vigilar estos aspectos.

5.1.1 Resultados del rendimiento termodinámico y económico de la planta de ciclo combinado con oxicomcombustión parcial

En las simulaciones realizadas en estudios recientes¹¹⁸, la potencia que el ciclo suministra a la red se calculó como la potencia del ciclo combinado más la ASU (no se tienen en cuenta bombas y compresores). Los resultados se incluyen en la siguiente gráfica expresada en MW (Figura 70).

Como se observa en dicha Figura, la potencia máxima se obtiene para los mayores valores de recirculación con un grado de oxicomcombustión bajo.

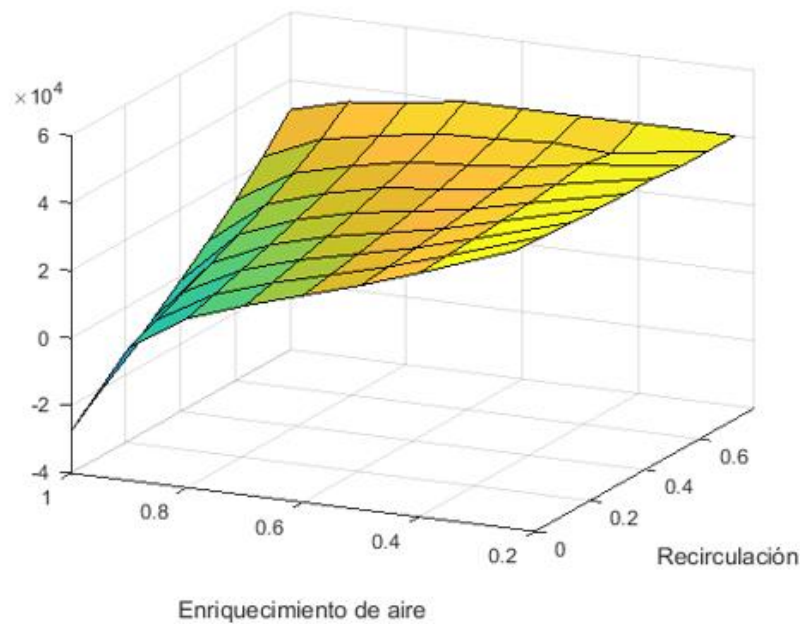


Figura 70 Gráfica 3D de la potencia de la planta¹¹⁸

Por ello, el rendimiento máximo de la planta se da para ese conjunto de parámetros. Como el porcentaje de oxígeno solo aumenta con el grado de recirculación, es necesario mantener la recirculación en el mayor valor posible. A mayores valores de recirculación también se reducen las emisiones de CO₂.

En conclusión, se puede afirmar que el rendimiento no caería más de 10 puntos porcentuales si se trabaja con altas recirculaciones y no excesivos grados de oxicomcombustión para poder obtener altas concentraciones de CO₂ y así mejorar posteriormente el consumo de la planta de absorción.¹¹⁸

También hay que destacar que la cantidad de emisiones se mantienen constantes al aumentar la recirculación, tan sólo se aumenta la concentración de dichas emisiones.

Desde un punto de vista económico, las altas recirculaciones ofrecen un gran rendimiento, pero el coste añadido es demasiado grande debido a la ASU. Medioambientalmente, el aumentar esta recirculación implica una reducción de emisiones de CO₂ de hasta un 25%.¹¹⁸

Por tanto, si se continúa desarrollando e invirtiendo en estas tecnologías (nuevas configuraciones de absorción química, mejoras en los procesos, nuevos materiales y nuevos absorbentes, mejoras en la integración de ASU...) se podría llegar a compensar los elevados costes de la recirculación ya que se mejoran tanto el rendimiento como las emisiones de una planta de ciclo combinado base.

6 CONCLUSIONES

En la actualidad, las demandas de todo tipo de bienes y servicios son cada vez mayores debido al aumento paulatino de la población mundial. Esta ingente demanda conlleva un importante consumo energético, lo que se traduce en altos niveles de emisiones y contaminación que se disparan año tras año y aumentan los efectos del calentamiento global. A pesar de los esfuerzos en legislación y económicos llevados a cabo por las distintas organizaciones y agencias tanto nacionales como internacionales, este problema debe ser abordado de forma global y para ello la tecnología, en particular la relacionada con la reducción de emisiones e incremento de eficiencia energética, jugará un papel clave.

Dentro de las tecnologías de producción de energía eléctrica los ciclos combinados presentan grandes ventajas tanto energéticas como medioambientales que les llevan a ser una de las tecnología más prometedoras para el futuro, ya que al quemar gas natural para producir electricidad se generan menos emisiones que con otros combustibles fósiles. El hecho de que su ciclo de agua-vapor se lleve a cabo en dos máquinas térmicas diferentes: una turbina de gas convencional y una turbina de vapor, implica que se pueden alcanzar altos rendimientos de aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, en torno al 60%, mucho mayores a los de una central térmica convencional de un solo ciclo. También se produce un menor grado de contaminación térmica y atmosférica, bajo impacto ambiental en relación con las emisiones de NO_x, ya que el gas natural es un combustible fósil más limpio que el carbón, el petróleo o sus derivados, también usados en la generación de electricidad (una planta de ciclo combinado emite unos 450 gramos de CO₂ por kWh de electricidad producida, la menor tasa de emisión).

Existe también la posibilidad de realizar modificaciones en este ciclo, con lo que se puede incrementar o disminuir la potencia generada y las emisiones dependiendo de las necesidades y requisitos de la planta en cuestión. Una de estas modificaciones es la tecnología de gasificación de carbón (IGCC) para producir electricidad. Entre las ventajas que presentan se encuentran la menor cantidad de agua de refrigeración necesaria, su menor tamaño en planta y la facilidad de tratar los residuos, menores al ser gasificados.

Actualmente, las plantas de generación energética que emplean combustibles fósiles suponen el 80% de la producción total de energía a nivel mundial y son la mayor fuente de emisiones de CO₂ a nivel global, siendo sobre un 40% de las emisiones totales de CO₂. Ésto hace que las plantas de potencia que usan combustibles fósiles sean el siguiente objetivo lógico de reducción de emisiones inmediatas de CO₂. Se cree que CCS presenta el enfoque más práctico para reducir las emisiones de CO₂ a largo plazo ya que se prevé que los combustibles fósiles seguirán teniendo un papel importante como fuente de energía en el futuro.

Se estima que la etapa de captura supone entre un 70 % y un 90% de los costes totales de operación de un sistema CCS. Debido a este alto porcentaje de coste, se ha investigado ampliamente el área de captura de CO₂ con el fin de disminuir costes.

Existen numerosas tecnologías de captura de CO₂ por post-combustión, absorción química (con aminas, amoníaco, lechada de carbonato...), adsorción (zeolitas, carbón activo, aminas MOFs), membranas y destilación criogénica, pero cada tecnología cuenta con una serie de ventajas e inconvenientes relacionadas con solventes, presiones, desgaste de equipos, precio, estado de desarrollo de la tecnología, eficiencia de eliminación, temperaturas, flujo total y concentración de los gases a tratar.

De todos los enfoques que se pueden tomar para la captura de CO₂ por postcombustión, la absorción de aminas es actualmente la tecnología más madura en el mercado. Sin embargo, ninguna tecnología mencionada anteriormente es aún adecuada para la escala de captura de CO₂ de las centrales eléctricas que queman combustibles fósiles. Cada enfoque de captura posterior a la combustión sufre el mismo desafío de diseño: cómo escalar un sistema para manejar el enorme volumen del gas de combustión producido por la combustión de combustibles fósiles. Se considera que la captura de dióxido de carbono utilizando adsorbentes sólidos es una de las tecnologías más prometedoras para CCS.

La captura por pre-combustión presenta problemas similares, algunos propios de estos procesos y otros como que el sistema IGCC tiene altos costes de inversión y operacionales que la adaptación a las plantas existentes es costosa y difícil.

La captura por oxi-combustión presenta eficiencias de capturas cercanas al 100% pero también presenta

problemas operacionales en el proceso para su implementación a escala industrial, así como sus altos costes, mientras que la captura por CLC aún está en fases de desarrollo y su implementación es cara y complicada.

En cuanto a la captura y concentración de CO₂ aplicadas a ciclos combinados, la parte central de este trabajo, se procede a continuación a resumir su estado actual.

Para aumentar la concentración de gases de combustión en dichas plantas, se han estudiado principalmente las tecnologías siguientes:

Recirculación de gases de combustión (EGR): Con este sistema se logran reducir las emisiones de NO_x, NO y CO además de CO₂, mientras que el efecto en el rendimiento de la turbina de gas a altas temperaturas del flujo de vapor recirculado, es similar al comportamiento predecible cuando la temperatura ambiente aumenta. Experimentos llevados a cabo en la Universidad de Bruselas de mostraron una operación inestable de las microturbinas de gas con EGR. Los resultados, por tanto, no pueden aplicarse a la predicción del comportamiento de un motor de turbina de gas.

Humidificación de gases de turbinas: Se logra una mayor concentración de CO₂ en los gases de combustión en comparación con las turbinas de gas convencionales. Un inconveniente de las tecnologías STIG y EvGT implementadas en las centrales eléctricas CCGT es la reducción significativa de la eficiencia térmica del ciclo. Por lo tanto, esta opción se usa generalmente como una tecnología de aumento de potencia en una turbina de gas funcionando en ciclo abierto.

Ciclo combinado de combustión suplementaria: La tecnología SFCC no afecta el rendimiento de la turbomaquinaria o el proceso de combustión. La eficiencia térmica de la central de CCGT con combustión suplementaria disminuye con respecto a una central eléctrica CCGT sin combustión.

Se han propuesto varias modificaciones para aumentar la eficiencia como ciclos de combustión externa de turbina de gas para quemar gas natural u otros combustibles en una cámara de combustión externa con un menor exceso de aire, ya que el aire de enfriamiento de las palas de la turbina no es necesario.

La concentración de CO₂ del gas de combustión puede aumentarse aún más con un ciclo combinado con combustión secuencial suplementaria, en el que la cantidad de combustible adicional se ve limitada por el exceso mínimo de oxígeno en el gas de combustión que asegura la combustión completa, que es típicamente del orden del 3% en volumen.

La necesidad de materiales cerámicos que soporten la alta temperatura de combustión y las pérdidas de calor hacen que esta opción no sea adecuada para la generación eléctrica con tecnología de turbina de gas actualmente disponible.

Recirculación selectiva de gas exhausto (S-EGR): La concentración de oxígeno en la cámara de combustión permanece por encima del límite valor de 17% en volumen, en EGR, para un amplio rango de concentraciones de CO₂ en el gas de combustión. Con este sistema se consigue una menor concentración de CO₂ en el gas de combustión para una concentración de oxígeno dada en el combustor.

Las estrategias para mejorar la tasa de captura de CO₂ deben apuntar a introducir modificaciones mínimas en el motor de la turbina de gas, ya que la tecnología actual de la turbina de gas presenta una alta eficiencia y desempeña un papel importante en el logro de un alto rendimiento de potencia neta de ciclo combinado. Cualquier modificación importante a los motores de turbina de gas requiere un largo tiempo de desarrollo para ser implementado, probado y optimizado, y el coste de desarrollo solo se puede justificar si puede amortizarse a través de la implementación en una fracción representativa del mercado, con CCS.

El resultado es un aumento del calor disponible en el ciclo de fondo, lo que conduce a un aumento en la potencia de salida de las turbinas de vapor.

Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en paralelo: Es posible una concentración de CO₂ de 14% en volumen en la entrada de la unidad PCC con SEGR en paralelo con 97% de eficiencia de transferencia de CO₂ selectiva.

Recirculación selectiva de gases de combustión (S-EGR) en serie: Es posible una concentración de CO₂ de 13% con SEGR en serie que funciona con 95% de eficiencia de transferencia de CO₂ selectiva.

Los ciclos combinados de oxicombustión son otra de las grandes alternativas para aumentar la concentración de CO₂. A continuación se incluye un resumen de las conclusiones numéricas más importantes de estas

tecnologías:

SCOC-CC: El gas de combustión contiene un 90% de CO₂.

Ciclo Graz: Las eficiencias netas obtenidas son de algo más del 50%, lo cual representa una buena eficiencia en una planta de producción energética con captura de carbono, el 94 % del cual se captura.

SMOC: En comparación entre una planta SMOC y una planta de combustión de aire sin captura de CO₂ la eficiencia bruta es un 3,7% más alta en la planta SMOC, pero la eficiencia neta es un 8,1% más baja.

Ciclo de potencia de oxidación a presión: Tiene una eficiencia bruta del 48,2% y una eficiencia neta del 34,9%.

Ciclo de agua: En diferentes simulaciones del ciclo los resultados de eficiencia neta varían. La eficiencia neta varía de un 39,5% a un 56%.

STHS: La eficiencia térmica neta del sistema es 63,7%, que es un 46% mayor que una planta energética convencional.

Ciclos MATIANT: Las eficiencias de las distintas modificaciones del ciclo MATIANT varían entre un 44% y un 49%.

Con respecto a nuevas aplicaciones, la tecnología propuesta para S-EGR en trabajos recientes consiste en membranas poliméricas selectivas de CO₂.

En principio, cualquier tecnología basada en la diferencia de la presión parcial de CO₂ entre los gases de combustión y las corrientes de aire ambiente como la fuerza motriz para la transferencia selectiva de CO₂, y el uso de una corriente de aire como la corriente de barrido para el reciclado selectivo de CO₂ se puede utilizar potencialmente para aplicaciones S-EGR. Por lo tanto, existe la oportunidad de adaptar o desarrollar tecnologías nuevas o existentes para esta aplicación.

La adsorción con materiales porosos selectivos de CO₂ se propone también como una alternativa a sistemas selectivos de membrana de CO₂. La presión parcial de CO₂ en la corriente de combustión relativamente baja de las centrales eléctricas de gas natural también plantea dificultades para la captura de CO₂ con sistemas de adsorción. Se han propuesto varios tipos de materiales adsorbentes para la captura de CO₂ de corrientes de gas diluido, como zeolitas, MOF, carbón activo. A escala de laboratorio, se están sintetizando y caracterizando nuevos materiales adsorbentes, diseñados específicamente para la captura de CO₂ de gases de combustión en centrales eléctricas de gas natural.

La adsorción física, por tanto, está siendo estudiada y establece la base para seguir evaluando las ventajas de S-EGR para reducir el consumo de energía y / o los costes de capital y operacionales en las centrales eléctricas de CCGT con PCC, especialmente la adsorción en sistemas rotatorios.

La absorción química en ciclos combinados es una tecnología de captura muy prometedora, pero aún necesita más investigación y desarrollo para su aplicación a escala comercial.

La implementación de la oxidación parcial en los ciclos combinados presenta varias ventajas de cara a un futuro cercano, ya que mediante ella se incrementarían la potencia y el rendimiento de la planta al poder aumentar la recirculación, aunque el aumento del consumo de la ASU aumente al aumentar el grado de oxidación. Desde un punto de vista económico, las altas recirculaciones ofrecen un gran rendimiento, pero el coste añadido es demasiado grande debido a la ASU. Medioambientalmente, el aumentar esta recirculación implica una reducción de emisiones de CO₂ de hasta un 25%.

La recirculación selectiva de gases de escape (S-EGR) debe investigarse más a fondo en las simulaciones de procesos utilizando un modelo riguroso de una planta de energía CCGT y un sistema de captura de CO₂ con absorción química. Particularmente, S-EGR ha sido investigado para sistemas selectivos de membrana de CO₂. Sin embargo, los sistemas de membrana requieren investigación adicional para la aplicación a escala industrial. Alternativamente, existe la oportunidad de desarrollar nuevas tecnologías para esta aplicación, con el objetivo de minimizar los costes de capital y operativos asociados con el sistema general de captura de CO₂ posterior a la combustión.

Las opciones para la gestión del calor y el agua en los sistemas de captura de CO₂ por post-combustión con solventes a base de aminas necesitan más investigación para minimizar el enfriamiento y el consumo de agua de proceso.

Como previsiones futuras cabe destacar que indudablemente la sostenibilidad energética pasa por una generación eléctrica de bajas o cero emisiones de carbono, mientras no exista dicha tecnología limpia la captura de CO₂ en ciclos combinados es una de las mejores opciones a nivel medioambiental si bien es cierto que se requiere más investigación y desarrollo.

En conclusión, está claro que las tecnologías más maduras a nivel industrial son las de captura por post-combustión, la adsorción de aminas destaca en este grupo.

De cara al futuro, la captura por oxi-combustión es una gran alternativa debido a sus eficiencias de captura de casi el 100% si se logran reducir sus altos costes y solucionar los problemas a nivel de operación que aún presenta.

Aplicados a ciclos combinados, una gran solución sería la de S-EGR con bien membranas poliméricas selectivas de CO₂ o bien adsorción selectiva con materiales porosos, pero aún resultan demasiado caros debido a que la adsorción física requiere investigación principalmente sobre los materiales empleados. Por su parte, la absorción química, por muy prometedora que parezca, requiere de mucha investigación. Por ello quizá la mejor tecnología actual sea la de S-EGR con captura de aminas (MEA).

La implementación de la oxicomcombustión parcial en los ciclos es probablemente la mejor opción medioambiental, pero debido a los altos costes aún no es viable industrialmente.

REFERENCIAS

- [1] <https://www.ipcc.ch/> Revisada en julio de 2019
- [2] <https://www.accionacom.es/cambio-climatico/> Revisada en julio de 2019
- [3] <https://www.iea.org/about/ourmission/> Revisada en julio de 2019
- [4] <https://www.iea.org/weo2018/> Revisada en julio de 2019
- [5] https://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2018/bp-energy-outlook-2018.html Revisada en julio de 2019
- [6] <https://www.lavanguardia.com/natural/cambio-climatico/20181205/453385341011/las-emisiones-de-co2-alcanzaran-un-nivel-record-este-ano.html> Revisada en julio de 2019
- [7] <https://www.nature.com/articles/d41586-018-07585-6> Revisada en julio de 2019
- [8] <https://resumen.cl/articulos/cambio-climatico-fuera-control-concentraciones-co2-atmosfera-alcanzaron-nuevo-record-405-ppm-2017> Revisada en julio de 2019
- [9] https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_en Revisada en julio de 2019
- [10] <https://www.theguardian.com/environment/2018/dec/05/brutal-news-global-carbon-emissions-jump-to-all-time-high-in-2018> Revisada en julio de 2019
- [11] Bp Energy Outlook 2019
- [12] <https://www.diplomatie.gouv.fr/en/french-foreign-policy/climate/2015-paris-climate-conference-cop21/cop21-the-paris-agreement-in-four-key-points/> Revisada en julio de 2019
- [13] <https://unfccc.int/process/bodies/supreme-bodies/conference-of-the-parties-cop> Revisada en julio de 2019
- [14] <https://cop24.gov.pl/news/news-details/news/katowice-rulebook-the-historic-success-of-climate-policy-at-cop24/> Revisada en julio de 2019
- [15] <https://ourworldindata.org/energy-production-and-changing-energy-sources> Revisada en julio de 2019
- [16] <https://www.energy.gov/policy/articles/valuation-energy-security-united-states> Revisada en julio de 2019
- [17] <https://www.retema.es/noticia/las-emisiones-de-co2-en-la-union-europea-aumentaron-un-18-en-2017-vuqL> Revisada en julio de 2019
- [18] <https://aceee.org/topics/energy-efficiency-resource-standard-eers> Revisada en julio de 2019
- [19] https://www.eia.gov/energyexplained/?page=us_energy_home Revisada en julio de 2019
- [20] <https://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/china/name-161254-en.php?s=dHlwZT1yZSZzdGF0dXM9T2s,&return=PG5hdiBpZD0iYnJlYWVjcnVtYiI-PGEgaHJlZj0iLyI-SG9tZTwwYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWZzdXJlcy8iPIBvbGljaWVvZIGFuZCBNZWFzdXJlcwvYT4gJnJhcXVvOyA8YSBocmVmPSIvcG9saWNpZXNhbmRtZWZzdXJlcy9yZW5ld2FibGVlbnVvZ3kvIj5SZW5ld2FibGUgRW5lcmd5PC9hPjwvbmF2Pg> Revisada en julio de 2019
- [21] <https://www.naturgy.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html> Revisada en julio de 2019
- [22] <http://www.cicloscombinados.com/cicloscombinados.html> Revisada en julio de 2019
- [23] <https://www.eleconomista.es/energia/noticias/8848016/01/18/Las-emisiones-de-CO2-del-sistema-electrico-crecieron-un-18-en-2017.html> Revisada en julio de 2019
- [24] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4355/fichero/ANALISIS+DE+LA+TECNOLOGIA+DE+REDUC>

CION+EFECTIVA+DE+EMISIONES+DE%252F2.+CENTRALES+T%C3%89MICAS.+EL+PROBLEM
A+DEL+CO2.....pdf Revisada en julio de 2019

[25] <http://www.ewh.ieee.org/soc/pes/spain/sabugal1.pdf> Revisada en julio de 2019

[26] <https://www.environmentalleader.com/2014/01/report-combined-cycle-plants-release-far-less-co2-than-coal/> Revisada en julio de 2019

[27] Vanesa Turiel Casado Proyecto fin de carrera Diseño y montaje de un condensador de vapor Down Flow para una central térmica de ciclo combinado Universidad de Leganés Julio 2011

[28] https://www.webaero.net/ingenieria/varios/Expo%20Industria/Industria/nuev_concp_termic.htm Revisada en julio de 2019

[29] <http://files.pfernandezdiez.es/CentralesTermicas/PDFs/30CT.pdf> Revisada en julio de 2019

[30] <https://www.araner.com/blog/combined-cycle-power-plants/> Revisada en julio de 2019

[31] <https://energiaextremadura.com/2012/10/09/la-planta-de-ciclo-combinado-de-merida-power-de-1-060-mw-obtiene-la-autorizacion-ambiental-tras-mas-de-cuatro-anos-de-tramites-y-6-300-alegaciones/> Revisada en julio de 2019

[32] <http://www.cicloscombinados.com/ciclobrayton.html> Revisada en julio de 2019

[33] <http://www.cicloscombinados.com/index.php/el-ciclo-rankine> Revisada en julio de 2019

[34] <https://slideplayer.es/slide/4157913/> Revisada en julio de 2019

[35] http://opex-energy.com/ciclos/calderas_hrsg.html Revisada en julio de 2019

[36] <https://docplayer.es/49538058-Cogeneracion-industrial-diseno-y-control-de-una-caldera-de-recuperacion-de-calor-con-una-produccion-de-vapor-de-300-t-h.html> Revisada en julio de 2019

[37] <http://www.cicloscombinados.com/turbinasgas.html> Revisada en julio de 2019

[38] <https://jmirez.wordpress.com/2011/page/10/> Revisada en julio de 2019

[39] <http://www.cicloscombinados.com/turbinasdevapor.html> Revisada en julio de 2019

[40] <https://www.areatecnologia.com/mecanismos/turbina-de-vapor.html> Revisada en julio de 2019

[41] <http://www.cicloscombinados.com/index.php/principales-elementos> Revisada en julio de 2019

[42] <http://www.cicloscombinados.com/> Revisada en julio de 2019

[43] <http://www.cicloscombinados.com/index.php/tipos-de-centrales-de-ciclo-combinado/90-tipos-de-centrales-de-ciclo-combinado> Revisada en julio de 2019

[44] <https://www.climatetechwiki.org/technology/igcc#top> Revisada en julio de 2019

[45] https://www.mhi.com/products/energy/integrated_coal_gasfication_combined_cycle.html Revisada en julio de 2019

[46] Spigarelli, 2013 Opportunities and challenges in carbon dioxide capture

Brett P. Spigarelli , S. Komar Kawatra

[47] H. Herzog, D. Golomb, Encyclopedia Energy 1 (2004) 1–11

[48] Rubin, 2012 The outlook for improved carbon capture technology

Edward S. Rubin, Hari Mantripragada, Aaron Marks, Peter Versteeg, John Kitchin

[49] <https://www.uniongas.com/about-us/about-natural-gas/chemical-composition-of-natural-gas> Revisada en julio de 2019

[50] https://www.researchgate.net/figure/Process-flow-diagram-for-amine-based-CO-2-capture-from_fig2_259322779 Revisada en julio de 2019

[51] <https://www.norvento.com/captura-co2/> Revisada en julio de 2019

[52] Javier Hernández Rodríguez 2017 UPM Estudio de la aplicación de la tecnología oxidación en calderas de lecho fluido circulante

[53] EBTF, 2011. European best practice guidelines for assessment of CO₂ capture technologies. Eldrid, R., Kaufman, L. & Marks, P., 2001. The 7FB: The Next Evolution of the F Gas Turbine. *GE Power Systems*, GER-4194.

[54] Davis, L.B. & Black, S.H., 2000. Dry Low NO_x Combustion Systems for GE Heavy-Duty Gas Turbines. *GE Power Systems*, GER-3568G.

[55] Brooks, F.J., 2000. GE Gas Turbine Performance Characteristics. *GE Power Systems*, GER- 3567H.

[56] Pavri, R. & Moore, G.D., 2001. Gas Turbine Emissions and Control. *GE Power Systems*, GER 4211.

[57] Li, H., Ditaranto, M. & Berstad, D., 2011a. Technologies for increasing CO₂ concentration in exhaust gas from natural gas-fired power production with post-combustion, aminebased CO₂ capture. *Energy*, 36, pp.1124–1133.

[58] Li, H., Ditaranto, M. & Berstad, D., 2011b. Technologies for increasing CO₂ concentration in exhaust gas from natural gas-fired power production with post-combustion, aminebased CO₂ capture. *Energy*, 36(2), pp.1124–1133.

[59] Laura Herraiz Palomino University of Edinburgh 2017 Selective exhaust gas recirculation in combined cycle gas turbine power plants with post-combustion carbon capture

[60] Assessment of chemical absorption/adsorption for post-combustion CO₂ capture from Natural Gas Combined Cycle (NGCC) power plants ,Calin-Cristian Cormos 2015

[61] Impacts of exhaust gas recirculation (EGR) on the natural gas combined cycle integrated with chemical absorption CO₂ capture technology ,Hailong Li, Geir Haugen, Mario Ditaranto, David Berstad, Kristin Jordal, 2011

[62] Kvamsdal, H.M. et al., 2010. Maintaining a neutral water balance in a 450 MWe NGCC power system with post-combustion carbon dioxide capture aimed at offshore operation. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(4), pp.613–622.

[63] Razi, N., Svendsen, H.F. & Bolland, O., 2014. Assessment of mass transfer correlations in rate-based modeling of a large-scale CO₂ capture with MEA. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 26, pp.93–108.

[64] Bolland, O. & Mathieu, P., 1998. Comparison of two CO₂ removal options in combined cycle power plants. *Energy Conversion and Management*, 39(16–18), pp.1653–1663.

[65] Elkady, A.M. et al., 2009. Application of Exhaust Gas Recirculation in a DLN F-Class Combustion System for Postcombustion Carbon Capture. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 131(May 2009), p.34505.

[66] Burdet, A. et al., 2010. Combustion under Flue Gas Recirculation Conditions in a Gas Turbine Lean Premix Burner. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2010, June 14-18, 2010, Glasgow, UK*, (GT2010-23396), pp.1–9.

[67] Røkke, P.E. & Hustad, J.E., 2005. Exhaust gas recirculation in gas turbines for reduction of CO₂ emissions; Combustion testing with focus on stability and emissions.

International Journal of Thermodynamics, 8(4), pp.167–173.

- [68] Evulet, A.T. et al., 2009. On the Performance and Operability of GE's Dry Low NO_x Combustors utilizing Exhaust Gas Recirculation for PostCombustion Carbon Capture. *Energy Procedia*, 1(x), pp.3809–3816.
- [69] Kvamsdal, H.M., Jordal, K. & Bolland, O., 2007. A quantitative comparison of gas turbine cycles with CO₂ capture. *Energy*, 32(1), pp.10–24.
- [70] Amann, J.M., Kanniche, M. & Bouallou, C., 2009. Natural gas combined cycle power plant modified into an O₂/CO₂ cycle for CO₂ capture. *Energy Conversion and Management*, 50(3), pp.510–521.
- [71] Jonshagen, K., 2011. *Modern Thermal Power Plants: Aspects on Modelling and Evaluation*. Jonshagen, K., Sip cz, N. & Genrup, M., 2011. A Novel Approach of Retrofitting a Combined Cycle With Post Combustion CO₂ Capture. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 133(1), pp.11703-1–7.
- [72] Sander, F. et al., 2011. Flue Gas Recirculation in a Gas Turbine: Impact on Performance and Operational Behavior. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2011, June 6-10, 2011, Vancouver, British Columbia, Canada*, pp.1–10.
- [73] De Paepe, W. et al., 2012. Discussion of the effects of recirculating exhaust air on performance and efficiency of a typical microturbine. *Energy*, 45(1), pp.456–463.
- [74] Akram, M. et al., 2016. Performance evaluation of PACT Pilot-plant for CO₂ capture from gas turbines with Exhaust Gas Recycle. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 47, pp.137–150.
- [75] Bianchi, M. et al., 2010. Gas Turbine Power Augmentation Technologies: A Systematic Comparative Evaluation Approach. *Proceedings of ASME Turbo Expo 2010*, GT2010- 229, pp.1–9.
- [76] Li, H. & Yan, J., 2009. Performance Comparison on the Evaporative Gas Turbine Cycles Combined with Different CO₂-Capture Options. *International Journal of Green Energy*, 6(5), pp.512–526.
- [77] Kehlhofer, R. et al., 2009. *Combined-Cycle Gas and Steam Turbine Power Plants* 3rd Ed., PennWell.
- [78] Kitto, J.B. & Stultz, S.C., 1992. *Steam, its generation and use* 41st Ed., The Babcock and Wilcox Company.
- [79] Gonzalez Diaz, A. et al., 2014. On the integration of sequential supplementary firing in natural gas combined cycle for CO₂-Enhanced Oil Recovery: A technoeconomic analysis for Mexico. *Energy Procedia*, 63, pp.7558–7567.
- [80] Biliyok, C. & Yeung, H., 2013. Evaluation of natural gas combined cycle power plant for post-combustion CO₂ capture integration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 19, pp.396–405.
- [81] Güthe, F., Hellat, J. & Flohr, P., 2009. The Reheat Concept: The Proven Pathway to Ultralow Emissions and High Efficiency and Flexibility. *Journal of Engineering for Gas Turbines and Power*, 131(2), p.021503 1-021503 7.
- [82] Baker, R.W. et al., 2011. Gas separation process using membranes with permeate sweep to remove CO₂ from combustion gases. *US Patent 7964020B2*.
- [83] Wijmans, J.G., Merkel, T.C. & Baker, R.W., 2011. Process for separating Carbon Dioxide from flue gas using parallel carbon dioxide capture and sweep-based membrane separation steps. *US Patent 8025751B2*.
- [84] Wijmans, J.G., Merkel, T.C., Baker, R.W., et al., 2012a. Power generation process with partial recycle of carbon dioxide. *US Patent 8220247B2*, 2(12).
- [85] Wijmans, J.G., Merkel, T.C., Baker, R.W., et al., 2012b. Power Generation process with partial recycle of carbon dioxide. *US Patent 8220248B2*.
- [86] Wijmans, J.G., Merkel, T.C. & Baker, R.W., 2012. Gas separation process using membranes with permeate sweep to remove CO₂ from gaseous fuel combustion exhaust. *US Patent 8177885B2*.
- [87] Merkel, T.C. et al., 2013. Selective Exhaust Gas Recycle with Membranes for CO₂ Capture from Natural Gas Combined Cycle Power Plants. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 52, pp.1150–1159.
- [88] Liu, F., Guo, H. & Smallwood, G.J., 2003. The chemical effect of CO₂ replacement of N₂ in air on the burning velocity of CH₄ and H₂ premixed flames. *Combustion and Flame*,

133(4), pp.495–497.

[89] Min, J. et al., 2011. Impact of CO₂, N₂ or Ar diluted in air on the length and lifting behavior of a laminar diffusion flame. *Proceedings of the Combustion Institute*, 33(1), pp.1071–1078.

[90] Masri, a R. & Barlow, R.S., 1992. Chemical Kinetic Effects in Nonpremixed Flames of H₂ / CO₂ Fuel. *Combustion and Flame*, 91(1992), pp.285–309.

[91] Egill Maron Thorbergsson, 2015 Oxy-Fuel Combustion Combined Cycles for Carbon Capture Chalmers University of Technology

[92] Ricardo Llorente Manso 2013 CO₂ capture in power plants- using the oxy-combustion principle NTU-Trondheim

[93] <https://www.hindawi.com/journals/jen/2016/2438431/> Revisada en julio de 2019

[94] Voleno, A. et al., 2014. Post-combustion CO₂ capture from natural gas combined cycles by solvent supported membranes. *Energy Procedia*, 63, pp.7389–7397.

[95] Swisher, J.A. & Bhowan, A.S., 2014. Analysis and optimal design of membrane-based CO₂ capture processes for coal and natural gas-derived flue gas. *Energy Procedia*, 63, pp.225–234.

[96] Zhang, Y. et al., 2016. Absorber modeling for NGCC carbon capture with aqueous piperazine. *The Royal Society of Chemistry. faraday Discussion*.

[97] Baker, R.W., 2004. *Membrane Technology and Applications* 2nd Editio., John Wiley & Sons.

[98] Mangano, E. et al., 2013. Efficient and rapid screening of novel adsorbents for carbon capture in the UK IGCC project. *Energy Procedia*, 37(0), pp.40–47.

[99] Abanades, J.C. et al., 2015. Emerging CO₂ capture systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 40, pp.126–166.

[100] Ben-Mansour, R. et al., 2016. Carbon capture by physical adsorption: Materials, experimental investigations and numerical modeling and simulations – A review. *Applied Energy*, 161(JANUARY), pp.225–255.

[101] Dantas, T.L.P. et al., 2011. Carbon dioxide-nitrogen separation through adsorption on activated carbon in a fixed bed. *Chemical Engineering Journal*, 169(1–3), pp.11–19.

[102] Dantas, T.L.P. et al., 2011. Modeling of the fixed - bed adsorption of carbon dioxide and a carbon dioxide - nitrogen mixture on zeolite 13X. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 28(3), pp.533–544.

[103] Hedin, N. et al., 2013. Adsorbents for the post-combustion capture of CO₂ using rapid temperature swing or vacuum swing adsorption. *Applied Energy*, 104, pp.418–433.

[104] Samanta, A. et al., 2012. Post-combustion CO₂ capture using solid sorbents: A review. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 51(4), pp.1438–1463.

[105] Xu, D. et al., 2013. Effects of water vapour on CO₂ capture with vacuum swing adsorption using activated carbon. *Chemical Engineering Journal*, 230, pp.64–72.

[106] Marx, D. et al., 2013. The Role of Water in Adsorption-based CO₂ Capture Systems. *Energy Procedia*, 37, pp.107–114.

[107] Gibson, J.A.A. et al., 2016. Adsorption Materials and Processes for Carbon Capture from Gas- Fired Power Plants : AMPGas.

[108] Hasan, M.M.F. et al., 2012. Modeling, Simulation, and Optimization of Postcombustion CO₂ Capture for Variable Feed Concentration and Flow Rate. 2. Pressure Swing Adsorption and Vacuum Swing Adsorption Processes. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 51(48), pp.15665–15682.

[109] Delgado, J. a. et al., 2011. Numerical analysis of CO₂ concentration and recovery from flue gas by a novel vacuum swing adsorption cycle. *Computers and Chemical Engineering*,

35, pp.1010–1019.

[110]Serna-Guerrero, R., Belmabkhout, Y. & Sayari, A., 2010. Modeling CO₂ adsorption on amine-functionalized mesoporous silica: 1. A semi-empirical equilibrium model.

Chemical Engineering Journal, 161(1–2), pp.173–181.

[111]Veneman, R. et al., 2012. Continuous CO₂ capture in a circulating fluidized bed using supported amine sorbents. *Chemical Engineering Journal*, 207–208, pp.18–26.

[112]Kodama, A. et al., 2001. The use of psychrometric charts for the optimisation of a thermal swing desiccant wheel. *Applied Thermal Engineering*, 21(16), pp.1657–1674.

[113]Ge, T.S. et al., 2008. A review of the mathematical models for predicting rotary desiccant wheel. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12(6), pp.1485–1528.

[114] Yamauchi, H. et al., 2007. Performance of VOC abatement by thermal swing honeycomb rotor adsorbers. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 46(12), pp.4316–4322.

[115] Brandani, F. et al., 2004. Adsorption Kinetics and Dynamic Behavior of a Carbon Monolith. *Adsorption*, 10, pp.99–109.

[116]Rezaei, F. et al., 2010. Comparison of traditional and structured adsorbents for CO₂ separation by vacuum-swing adsorption. *Industrial and Engineering Chemistry Research*, 49(10), pp.4832–4841.

[117] Boulet, A. & Khiavi, S., 2015. Method of adsorptive gas separation using thermally conductive contactor structure/ US 2015/0068397 A1.

[118] Javier Pamos, 2019 Captura de dióxido de carbono en centrales de turbina de gas mediante oxicomcombustión parcial de gas natural