



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

UNIVERSIDAD AUTONOMA DEL ESTADO DE MORELOS

FACULTAD DE CIENCIAS QUIMICAS E INGENIERIA

Diseño de una hoja de cálculo para estimar los costos de tecnologías de
captura de CO₂ en centrales termoeléctricas.

TESIS

PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO QUÍMICO

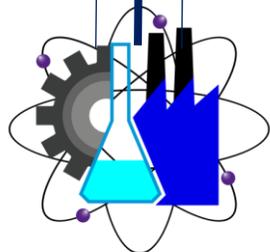
P R E S E N T A

NOMBRE DEL ALUMNO

HÉCTOR FIGUEROA DE LA GARZA

ASESOR DE TESIS

Dr. ROBERTO FLORES VELÁZQUEZ



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería

Cuernavaca, Morelos, 2022

INDICE

INDICE DE TABLAS	3
INDICE DE FIGURAS.....	3
GLOSARIO.....	6
AGRADECIMIENTOS.....	1
RESUMEN.....	2
SUMMARY	3
1.-INTRODUCCIÓN	4
1.1 Calentamiento Global.....	4
1.2 PROTOCOLO DE KYOTO	9
1.3 ACUERDOS DE PARÍS.....	11
1.4 CONFERENCIA DE LAS NACIONES SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO (COP26)	13
1.5 PROBLEMÁTICA DEL CO ₂ EN MÉXICO.....	15
2.-JUSTIFICACIÓN.....	20
3.- HIPÓTESIS.....	21
4.- OBJETIVOS	21
5.- MARCO TEÓRICO.....	22
5.1 Central Termoeléctrica.....	22
5.2.- Ciclo Rankine para la generación de energía en centrales termoeléctricas.	30
5.3.- Ciclo Rankine supercrítico.....	32
5.4.- Ciclo de potencia combinado de gas y vapor	33
5.5.- Tecnologías de captura de CO ₂	36
5.5.1- Captura postcombustión de CO ₂ usando aminas.....	37
5.5.2- Captura pre-combustión de CO ₂ a partir de ciclos combinados de gasificación.	39
5.5.3.- Captura de Oxicombustión de CO ₂ a partir de la generación de energía con carbón.	41
5.5.4- Captura de Postcombustión de CO ₂ a partir de ciclos combinados de gas natural	42
5.5.- Índices económicos.....	46
6.- DESARROLLO EXPERIMENTAL	48
6.1.- ESTIMACIONES DE COSTO DE CAPITAL EN CENTRALES TERMOELECTRICAS NUEVAS 50	
6.1.1.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando aminas con un sistema sin captura de CO ₂	50
6.1.2.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando aminas con sistema de captura de CO ₂	51

6.1.3.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando gas natural con un sistema sin captura de CO2.....	52
6.1.4.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando gas natural con un sistema con captura de CO2.	53
6.1.5.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando carbón con un sistema sin captura de CO2.....	53
6.1.6.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando carbón con un sistema con captura de CO2.	53
7.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS	60
7.1.- Descripción del uso del programa desarrollado	60
7.2.- Aplicaciones	64
8.- CONCLUSIONES	69
9.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	71

INDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1.- Comparativa de la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018-2032. (MW).....</i>	18
<i>Tabla 2.- Actividades industriales de las grandes fuentes estacionarias de CO₂. 25</i>	
<i>Tabla 3.- Captura de postcombustión por aminas.....</i>	38
<i>Tabla 4.- Captura de precombustión por ciclos combinados de gas natural.....</i>	40
<i>Tabla 5.- Captura de oxcombustión por medio de carbón.</i>	41
<i>Tabla 6.- Captura de postcombustión por medio de ciclos combinados de gas natural. 43</i>	
<i>Tabla 7.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de postcombustión. .</i>	43
<i>Tabla 8.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de precombustión....</i>	44
<i>Tabla 9.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de oxcombustión. ...</i>	45
<i>Tabla 10.-Ejemplo de los costos de capital de la tecnología de CAC de postcombustión por aminas.</i>	48

INDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.- Composición química de la atmósfera de la tierra. (UNAM, 2007)</i>	5
--	---

<i>Figura 2.- Efecto invernadero, representación elaborada por la “Revista Digital Universitaria UNAM 2007” (UNAM, 2007)</i>	6
<i>Figura 3.- Anomalía de la temperatura global con referencia al promedio entre los años 1961 a 1990, según la base de datos HadCRUT3 y concentración de CO₂ en la atmósfera como porcentaje de aire seco. (UNAM, 2007)</i>	7
<i>Figura 4.- Evolución de las fuentes de CO₂ (CFE, 2019).....</i>	19
<i>Figura 5.- Diagrama esquemático de los posibles sistemas de CAC. En él se indican las fuentes para las que las CAC podrían ser de utilidad, así como el transporte y almacenamiento de CO₂. (Climático, 2005).....</i>	25
<i>Figura 6.- Captación y almacenamiento de CO₂ emitido en centrales eléctrica. El aumento de la producción de CO₂ resultante de la pérdida de la eficiencia general de las centrales eléctricas debido a la energía adicional necesaria para la captación, transporte y almacenamiento; dan lugar a una cantidad superior de “CO₂ producido por unidad” (barra inferior) en relación con la planta de referencia (barra inferior) sin captación. (Climático, 2005).....</i>	26
<i>Figura 7.- Representación esquemática de los sistemas de captación. Se indican los combustibles y los productos para la combustión de oxígeno-gas, la captación previa a la combustión (incluida la producción de hidrogeno y de fertilizantes), la captación posterior a la combustión y las fuentes industriales de CO₂ (incluidas las instalaciones de refinamiento de gas natural y la producción de acero y cemento) (Climático, 2005).....</i>	27
<i>Figura 8.- El ciclo de Rankine, idea simple (Cengel, 2011)</i>	30
<i>Figura 9.- Ciclo de Rankine supercrítico</i>	32
<i>Figura 10.-Central eléctrica combinada de gas y vapor (Cengel, 2011)</i>	
34	
<i>Figura 11.-Índices de costos de planta de los años 2014-2021. (Lozowski, Índices de costos de planta, s.f.)</i>	49
<i>Figura 12.-Vista general de la opción UseForm para la creación del formulario.....</i>	54
<i>Figura 13.-Vista del formulario final con los cuadros de textos y etiquetas agregados.....</i>	55
<i>Figura 14.-Código del botón “Calcular”.....</i>	56
<i>Figura 15.-Código de la función VLookup.....</i>	58
<i>Figura 16.-Código del botón “Cerrar”.....</i>	58
<i>Figura 17.-Código del botón “Limpiar”.....</i>	59
<i>Figura 18.-Vista general de la portada del programa de Excel.....</i>	60
<i>Figura 19.-Vista general del formulario.....</i>	61
<i>Figura 20.-Colocación del valor del tamaño de planta actual.....</i>	62
<i>Figura 21.-Selección del año de costeo deseado.....</i>	62

Figura 22.-Vista de los costos de inversión de un sistema sin y con captura de CO₂ y porcentaje de la disminución de la eficiencia neta de la planta de CO₂ y el porcentaje de reducción de emisiones. 63

Figura 23.-Selección del botón “POSTCOMBUSTION POR CICLOS COMBINADOS DE GAS NATURAL” 65

Figura 24.-Estimación de costos de capital para una central eléctrica de ciclo combinado de 699MW. 65

Figura 25.-Estimación de costo de capital para una central eléctrica de ciclo combinado de 532MW. 66

GLOSARIO

A

AIE: Agencia Internacional de la
Energía

Ar: Argón

B

BLS: Bureau of Labor Statistics

C

CAC: Captura y Almacenamiento de
Carbono

CCUS: Carbon Capture Use and
Storage

CEPCI: Chemical Engineering Plant
Cost Index

CFE: Comisión Federal de
Electricidad

CMNUCC: Convención Marco de las
Naciones Unidas sobre Cambio
Climático

CO₂: Dióxido de Carbono

CoP: Conoco Phillips

COP: Conferencia de las Partes

CPI: Chemical Process Industry

E

ETP: Energy Technology Perspectives

G

GCP: Glasgow Climate Pact

GE: General Electric

GEC: General Electric Company

GEI: Gases de Efecto Invernadero

I

ICIET: Instituto Chino de Investigación
de Energía Térmica

IGCC: Integrated Gasification
Combined Cycle

IPP: Indices de Precios al Productor

L

LCOE: Levelised Cost Of Electricity

LHV: Lower Heating Value

M

MEA: MonoEtanolAmina

MW: MegaWatts

N

N₂: Nitrógeno

NDC: Nationally Determined
Contributions

O

O₂: Oxígeno

OECD: Organisation for Economic Co-
operation and Development

ONU: Organización de las Naciones
Unidas

P

PAMRGD: Programas de Ampliación y
de las Redes Generales de
Distribución

PAMRNT: Programas de Ampliación y
Modernización de la Red Nacional
de Transmisión

PIIRCE: Programa Indicativo para la
Instalación y Retiro de Centrales
Eléctricas

PNDC: Planned and Nationally
Determined Contribution

S

SCPC: Super Critical Pulverized Coal

SEN: Sistema Electrico Nacional

T

TPRI: Thermal Power Research
Institute

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis profesores de la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería, que durante mi estancia en este centro educativo me brindaron de gran conocimiento.

Agradezco a la Dra. Fernanda Morales Guzmán, la cual fue la mejor jefa de carrera de Ingeniería Química; siempre al pendiente de sus alumnos y brindando un gran apoyo y por no dudar del potencial de sus estudiantes.

Agradezco especialmente a mi director de tesis, el Dr. Roberto Flores Velázquez, por su paciencia durante la tesis al tener muchas dudas con el tema elegido, por sus orientaciones respecto al proceso de la tesis y por darme su apoyo para terminar este proyecto con éxito.

Gracias a mi madre por ser ese motor que necesitaba, por siempre estar al pendiente de mi durante todo este proyecto y darme ánimos cuando sentía que no podía continuar y nunca dudar de mí. Gracias a mi padre por todo su esfuerzo que pone en su trabajo para yo poder tener una educación de calidad y que nunca me faltara nada al momento de irme a estudiar fuera de mi ciudad natal.

A mis hermanos por tantas alegrías que me dieron cuando los visitaba y que hacía que mi mente se despegara un momento.

RESUMEN

El calentamiento global o también conocido como “efecto invernadero” es el calentamiento que se produce cuando ciertos gases de la atmosfera de la Tierra retienen el calor. Los científicos conocen el efecto invernadero desde 1824, cuando Joseph Fourier calculó que la Tierra sería más fría si no hubiera atmosfera. En 1895, el químico suizo Svante Arrhenius descubrió que los humanos podrían aumentar el efecto invernadero produciendo dióxido de carbono, un gas de invernadero. A través de la combustión de combustibles fósiles y otras emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), los humanos están aumentando el efecto invernadero y calentando la Tierra.

Debido a la gran emisión de dióxido de carbono (CO_2) a la atmosfera y las consecuencias que tienen a la salud de los humanos y el daño que se hace a la capa de ozono; es necesario crear tecnologías de captura de CO_2 .

Tomando la información del reporte “Costo y rendimiento de la captura de dióxido de carbono a partir de la generación de energía” publicado en el 2011 se elabora un formulario en el software de Visual Basic del programa de Excel; que facilita el cálculo de la inversión que se necesita si se desea instalar un sistema con o sin captura de CO_2 en una planta termoeléctrica. Se hizo uso de un procedimiento de análisis económico tomado del libro “Diseño de procesos en ingeniería química” del autor Arturo Jiménez Gutiérrez.

Entre los resultados destaca que la tecnología de CAC con una menor inversión es la de “Captura de postcombustión CO_2 de ciclo combinado”

SUMMARY

Global warming, also known as the “greenhouse effect”, is a warming that occurs when certain gases retain heat in the Earth’s atmosphere. Scientists know the greenhouse effect since 1824, when Joseph Fourier calculated that the Earth would be colder if there was no atmosphere. In 1895, Swiss chemist Svante Arrhenius discovered that humans could increase the greenhouse effect by producing carbon dioxide, a greenhouse gas. Humans are able to increase the greenhouse effect by burning fossil fuels and emitting other greenhouse gases. Due to the high emission of carbon dioxide into the atmosphere, and the consequences for human health and the damage done to the ozone layer, CO₂ capture technologies need to be developed.

Taking the information from the report “Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation” published in 2011, a form is drawn up in the Visual Basic software of the Excel program; This makes easy to calculate the investment needed if you want to install a system with or without CO₂ capture in a thermal power plant. An economic analysis procedure taken from the book "Process Design in Chemical Engineering" by Arturo Jiménez Gutiérrez was used.

Among the results, it stands out that the CCS technology with the lowest investment is that of "Post-combustion CO₂ capture from natural gas combined cycles".

1.-INTRODUCCIÓN

1.1 Calentamiento Global

El calentamiento global o también conocido como “efecto invernadero” es el calentamiento que se produce cuando ciertos gases de la atmósfera de la Tierra retienen el calor. Estos gases dejan pasar la luz, pero mantienen el calor como las paredes de cristal de un invernadero. En primer lugar, la luz solar brilla en la superficie terrestre, donde es absorbida y, a continuación, vuelve a la atmósfera en forma de calor. En la atmósfera, los gases de invernadero retienen parte de este calor y el resto se escapa al espacio. Cuantos más gases de invernadero, más calor es retenido. Los científicos conocen el efecto invernadero desde 1824, cuando Joseph Fourier calculó que la Tierra sería más fría si no hubiera atmósfera.

En 1895, el químico suizo Svante Arrhenius descubrió que los humanos podrían aumentar el efecto invernadero produciendo dióxido de carbono, un gas de invernadero. A través de la combustión de combustibles fósiles y otras emisiones de GEI, los humanos están aumentando el efecto invernadero y calentando la Tierra.

El rápido aumento de los GEI es un problema porque está cambiando el clima tan rápido que algunos seres vivos no pueden adaptarse. Igualmente, un clima nuevo y más impredecible impone desafíos únicos para todo tipo de vida. En la actualidad, con las concentraciones de gases de invernadero aumentando, las capas de hielo que permanecen en la Tierra (como Groenlandia y la Antártida) también comienzan a derretirse. Esta agua sobrante podría hacer que aumente considerablemente el nivel del mar (Geographic, 2022).

La atmósfera terrestre es una delgada capa de gases que rodea a nuestro planeta, es muy importante dado que en ella residen los gases que son fundamentales para el desarrollo de la mayor parte de la vida en el planeta, además de que la atmósfera representa un medio importante en el que reside una buena parte de la vida de la Tierra. La composición química de la atmósfera incluye mayoritariamente a solo dos gases, Nitrógeno (N_2), en un 79% y Oxígeno (O_2) en un 20%. El 1% restante está formado por diversos gases entre los que los más abundantes son el Argón (Ar) en un 0.9% y el CO_2 en aproximadamente un 0.03% como se muestra en la Figura 1. Este último gas, presente en proporciones tan bajas, es de crucial importancia en el proceso de calentamiento de la atmósfera.

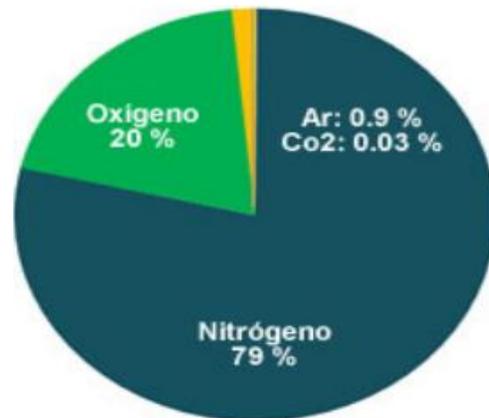


Figura 1.- Composición química de la atmósfera de la tierra (UNAM, 2007).

Dado que los gases de la atmósfera están sujetos a la atracción gravitacional de la Tierra, la mayor densidad de gases se concentra cerca de la superficie terrestre, en los primeros 50 km, en donde podemos distinguir dos capas, la **Tropósfera**, que tiene unos 10 km en promedio de espesor y que tiene más o menos el 75% del total de la masa de la atmósfera; y la **Estratósfera**, que llega hasta los 50 km de altura y tiene un 24% de la masa total de la atmósfera.

Del total (100%) de la luz solar que nos llega al planeta, el 30% es reflejado como espejo hacia el espacio (termino conocido como albedo), la atmósfera retiene solo un 20% de la energía solar y el 50% restante llega hasta la superficie terrestre, calentándola como puede verse en la Figura 2. Al calentarse la superficie de la Tierra transforma la luz solar (de alta energía) en radiación de baja energía -ondas de longitud grande, cargadas hacia el infrarrojo- que refleja nuevamente hacia la atmósfera. Esa energía de onda amplia o infrarroja, si puede ser absorbida de manera muy eficiente por algunos de los gases atmosféricos, de manera particular el CO₂. A esto es a lo que llamamos efecto invernadero, y hace que la luz solar sea más eficiente para calentar la atmósfera y elevar su temperatura media (UNAM, 2007).



Figura 2.- Efecto invernadero, representación elaborada por la “Revista Digital Universitaria UNAM 2007” (UNAM, 2007).

La medición rutinaria de la temperatura atmosférica en estaciones meteorológicas ha permitido el monitoreo de esta variable en diversas regiones del planeta desde finales del siglo XIX. Gracias a estos datos, es muy claro que la temperatura media del planeta ha experimentado un incremento significativo de casi 0.5°C , si tomamos como nivel base la temperatura media registrada entre los años 1961 a 1990 y de casi 1°C si la comparamos con la segunda mitad del siglo XIX (1850-1900). El Calentamiento Global ha ido de la mano con una tendencia hacia un incremento en el CO_2 atmosférico representado en la Figura 3, lo que indica que la causa de esta tendencia hacia el calentamiento es una intensificación del efecto invernadero.

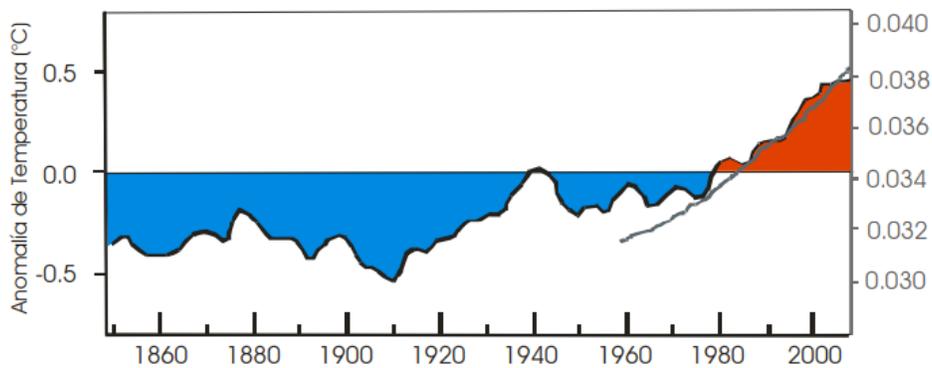


Figura 3.- Anomalía de la temperatura global con referencia al promedio entre los años 1961 a 1990, según la base de datos HadCRUT3 y concentración de CO_2 en la atmósfera como porcentaje de aire seco (UNAM, 2007).

La razón del incremento del CO₂ en la atmósfera está ligado a procesos naturales tanto como a procesos humanos como puede ser la tala de árboles o la quema de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo han incrementado el efecto invernadero. Enseguida, se puede analizar un balance de las salidas y entradas de CO₂ por los procesos naturales y procesos humanos:

La disolución en el océano: El agua, sobre todo el agua fría (cerca de los polos), puede disolver grandes cantidades de CO₂ que cuando el agua se calienta por la circulación oceánica (cuando llega cerca del Ecuador) son devueltas de nuevo a la atmósfera, estando casi en un balance perfecto. Todo este ciclo está en un balance muy delicado, controlado por la temperatura del agua del océano y por la intensidad de la actividad geológica. Lo preocupante aquí es que, al incrementarse la temperatura global, que también afecta al agua del mar, la capacidad del océano de disolver CO₂ disminuye y eventualmente el océano pueda pasar de ser una trampa de CO₂ a ser una fuente de CO₂.

La actividad biológica. - La fotosíntesis es un proceso que fija el CO₂ en el tejido vivo (primero de plantas y luego de animales). La cantidad de CO₂ fijada en tejido vivo es normalmente devuelta a la atmósfera por medio de la respiración de los organismos, sin embargo, con frecuencia la fotosíntesis excede por poco a la respiración, con lo cual los seres vivos funcionan como un depósito de carbono que secuestra CO₂ de la atmósfera y lo guarda en la biomasa, la que se concentra principalmente en los bosques y selvas. Lo preocupante aquí es que al talar los bosques grandes cantidades de biomasa son quemadas y con ello el CO₂ que estaba en los árboles es rápidamente regresado a la atmósfera, con lo que la

biosfera puede pasar, de ser un depósito, a ser una fuente de CO₂ si no se controla la deforestación. Por otro lado, el CO₂ que fue secuestrado durante millones de años, como es el caso del carbón o el petróleo, es ahora regresado a la atmósfera de manera rápida en unas pocas décadas, incrementando sustancialmente los niveles de CO₂ en atmósfera. Estas dos fuentes (tala de bosques y quema de combustibles fósiles) son las principales contribuciones antrópicas al calentamiento global y juntas, aportan a la atmósfera unos 7 500 millones de toneladas de carbono.

1.2 PROTOCOLO DE KYOTO

Frente a esta problemática del calentamiento global y el incremento en los gases de efecto invernadero se creó un documento llamado “Protocolo de Kyoto” cuyo contenido será explicado en este apartado.

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), se creó en 1992 en Nueva York entrando en vigor en la I^a Conferencia sobre Cambio Climático de Berlín, 1995.

El Objetivo de esta convención es establecer parámetros de las concentraciones de gases que producen el efecto invernadero.

Fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kyoto, Japón, pero entró en vigor hasta 2005. La decimoctava Conferencia de las Partes sobre Cambio Climático (COP18) ratificó el segundo periodo de vigencia del Protocolo de Kyoto desde enero de 2013 hasta diciembre de 2020.

El protocolo ha logrado:

- Que los gobiernos suscribientes establezcan leyes y políticas para cumplir sus compromisos ambientales.
- Que las empresas tengan al medio ambiente en cuenta al tomar decisiones de inversión.
- Fomentar la creación del mercado del carbono, cuyo fin es lograr la reducción de emisiones al menor costo.

La CMNUCC fue firmada por el Gobierno de México en 1992 y ratificada ante la Organización de las Naciones Unidas (ONU) en 1993. El protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005 para las naciones que lo ratificaron, entre ellas México, que lo hizo en el año 2000 (Mexico, 2022). El protocolo de Kyoto otorga a los países desarrollados, los cuales son obligados a cumplir el protocolo, cierto grado de flexibilidad en los mecanismos por los cuales pueden reducir sus índices de emisión. Dentro de estos mecanismos el que más importancia tiene para nosotros como país en vías de desarrollo es el mecanismo de Transacción de Emisiones. Este mecanismo corresponde a un régimen de transacción internacional de emisiones que se conoce como el mercado de bonos de carbono. Este sistema permite a países industrializados comprar y vender bonos de carbono. Un bono de carbono corresponde a la reducción de emisiones de 1 tonelada de CO₂. Esto quiere decir que una empresa con operaciones en un país no desarrollado puede llevar a cabo medidas de reducciones en sus niveles de gases contaminantes y una vez que acredita estas reducciones de gases, la empresa puede vender esta disminución, en tonelada-bono, a alguna empresa de un país desarrollado. Luego la empresa en

el país desarrollado puede acreditar esa reducción efectuada en otro lugar del mundo como si fuese hecha por ellos en territorio propio.

1.3 ACUERDOS DE PARÍS

El 12 de diciembre de 2015, 195 naciones firmaron en París un acuerdo para combatir el cambio climático en el marco de la Conferencia de la ONU sobre el clima (COP 21).

El presente Acuerdo, tiene por objeto reforzar la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza, y para ello se establecen los siguientes acuerdos:

- a) Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2 °C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1.5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático.
- b) Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos.
- c) Situar los flujos financieros en un nivel compatible con una trayectoria que conduzca a un desarrollo resiliente al clima y con bajas emisiones de gases de efecto invernadero.

Para cumplir el objetivo a largo plazo referente a la temperatura, las Partes se proponen lograr que las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero alcancen su punto máximo lo antes posible, teniendo presente que las Partes que son países en desarrollo tardarán más en lograrlo, y a partir de ese momento reducir rápidamente las emisiones de gases de efecto invernadero, de conformidad con la mejor información científica disponible.

Se establece un mecanismo para contribuir a la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero y apoyar el desarrollo sostenible, que funcionará bajo la autoridad y la orientación de la COP en calidad de reunión de las Partes en el presente Acuerdo y podrá ser utilizado por las Partes a título voluntario. El mecanismo será supervisado por un órgano que designará la COP en calidad de reunión de las Partes en el presente Acuerdo, y tendrá por objeto:

- a) Promover la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, fomentando al mismo tiempo el desarrollo sostenible
- b) Incentivar y facilitar la participación, en la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, de las entidades públicas y privadas que cuenten con la autorización de las Partes
- c) Contribuir a la reducción de los niveles de emisión en las Partes de acogida, que se beneficiarán de actividades de mitigación por las que se generarán reducciones de las emisiones que podrá utilizar también otra Parte para cumplir con su contribución determinada a nivel nacional
- d) Producir una mitigación global de las emisiones mundiales.

Las Partes comparten una visión a largo plazo sobre la importancia de hacer plenamente efectivos el desarrollo y la transferencia de tecnología para mejorar la resiliencia al cambio climático y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Para dar una respuesta mundial eficaz y a largo plazo al cambio climático y promover el crecimiento económico y el desarrollo sostenible es indispensable posibilitar, alentar y acelerar la innovación. Este esfuerzo será respaldado como corresponda, entre otros por el Mecanismo Tecnológico y, con medios financieros, por el Mecanismo Financiero de la Convención, a fin de impulsar los enfoques colaborativos en la labor de investigación y desarrollo y de facilitar el acceso de las Partes que son países en desarrollo a la tecnología, en particular en las primeras etapas del ciclo tecnológico (COP21, 2016).

1.4 CONFERENCIA DE LAS NACIONES SOBRE EL CAMBIO CLIMATICO (COP26)

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP26) celebrada en Glasgow, Reino Unido del 31 de octubre al 12 de noviembre del 2021, tuvo como objetivo el acelerar la acción climática para el cumplimiento de los Acuerdos de París. La COP26 hizo hincapié a la urgencia y las oportunidades de avanzar hacia una economía neutra en carbono.

Se dio origen al Pacto climático de Glasgow (*Glasgow Climate Pact*, GCP), dicho pacto incluye los siguientes puntos:

1. Se mantiene vivo el escenario de 1.5°C.
2. Acelerar la reducción de carbón y la eliminación de subsidios fósiles ineficientes.
3. Los países desarrollados deben trabajar para cumplir con urgencia y transparencia el objetivo de 100 000 millones de dólares de financiación climática para antes del 2025.
4. Se establece un plan de dos años para fijar un objetivo global de adaptación al cambio climático.
5. Las empresas podrán participar en el Balance Global de 2030.
6. Se pone en marcha un mecanismo de apoyo financiero a los países en desarrollo.
7. La declaración China-Estados Unidos para reforzar conjuntamente la acción climática en el marco del escenario de 1.5°C.
8. India anunció un fuerte crecimiento renovable a 2030 (500 GW de energías limpias para ese año)
9. Un amplio grupo de países y líderes de la sociedad civil y empresas se han adherido a la Declaración de la Transición Global del Carbón a la Energía Limpia.
10. Mas de 30 países se ha comprometido a poner fin al apoyo público a los combustibles fósiles para finales de 2022.

11. Mas de 35 países colaboraran para promover el uso de energía limpias en todos los sectores para el 2030, en la llamada Agenda de Avances de Glasgow (IBERDROLA, 2022).

Derivado de un análisis realizado a las centrales termoeléctricas se concluye que son una causa principal de contaminación a la atmosfera y son unas principales fuentes de emisión de CO₂, por lo tanto, es necesario implementar capturas de CO₂ que sean eficientes y costeables para mitigar la problemática del calentamiento global. Las diferentes tecnologías de captura que se pretenden analizar son: Pre-combustión, Post-combustión y Oxidación, en cada una de ellas se pretende evaluar los costos de operación para que se determine cual tecnología es la indicada para su realización. Estas tecnologías se plantean en países como Estados Unidos y La Unión Europea pero también se tiene registro de que China está implementando y mejorando estas tecnologías para sus centrales termoeléctricas.

1.5 PROBLEMÁTICA DEL CO₂ EN MÉXICO

El CO₂ es uno de los gases de efecto invernadero más abundantes y de mayor permanencia en la atmósfera favoreciendo el calentamiento global.

La Tecnología de Captura, uso y almacenamiento de carbono (*Carbon Capture, Use and Storage*, CCUS) es un conjunto de procesos tecnológicos con el propósito de reducir las emisiones de carbono en la atmósfera, capturando el CO₂ para almacenarlo en el subsuelo de manera segura y permanente. Es considerada un medio de transición a una nueva generación de energías limpias y bajas en carbono.

México es un país altamente dependiente de los combustibles fósiles, por lo cual considera esta tecnología como una alternativa para poder lograr los compromisos de reducción de gases de efecto invernadero adquiridos para mediados de este siglo sin tener que prescindir de estas fuentes de generación de energía. Actualmente se suman esfuerzos entre diversas entidades de gobierno, academia, investigación e ingeniería nacionales, así como apoyo de organismos internacionales, para desarrollar la ingeniería necesaria que permita la implementación de esta tecnología en el país. La captura del bióxido de carbono representa no sólo una alternativa a la reducción de gases de efecto invernadero sino la posibilidad de su uso para procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos u otros usos que actualmente se encuentran en desarrollo y fase de investigación. Las barreras tecnológicas están siendo rápidamente superadas y conformarán la base para la creación de políticas públicas, mercados internacionales y potenciales planes de negocio en los cuales el CO₂ se convierta en un insumo y no en un problema ambiental (SENER, Gobierno de México, 2022).

Las prospectivas del sector energético son un instrumento de planeación que ofrece información confiable de la situación actual del mercado energético a nivel nacional e internacional. Con el nuevo marco legal de la Reforma Energética, auspiciada por el presidente Enrique Peña Nieto, el sector energético se enfrenta a uno de los retos más importantes de las últimas cinco décadas, su renovación y funcionamiento eficiente. Una de las grandes transformaciones derivadas de la Reforma Energética, es que la industria eléctrica operará a través de un mercado de energía en el que participen empresas públicas y privadas en igualdad de condiciones, con el fin de

ofrecer electricidad a precios competitivos para la industria, los servicios y el campo, y más asequibles para las familias. Con el aseguramiento del abasto racional de energía eléctrica a lo largo del país se mantiene una estrategia fundamental para dar una mejor calidad de vida a los mexicanos. El compromiso de la presente Administración es el garantizar el progreso de México modernizando el modelo del sector eléctrico y manteniendo siempre la rectoría de éste. El cambio de paradigma no es reto sencillo, se requiere de priorizar, apoyar y orientar las inversiones que permitan el fortalecimiento de un sector que se había mantenido limitado en su capacidad de invertir. Su estructuración estratégica, debe de estar asentada en una sólida conformación de política energética mediante planes, programas y metas específicos que alineados a los objetivos comunes coadyuven al equilibrio del mercado y la sustentabilidad (*SENER, Gobierno de México, 2022*).

La prospectiva del sector eléctrico toma como insumo principal el ejercicio de planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual está conformado por dos programas fundamentales:

- **Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE):** Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica, y cumplir con las Metas de Energías Limpias. Contiene la proyección de 15 años de la nueva capacidad de generación por tipo de tecnología y ubicación geográfica de las nuevas centrales eléctricas, así como las unidades notificadas por los generadores para su retiro.

- **Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD):** Contiene información detallada del sistema eléctrico existente, tanto de los proyectos de centrales eléctricas como centros de carga y de redes eléctricas, que se han determinado para iniciar operación en fechas programadas.

Una vez considerando la estructura actual, las adiciones de capacidad y los retiros se prevé que la capacidad de generación pase de 79 499 MW en 2018 a 130 292MW en 2023, lo que representa un incremento del 64%.

Para el periodo de proyección se tendrá un decremento en la participación de las tecnologías convencionales en la capacidad instalada de 68.5% a 55.1%, derivado del esfuerzo por reducir la participación de las tecnologías más contaminantes al ambiente en la matriz de generación eléctrica, sustituyéndolas por tecnologías más limpias y eficientes como es el caso del ciclo combinado que incrementa de 37.9% (30 125 MW) a 41.9% (54 532 MW). (SENER, Prospectivas del Sector Eléctrico 2018-2032, 2018)

Tabla 1.- Comparativa de la evolución de la capacidad instalada por tipo de tecnología 2018-2032 (MW).

<i>TECNOLOGIA</i>	<i>2018</i>	<i>2032</i>
<i>Ciclo Combinado</i>	30 125	54 532
<i>Termoeléctrica Convencional</i>	11 712	5 120
<i>Carboeléctrica</i>	5 378	4 107

Fuente: Elaborado por SENER.

El 27 de marzo de 2015, México suscribió compromisos ante las Naciones Unidas para enfrentar el cambio climático, con la denominada Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional (*Planned and Nationally Determined Contribution*, PNDC). La PNDC se integra por un componente de mitigación que incluye compromisos internacionales no condicionados, que son aquellos que el país puede solventar con sus propios recursos.

De acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, la generación de energía eléctrica es la segunda actividad con la mayor aportación en la emisión de GEI en México, solo por debajo del sector transporte, y tiene el compromiso de la PNDC de reducir sus emisiones de GEI a un nivel no mayor a 139 MTCO al 2030.

La Figura 4, presenta la estimación de emisiones de CO₂ como resultado de la producción de energía por tecnología en el SEN con base al documento de Costos y Parámetros de Referencia de Generación 2019 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En estas estimaciones no se incluyen las correspondientes a Centrales Eléctricas que autoabastecen de manera local su demanda por no tener información (CFE, 2019).



Figura 4.- Evolución de las fuentes de CO₂ (CFE, 2019).

2.-JUSTIFICACIÓN

A pesar de que hoy en día existe la tendencia de la generación de energía mediante las energías renovables (energía eólica, hidroenergía y solar) a corto y mediano plazo, en México no se aplican dichas energías debido a que existen proyecciones de nuevas centrales termoeléctricas a base de gas natural y carbon, las cuales ayudan en la generación de energía.

La COP26 que se llevó a cabo en Reino Unido en noviembre del 2021 tuvo como objetivo el acelerar la acción climática para el cumplimiento de los Acuerdos de Paris. Por su parte, México no fue parte de ese grupo porque sus Contribuciones Nacionalmente Determinadas (*Nationally Determined Contributions*, NDC) actualizada en 2020 establece el mismo porcentaje de reducciones que en 2015, y ajusta ligeramente al alza la línea base de emisiones, lo que reduce en 14 millones de toneladas de CO₂ el volumen de emisiones comprometidas (Ruiz, 2022). En cambio, México refrendó su compromiso y colaboración con la comunidad internacional para hacer frente al cambio climático mediante acciones basadas en la naturaleza que, además del componente ambiental, incorporen una visión social y económica que permita terminar con las desigualdades y garantice el acceso efectivo al derecho a un medio ambiente sano (SEMARNAT, 2022).

Se desea reducir las emisiones de CO₂ que se generan al producir energía eléctrica en México; para la cual es necesario la construcción de plantas termoeléctrica con tecnologías de captura de CO₂ lo cual ayudará a lograr el objetivo de la reducción de las emisiones de GEI.

Para la instalación de los sistemas de captura es necesario estimar los costos de capital para un sistema con y sin captura de CO₂ y todo esto a partir de la información recompilada de artículos existentes.

3.- HIPÓTESIS

Mediante el programa de Microsoft Excel con el software de Visual Basic se podrá desarrollar un programa para estimar los costos de capital que se requieren para la construcción de centrales termoeléctricas con y sin sistemas de captura de CO₂.

4.- OBJETIVOS

I.Objetivo General

- Diseñar un programa de cálculo para estimar los costos de capital para la construcción de centrales termoeléctricas con y sin sistemas de captura de CO₂.

II.Objetivos Específicos

- Analizar la problemática general que existe sobre el impacto que tienen las emisiones de CO₂ a la atmósfera.
- Revisar las diferentes tecnologías existentes para la captura de CO₂ en centrales termoeléctricas.
- Diseñar un formulario en el programa de Microsoft Excel, con ayuda del software de Visual Basic, para conocer los costos de capital para instalar un sistema con y sin captura de CO₂.
- Aplicar el formulario diseñado en plantas termoeléctricas futuras que se encuentran en construcción a corto y mediano plazo.

5.- MARCO TEÓRICO

5.1 Central Termoeléctrica

Una central termoeléctrica es una instalación en donde la energía mecánica que se necesita para mover el rotor del generador, y por tanto obtener la energía eléctrica, se obtiene a partir del vapor formado al hervir el agua en una caldera. El vapor generado tiene una gran presión, y se hace llegar a las turbinas para que en su expansión sea capaz de mover los álabes (*paleta curva de una turbomáquina*), de estas. Las centrales termoeléctricas consumen carbón, combustóleo o gas natural.

En dichas centrales la energía de la combustión se emplea para hacer la transformación del agua en vapor (Nuclear, 2022).

Las centrales termoeléctricas convencionales están compuestas de varios elementos que posibilitan la transformación de los combustibles fósiles en energía eléctrica. Sus componentes principales son:

Caldera: Espacio donde el agua se transforma en vapor gracias a la quema de combustible. En este proceso la energía química se transforma en térmica.

Serpentines: Cañerías por donde circula el agua que se transforma en vapor. En ellos se produce el intercambio de calor entre los gases de la combustión y el agua.

Turbina de vapor: Máquina que recoge el vapor de agua y que, gracias a un complejo sistema de presiones y temperaturas, consigue que se mueva el eje que la atraviesa. Esta turbina normalmente tiene varios cuerpos, de alta, media y baja presión, para aprovechar al máximo el vapor de agua.

Generador: Máquina que recoge la energía mecánica generada en el eje que atraviesa la turbina y la transforma en eléctrica mediante inducción electromagnética. Las centrales eléctricas transforman la energía mecánica del eje en una corriente eléctrica trifásica y alterna. El generador conecta el eje que atraviesa los diferentes cuerpos (Endesa, 2022).

Una de las mejores alternativas sostenibles de la termoeléctrica convencional es la energía solar térmica. Es un tipo de energía que está en crecimiento, y se estima que en los próximos años su uso sea cada vez más y más frecuente. La ventaja principal es la sostenibilidad. Gracias a que su fuente principal de energía es la luz del sol, se evita la emisión de contaminantes que puedan acelerar el cambio climático.

Aunque este tipo de energía cuenta también con limitaciones, en este caso en el ámbito de la localización. Y es que las plantas solares termoeléctricas dependen en gran medida de la climatología del lugar en el que se instalan. Por ello, se deben instalar estas centrales termoeléctricas en zonas en las que suele haber un clima favorable y soleado (APREAN, 2022).

En todo el mundo, hay más de 8 000 fuentes estacionarias de emisión de CO₂ cuyas emisiones acumuladas en 2005 fueron reportadas como 13 466 megatonnes de CO₂ por año (Mt/año). Debido a la densidad energética, base de recursos comprobada e infraestructura establecida para la explotación y distribución, los combustibles fósiles seguirán desempeñando un papel importante tanto en la generación de calor y energía como en las operaciones de fabricación industrial pesada en el futuro previsible.

Las tecnologías de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC) son una ruta para lograr una reducción significativa de emisiones de CO₂ a corto plazo. Los objetivos de reducción de emisiones, como del 80-90% de las emisiones de CO₂ de fuentes de punto fijo, se discuten rutinariamente en el contexto de los objetivos alcanzables por las tecnologías de CAC (Española, 2010).

La CAC constituyen un proceso consistente en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. La CAC tiene la capacidad potencial de reducir los costos generales de la mitigación y aumentar la flexibilidad para lograr la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación generalizada de la CAC dependerá de la madurez tecnológica, los costos, el potencial global, la difusión y la transferencia de la tecnología a los países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, los aspectos normativos, las cuestiones ambientales y la percepción pública.

La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales. Entonces, el CO₂ sería comprimido y transportado para ser almacenado en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales, o para ser utilizado en procesos industriales. Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles, tal como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 2.- Actividades industriales de las grandes fuentes estacionarias de CO₂.

Proceso	Número de fuentes	Emisiones (MtCO ₂ /año)
<i>Combustibles fósiles</i>		
<i>Energía</i>	4 942	10 539
<i>Producción de cemento</i>	1 175	932
<i>Refinerías</i>	638	798
<i>Industria siderúrgica</i>	269	646
<i>Industria petroquímica</i>	470	379
<i>Refinamiento de petróleo y gas</i>	No disponible	50
<i>Otras fuentes</i>	90	33
<i>Biomasa</i>		
<i>Bioetanol y bioenergía</i>	303	91
<i>Total</i>	7 887	13 468

Los posibles métodos técnicos de almacenamiento son los siguientes: almacenamiento geológico (en formaciones geológicas, como los yacimientos de petróleo y gas, las capas de carbón inexplorables y las formaciones salinas profundas), almacenamiento oceánico (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico) y la fijación industrial de CO₂ en carbonatos inorgánicos, así como se puede observar en la Figura 5.

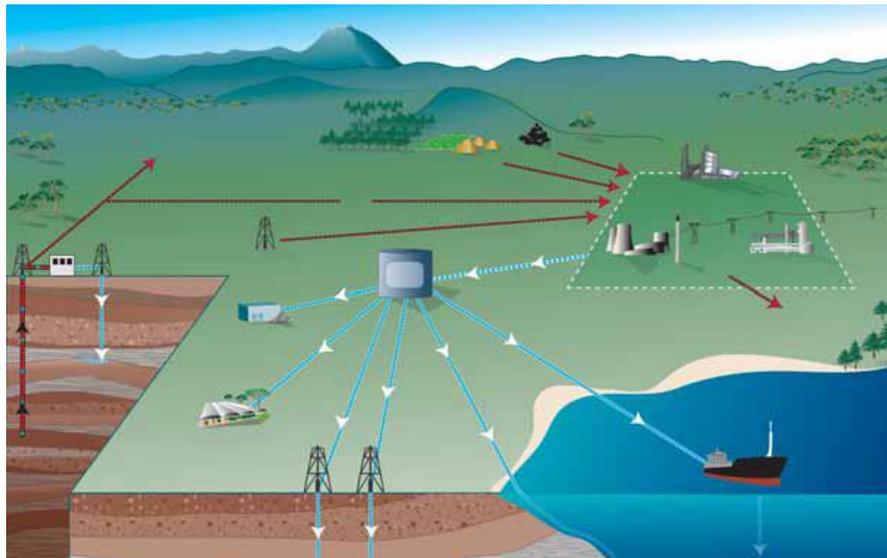


Figura 5.- Diagrama esquemático de los posibles sistemas de CAC. En él se indican las fuentes para las que las CAC podrían ser de utilidad, así como el transporte y almacenamiento de CO₂ (Climático, 2005).

La reducción neta de emisiones a la atmósfera mediante la CAC depende de: la fracción de CO₂ captado; la mayor producción de CO₂ resultante de la pérdida de eficiencia general de las centrales eléctricas o los procesos industriales debido a la energía adicional requerida para la captación, el transporte y el almacenamiento; cualquier fuga producida durante el transporte; y la fracción de CO₂ retenido en el lugar de almacenamiento a largo plazo.

Para un almacenamiento seguro, el resultado neto es que una central eléctrica con CAC podría reducir las emisiones de CO₂ en la atmósfera en una proporción del 80 al 90 por ciento, en comparación con una planta sin CAC, como se representa en la Figura 6. En la medida en que las fugas se pueden producir desde un depósito de almacenamiento, la fracción retenida se define como la fracción de la cantidad acumulativa de CO₂ inyectado que es retenida durante un período de tiempo determinado.

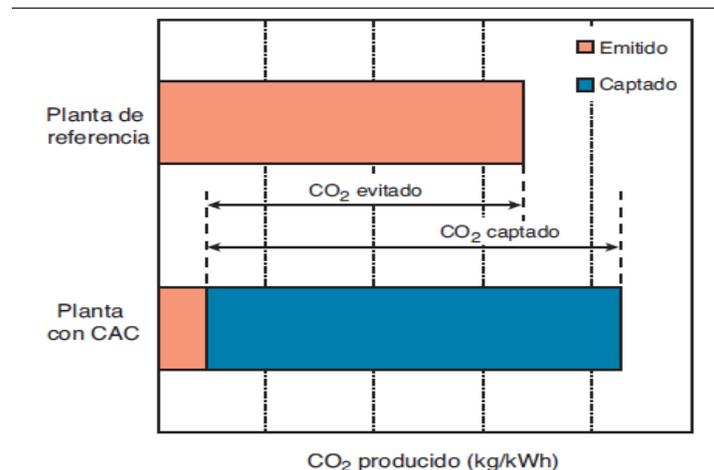


Figura 6.- Captación y almacenamiento de CO₂ emitido en centrales eléctrica. El aumento de la producción de CO₂ resultante de la pérdida de la eficiencia general de las centrales eléctricas debido a la energía adicional necesaria para la captación, transporte y almacenamiento; dan lugar a una cantidad superior de "CO₂ producido por unidad" (barra inferior) en relación con la planta de referencia (barra inferior) sin captación (Climático, 2005).

Existen diferentes tipos de sistemas de captación de CO₂: posterior a la combustión, previo a la combustión y combustión de oxígeno-gas, como se ilustra en la Figura 7

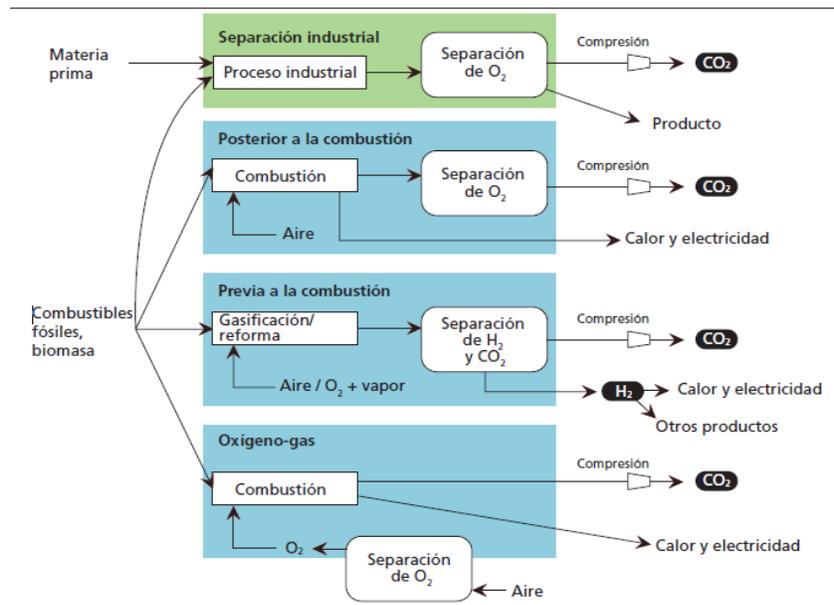


Figura 7.- Representación esquemática de los sistemas de captación. Se indican los combustibles y los productos para la combustión de oxígeno-gas, la captación previa a la combustión (incluida la producción de hidrogeno y de fertilizantes), la captación posterior a la combustión y las fuentes industriales de CO₂ (incluidas las instalaciones de refinamiento de gas natural y la producción de acero y cemento) (Climático, 2005).

La captura de postcombustión de CO₂ en las centrales eléctricas, se utiliza para captar CO₂ de parte de los gases de combustión emitidos por diversas centrales eléctricas existentes. Si bien las fases iniciales de la conversión del combustible en el sistema previo a la combustión son más complejas y costosas, las concentraciones más altas de CO₂ en el flujo de gas y la presión más elevada facilitan la separación. La combustión de oxígeno-gas está en la fase de demostración y utiliza oxígeno de un alto grado de pureza. Ello da lugar a altas concentraciones de CO₂ en el flujo de gas y, por tanto, a una separación más fácil

del CO₂, así como a mayores necesidades energéticas para separar el oxígeno del aire.

Los escenarios energéticos desarrollados por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) sugieren que la CAC de las centrales eléctricas podría contribuir en 2050 a alrededor del 10% de la reducción de emisiones de CO₂ relacionado con la energía necesaria para estabilizar el calentamiento global.

Las tendencias de costos y desempeño se muestran sobre la base de estimaciones publicadas durante los últimos cinco años en importantes estudios de ingeniería para cerca de 50 instalaciones de captura de CO₂ en centrales eléctricas. El costo de capital y el costo de electricidad nivelado (*Levelised Cost Of Electricity*, LCOE) se reevalúan y actualizan a los niveles de costos de 2010 para permitir una comparación consistente. Los datos presentados representan la captura de CO₂, pero no el transporte y almacenamiento de CO₂. Se trata de estimaciones para plantas genéricas y comerciales tempranas basadas en estudios de factibilidad, que tienen una exactitud promedio de $\pm 30\%$. Los datos no reflejan el costo o costo específico del proyecto para las primeras plantas de demostración a gran escala, que probablemente sean más altos.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático concluye que es necesaria una reducción significativa de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero a fin de estabilizar el aumento de la temperatura media mundial entre 2.0°C y 2.4°C por encima de los niveles preindustriales. Las emisiones equivalentes de CO₂ deben reducirse al menos un 50% para 2050 en comparación con el año 2000. Aparte de la captura de carbono en la generación de energía, se

espera que los sistemas de captura de aplicaciones industriales y de aguas arriba proporcionen una reducción similar de las emisiones. Por lo tanto, la captura de almacenamiento de carbono es un posible contribuyente clave a la mitigación de las emisiones de CO₂, además de otros objetivos importantes como la mejora de la eficiencia energética y el aumento de la generación de energía renovable. La CAC se ha aplicado comercialmente en la industria del petróleo y el gas durante varias décadas. Esto incluye tecnologías a lo largo de la cadena de valor de la CAC, tales como la separación basada en solventes de CO₂ de las corrientes de gas, el transporte de CO₂ por tubería y el almacenamiento de CO₂ en acuíferos.

La tecnología de captura de carbono aplicada a la generación de energía es una tecnología emergente. Por lo tanto, los datos económicos para la captura de la generación de energía en CO₂ siguen siendo inciertos; un hecho que se ve aún más amplificado por las actuales incertidumbres económicas sin precedentes resultantes de la reciente crisis financiera mundial. La mayoría de los escenarios energéticos que analizan las vías de mitigación del cambio climático esperan que la captura de CO₂ contribuya sustancialmente a la reducción de las emisiones mundiales de CO₂ en las próximas décadas. La publicación de las perspectivas de la tecnología energética (*Energy Technology Perspectives*, ETP) en 2010 estima que para el año 2050 alrededor del 10% de la reducción de las emisiones provendrá de la captura de CO₂ de la generación de energía solar en comparación con un escenario básico de negocio como de costumbre.

El estudio se centra en la captura en CO₂ de plantas de generación de energía a carbón y gas natural de nueva construcción con una tasa de captura general de al

menos el 80%. Sólo se consideran centrales eléctricas a escala comercial de más de 300 MW de potencia neta (Finkenrath, 2011).

5.2.- Ciclo Rankine para la generación de energía en centrales termoeléctricas.

Si el vapor es sobrecalentado en la caldera y condensado por completo en el condensador, como se muestra de manera esquemática en un diagrama T-s como se muestra en la Figura 8. Lo que resulta es el ciclo Rankine, el cual es el ciclo ideal para las centrales eléctricas de vapor. El ciclo Rankine está compuesto de los siguientes cuatro procesos:

1-2 Compresión isentrópica en una bomba.

2-3 Adición de calor a presión constante en una caldera.

3-4 Expansión isentrópica en una turbina.

4-1 Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

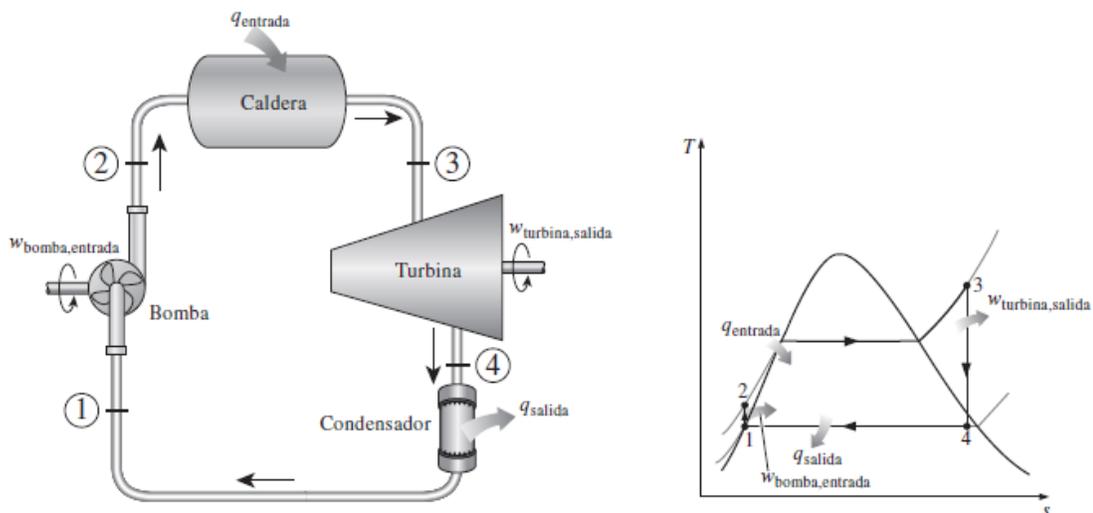


Figura 8.- El ciclo de Rankine, idea simple (Cengel, 2011).

El agua entra a la *bomba* en el estado 1 como líquido saturado y se condensa isoentrópicamente hasta la presión de operación de la caldera. La temperatura del agua aumenta un poco durante este proceso de compresión isentrópica debido a una ligera disminución en el volumen específico del agua.

El agua entra a la *caldera* como líquido comprimido en el estado 2 y sale como vapor sobrecalentado en el estado 3. La caldera es básicamente un gran intercambiador de calor donde el calor que se origina en los gases de combustión, reactores nucleares u otras fuentes, se transfiere al agua esencialmente a presión constante. La caldera, junto con el sobrecalentador donde el vapor se sobrecalienta, recibe el nombre de *generador de vapor*. El vapor sobrecalentado en el estado 3 entra a la turbina donde se expande isoentrópicamente y produce trabajo al hacer girar el eje conectado a un generador eléctrico. La presión y la temperatura del vapor disminuyen durante este proceso hasta los valores en el estado 4, donde el vapor entra al condensador. El vapor sale del condensador como líquido saturado y entra a la bomba, completando el ciclo (Cengel, 2011).

De esta manera es cómo funciona una central termoeléctrica convencional a la cual se va a comparar con una central termoeléctrica con un sistema supercrítico, utilizando el mismo ciclo de Rankine, pero incrementando su eficiencia. En el siguiente apartado se explica con más detalle.

5.3.- Ciclo Rankine supercrítico

Las centrales eléctricas de vapor son responsables de producir la mayor parte de la energía eléctrica del mundo, e incluso pequeños incrementos en la eficiencia térmica pueden significar grandes ahorros en los requerimientos de combustible. En consecuencia, es válido cualquier esfuerzo para mejorar la eficiencia del ciclo con que operan las centrales eléctricas de vapor. La idea básica para incrementar la eficiencia térmica de un ciclo de potencia es la siguiente: incrementar la temperatura promedio a la que el calor se transfiere al fluido de trabajo en la caldera, o disminuir la temperatura promedio a la que el calor se rechaza del fluido de trabajo del condensador. Las presiones de operación de las calderas se han incrementado en forma gradual a lo largo de los años desde 2.7 MPa (400 psia) en 1992, hasta más de 30 MPa (4 500 psia) en la actualidad, generando el suficiente vapor para producir una salida neta de potencia de 1 000 MW o más en una central eléctrica grande de vapor. Actualmente muchas de estas modernas centrales operan a presiones supercríticas ($P > 22.06 \text{ MPa}$) y tienen eficiencias térmicas de 40% en el caso de centrales que funcionan con combustibles fósiles y de 34% para las nucleoelectricas. En Estados Unidos operan mas de 150 centrales eléctricas de vapor de presión supercríticas. El diagrama T-s del ciclo Rankine supercrítico se presenta en la Figura 9.

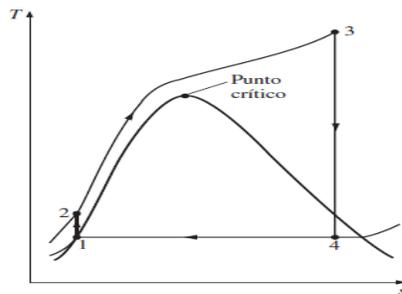


Figura 9.- Ciclo de Rankine supercrítico (Cengel, 2011).

5.4.- Ciclo de potencia combinado de gas y vapor

Otra modificación aún más extendida incluye un ciclo de potencia de gas que remata a un ciclo de potencia de vapor, esto se denomina ciclo combinado de gas y vapor o ciclo combinado. El ciclo combinado que más interesa es el ciclo de turbina de gas (Brayton), el cual remata al ciclo de turbina de vapor (Rankine), y que tiene una eficiencia térmica más alta que cualquiera de los ciclos ejecutados individualmente.

Los ciclos característicos de turbina de gas operan a temperaturas considerablemente más altas que los ciclos de vapor. La temperatura máxima del fluido a la entrada de la turbina está cerca de los 620°C ($1\ 150^{\circ}\text{F}$) en las centrales eléctricas de vapor modernas, pero son superiores a los $1\ 425^{\circ}\text{C}$ ($1\ 150^{\circ}\text{F}$) en las centrales eléctricas de turbina de gas. Su valor es superior a $1\ 500^{\circ}\text{C}$ en la salida del quemador en los turborreactores. Debido a la temperatura promedio más alta a la cual se suministra el calor, los ciclos de turbina de gas tienen un potencial mayor para eficiencias térmicas más elevadas. Sin embargo, los ciclos de turbina de gas tienen una desventaja inherente: el gas sale de la turbina a temperaturas muy altas (por lo general arriba de 500°C), lo que cancela cualquier ganancia potencial en la eficiencia térmica. Esto se puede mejorar un poco utilizando la regeneración, pero la mejoría sería limitada. Desde el punto de vista de la ingeniería, es conveniente aprovechar las características deseables del ciclo de turbina de gas a altas temperaturas y utilizar los gases de escape de alta temperatura como fuente de energía en un ciclo en un intervalo de temperaturas menores, como un ciclo de potencia de vapor. El resultado es un ciclo combinado de gas y vapor, como se muestra en la Figura 10. En este ciclo, la energía se recupera de los gases de

escape y se transfiere al vapor en un intercambiador de calor que sirve como caldera.

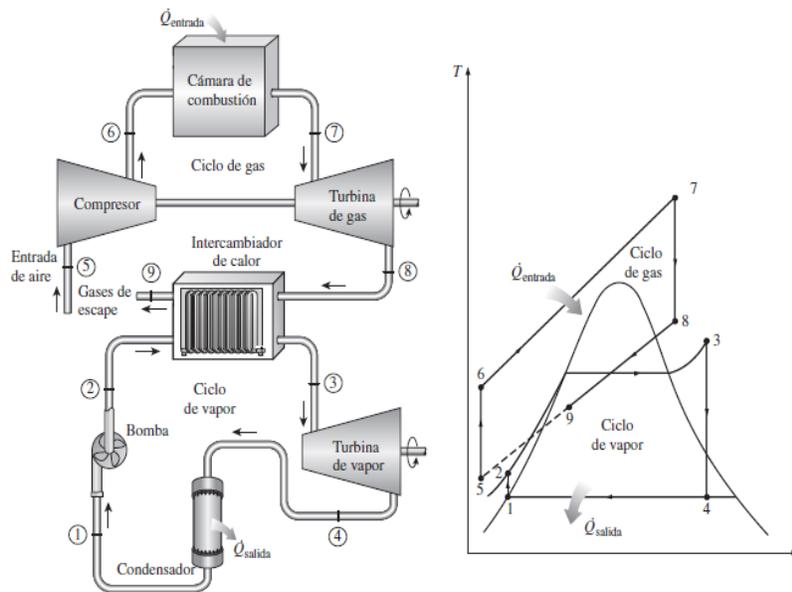


Figura 10.- Central eléctrica combinada de gas y vapor (Cengel, 2011).

Generalmente más de una turbina de gas se necesita para suministrar suficiente calor al valor. Además, el ciclo de vapor pudiera implicar regeneración, así como recalentamiento.

Los recientes desarrollos tecnológicos para las turbinas de gas han logrado que el ciclo combinado de gas y vapor resulte muy atractivo desde el punto de vista económico, ya que el ciclo combinado aumenta la eficiencia sin incrementar el costo inicial. Así, muchas centrales eléctricas nuevas operan en ciclos combinados, y muchas centrales de vapor o de turbina de gas existentes se están convirtiendo en centrales de ciclo combinado. Como resultado de esta conversión, se han reportado eficiencias térmicas muy por encima de 40%.

Una central de ciclo combinado de 1 350 MW construida en 1988 por la compañía alemana Siemens en Ambarli, Turquía, es la primera termoeléctrica en operación comercial en el mundo alcanza un nivel de eficiencia tan alto como 52.5% bajo las condiciones de operación de diseño. Esta central tiene seis turbinas de gas de 150 MW y tres turbinas de vapor de 173 MW. Algunas centrales modernas de ciclo combinado han alcanzado eficiencias por arriba del 60% (Cengel, 2011).

5.5.- Tecnologías de captura de CO₂

El enfoque fundamental utilizado en este estudio para revisar y analizar la información tecno-económica publicada sobre la captura de CO₂ se describe de la siguiente manera. En primer lugar, se revisa la literatura necesaria y que sea aplicable al tema. A fin de permitir una comparación de los datos de costos de diferentes años, los datos económicos de los estudios seleccionados se ajustan a los costos del 2009 para su estudio.

Para este documento se tomaron en cuenta estos procesos de captura y almacenamiento de CO₂:

- Captura postcombustión de CO₂ usando aminas.
- Captura pre-combustión de CO₂ a partir de ciclos combinados de gasificación.
- Captura oxicomcombustión de CO₂ a partir de carbón pulverizado.
- Captura postcombustión de CO₂ a partir de ciclos combinados de gas natural.

Hoy en día existen centrales termoeléctricas a las cuales no es viable que se les aplique la captura de CO₂ porque las centrales actuales no cuentan con el espacio necesario para instalar el sistema de captura, aparte de que económicamente hablando no es factible ya que las centrales termoeléctricas actuales se encuentran en la mitad de su vida útil y sería una inversión innecesaria, al contrario de que es mejor instalar en una planta termoeléctrica nueva un sistema de CAC y considerar el espacio que ocupara la tecnología de captura y se realizará una inversión justa.

A continuación, se describen cada una de las tecnologías de captura, analizando sus datos económicos y el proceso para calcular la inversión requerida de cada tecnología.

5.5.1- Captura postcombustión de CO₂ usando aminas.

Todos los casos de captura postcombustión utilizan disolventes a base de aminas para la captura de CO₂, generalmente monoetanolamina (MEA). La captura postcombustión de CO₂ de calderas de carbón pulverizado supercrítico (*Super Critical Pulverized Coal*, SCPC) que funcionan con carbones bituminosos se analizan con mayor frecuencia.

Los factores de capacidad promedio publicados en este informe son del 83% para los casos mostrados; las tasas de captura de CO₂ son del 87%. Las salidas netas de potencia, incluidas las de captura de CO₂, oscilan entre 399 MW y 676 MW, con una eficiencia neta media del 30.9% de menor valor de calefacción (*Lower Heating Value*, LHV) en todas las regiones de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (*Organisation for Economic Co-operation and Development*, OECD). Se estiman sanciones netas por eficiencia entre 8.7 y 12 puntos porcentuales de LHV para la captura de CO₂ de postcombustión en las regiones de la OECD, lo que supone una reducción promedio del 25% en la eficiencia.

Al añadir la captura de CO₂, los costos actualizados a los niveles de costos por 2009 aumentan en promedio USD 1 647/kW, pero varían sustancialmente por un factor entre USD 861/kW y USD 2 076/kW. En comparación, el aumento relativo (en porcentaje) de los costos de la planta de energía de referencia es más estable en

todos los estudios. Los costos aumentan en un promedio del 75% al añadir la captura de CO₂.

En las regiones de la OCDE, el costo LCOE aumenta en promedio USD 41/MWh. El aumento relativo de LCOE en comparación con LCOE de la planta de referencia es en promedio del 63%.

Los datos de costo y rendimiento para la captura de CO₂ de postcombustión de la generación de energía a carbón se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3.- Captura de postcombustión por aminas.

<i>Año</i>	<i>Región</i>	<i>Combustible</i>	<i>Central eléctrica</i>	<i>Costo capital (usd/mw)</i>
2009	US	BITCOAL	SCPC	4 511
2009	US	BITCOAL	USCPC	4 279
2009	EU	BIT+10%	SCPC	2 790
2009	CHN	BITCOAL	USCPC	1 572

5.5.2- Captura pre-combustión de CO₂ a partir de ciclos combinados de gasificación.

Todos los estudios revisados, evalúan la captura pre-combustión de CO₂ de plantas de ciclo combinado de gasificación integrada (*Integrated Gasification Combined Cycle*, IGCC) que operan sobre carbones bituminosos. Se analizan las tecnologías gasificadoras de Conoco Phillips (CoP), Compañía General Electric (*General Electric Company*, GEC), el Instituto de Investigación de Energía Térmica (*Thermal Power Research Institute*, TPRI) con sede en China. Los factores de capacidad promedios publicados son del 81% para los casos mostrados; las tasas de captura de CO₂ son del 88%. Las potencias netas de salida, incluida la captura de CO₂, van de 482 MW a 730 MW en las regiones de la OECD, con una eficiencia neta promedio del 33.1% del LHV. Se estiman sanciones netas por eficiencia entre 5.5 y 11.4 puntos porcentuales del LHV para la captura de precombustión de CO₂ en las regiones de la OECD, lo que supone una reducción promedio del 20% en la eficiencia.

Al añadir la captura de CO₂, los costos actualizados a los niveles de costos de 2009 aumentan en promedio 1 128 USD/MW, el aumento varía por un factor de entre USD 609/kW y USD 1 580/kW. Los costos relativos aumentan en un promedio del 44% en comparación con una planta de referencia de IGCC al añadir la captura de CO₂. Esta tendencia parece comparablemente sólida en toda la gama de tecnologías de gasificación y entre los Estados Unidos y la Unión Europea.

En las regiones de la OECD, el LCOE aumenta en promedio en USD 29/MWh en relación con una planta de referencia del IGCC. El aumento relativo de LCOE en comparación con el LCOE de la planta de referencia es en promedio del 39%.

En la Tabla 4 se muestran los datos de costo y rendimiento para la captura previa a la combustión de CO₂ de IGCC. Se analizan los datos económicos de 4 casos diferentes incluyendo un estudio para una instalación en China.

Tabla 4.- Captura de pre-combustión por ciclos combinados de gas natural.

<i>Año</i>	<i>Región</i>	<i>Combustible</i>	<i>Central eléctrica</i>	<i>Costo capital (usd/mw)</i>
2009	US	BITCOAL	GE	2 513
2009	US	BITCOAL	Generic	3 940
2009	US	BITCOAL	IGCC	4 373
2009	CHN	BITCOAL	TPRI	1 471

5.5.3.- Captura de Oxicombustión de CO₂ a partir de la generación de energía con carbón.

La captura de oxicombustión de calderas SCPC que funcionan con carbones bituminosos se evalúa con mayor frecuencia en este apartado.

Los factores de capacidad promedio publicados son del 85%; las tasas de captura de CO₂ oscilan entre 500Mw y 550Mw en los países de la OECD, con una eficiencia neta media del 31.9%. Se estiman sanciones netas por eficiencia entre 7.9 y 12.2 puntos porcentuales del LHV para la captura de oxicombustión en las regiones de la OECD, lo que supone una reducción promedio del 23% en la eficiencia.

Al añadir la captura de CO₂, los costos actualizados a los niveles de 2009 aumentan en promedio 1 696 USD/kW. El aumento relativo (en porcentaje) de los costos son en promedio del 74% en comparación con los costos de la planta de energía de referencia. En las regiones de la OECD, el LCOE aumenta en promedio en USD 40/MWh. El aumento relativo de LCOE en comparación con LCOE de la planta de referencia es en promedio del 64%.

Se analizan los datos tecno-económicos de 2 diferentes estudios realizados en Estados Unidos en el año 2009 e incluyendo un estudio de caso para una instalación en China en el mismo año. Se anexan valores en la Tabla 5.

Tabla 5.- Captura de oxicombustión por medio de carbón.

<i>Año</i>	<i>Región</i>	<i>Combustible</i>	<i>Central eléctrica</i>	<i>Costo capital (usd/kW)</i>
2009	US	BITCOAL	SCPC	4 121
2009	US	BITCOAL	SCPC	3 985
2009	CHN	BITCOAL	USCPC	1 266

5.5.4- Captura de Postcombustión de CO₂ a partir de ciclos combinados de gas natural

Los factores de capacidad promedio publicados son del 88% para los casos mostrados; Las tasas de captura de CO₂ son del 87%. Las potencias netas, incluida la captura, oscilan entre 322 MW y 692 MW, con una eficiencia neta promedio del 48.4% (LHV) en todas las regiones de la OCDE.

Se estiman sanciones netas por eficiencia entre 6.0 y 10.7 puntos porcentuales del LHV para la captura de postcombustión de CO₂ en las regiones de la OECD, lo que supone una reducción promedio del 15% en la eficiencia. Al añadir la captura de CO₂, los costos actualizados a los niveles de costos de 2009 aumentan en promedio USD 754/kW.

El aumento relativo (en porcentaje) de los costos actualizados en comparación con los costos de la planta de energía de referencia es menos estable que la tendencia observada para los datos de generación de energía a carbón. Los costos actualizados aumentan en un promedio del 82% al añadir la captura de CO₂. A diferencia de la generación de energía a carbón, el uso del aumento relativo de los costos como métrica clave parece ofrecer un beneficio menos claro sobre el uso de aumentos de costos absolutos.

En las regiones de la OECD, el LCOE aumenta en promedio en USD 25/MWh, pero varía entre USD 19/MWh y USD 40/MWh. El aumento relativo de LCOE en comparación con LCOE de la planta de referencia es en promedio del 33%.

Se analizan los datos tecno-económicos de 3 diferentes estudios realizados en la Unión Europea y un estudio realizado en Estados Unidos en el año 2009. Se anexan valores en la Tabla 6.

Tabla 6.- Captura de postcombustión por medio de ciclos combinados de gas natural.

Año	Región	Combustible	Central eléctrica	Costo capital (usd/mw)
2009	EU	NG	F-class	1 741
2009	EU	NG	F-class	1 786
2009	EU	NG	F-class	1 767
2009	US	NG	F-class	1 870

A continuación, en la Tabla 7 se muestran las ventajas y desventajas de la tecnología de postcombustión.

Tabla 7.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de postcombustión.

TECNOLOGÍA POSTCOMBUSTIÓN.	VENTAJAS
	<ol style="list-style-type: none"> 1. Es aplicable a la mayoría de las plantas eléctricas de carbón. 2. Opción de tecnología de reacondicionamiento.
	DESVENTAJAS
	<ol style="list-style-type: none"> 1. El gas de combustión está diluido en CO₂. 2. El gas de combustión está a presión ambiente. 3. Baja presión del CO₂. 4. Rendimiento o volumen de circulación superior requerido para altos niveles de captura. 5. El CO₂ es producido a baja presión comparado con los requerimientos de secuestro.

En la Tabla 8 se muestran las ventajas y desventajas de la tecnología de Pre-combustión.

Tabla 8.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de pre-combustión.

<p>TECNOLOGÍA PRECOMBUSTIÓN</p>	<p style="text-align: center;">VENTAJAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Es aplicable para las centrales térmicas de carbon. 2. Comercialización de producción de H₂ a gran escala. 3. Alta eficiencia. 4. Bajas penalizaciones de energía de captura (=10-15%). 5. Producción de gas de síntesis concentrado en CO₂ a alta presión. 6. Mas tecnologías disponibles para la separación. 7. Potencial de reducción de los costos /cargas de compresión. 8. Mayor fuerza motriz para la separación.
	<p>DESVENTAJAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. El gas de combustión está diluido en CO₂. 2. El gas de combustión está a presión ambiente. 3. Baja presión del CO₂. 4. Rendimiento o volumen de circulación superior requerido para altos niveles de captura. 5. El CO₂ es producido a baja presión comparado con los requerimientos de secuestro.

En la Tabla 9 se muestran las ventajas y desventajas de la tecnología de Oxidación.

Tabla 9.- Ventajas y desventajas de la tecnología de CAC de oxidación.

<p style="text-align: center;">TECNOLOGÍA OXIDACIÓN</p>	<p style="text-align: center;">VENTAJAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Muy alta concentración de CO₂ en los gases de combustión. 2. Simplifica la captura postcombustión. 3. Opción de reacondicionamiento tecnológico.
	<p>DESVENTAJAS</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Requerimiento grande de producción criogénica de O₂ que pueden ser costos de energía no permitidos en ciertas industrias. 2. Requerimiento de enfriamiento del CO₂ reciclado para mantener las temperaturas dentro de los límites de los materiales. 3. Decrecimiento de la eficiencia del proceso.

5.5.- Índices económicos

Desde su introducción en 1963, el Índice de Costo de la Planta de Ingeniería Química (*Chemical Engineering Plant Cost Index*, CEPCI) ha servido como una herramienta importante para los profesionales de la industria de procesos químicos (*Chemical Process Industry*, CPI) al ajustar los costos de construcción de la planta de proceso de un período a otro. El CEPCI consiste en un índice compuesto ensamblado a partir de un conjunto de cuatro subíndices:

- Equipos
- Trabajo de construcción
- Edificios
- Ingeniería y Supervisión

La mayoría de estos componentes corresponden a los Índices de Precios al Productor (*Producer Price Index*, PPI), actualizados y publicados mensualmente por la Oficina de Estadísticas Laborales (*Bureau of Labor Statistics*, BLS) del Departamento de Trabajo de los Estados Unidos. Según BLS, los PPI "rastrear el cambio promedio en los precios de transacción netos que los productores nacionales en los sectores de minería, manufactura, agricultura y silvicultura, así como industrias de servicios seleccionados, reciben por los productos que fabrican y venden". Las cotizaciones de precios que usa el BLS para construir estos índices provienen de una muestra elegida estadísticamente de transacciones representativas obtenidas de una muestra elegida estadísticamente de productores representativos en cada 600 industrias aproximadamente. Durante más de 46 años,

los profesionales de las CPI, ingenieros, gerentes y técnicos, han utilizado el CEPCI para ajustar los costos de construcción de plantas de proceso de un período a otro.

Hoy en día es posible que los ingenieros tengan un acceso a los índices de costos ya que se encuentran registrados en línea en la página oficial de la revista Chemical Engineering y de manera fácil se puede acceder a la base de datos, incluidos los archivos anuales que van desde el año 1947 hasta el actual. (Lozowski, Índice de Costos de Planta, 2022)

Conociendo la función de los índices de costo de planta, en este proyecto sobre las tecnologías de CAC se toma como referencia el valor del índice de costo del año 2009, ya que se toma como referencia la información planteada en el informe llamado “Costo y rendimiento de la captura de dióxido de carbono a partir de la generación de energía” (*Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*) y se realiza una comparativa con los años 2014-2021 con el fin de así obtener un valor significativo que nos indique el costo de producción para aplicar un sistema de CAC a una planta termoeléctrica, basándonos en el tamaño de dicha planta.

6.- DESARROLLO EXPERIMENTAL

A continuación, se describe los procedimientos utilizados para la realización de la hoja de Excel en la cual viene la manera de saber cuál será la inversión que se va a generar si se desea colocar en una planta termoeléctrica un sistema de CAC.

Primeramente se recaba información sobre los costos de capital con sistema de captura y sin sistema de captura de las tres tecnologías de CAC, las cuales son: Postcombustión por aminas, Postcombustión de ciclos combinados de gas natural y oxcombustión a partir de carbón, los costos de capital de las tecnologías mencionadas vienen plasmadas en unas tablas contenidas en el reporte “Costo y rendimiento de la captura de dióxido de carbono a partir de la generación de energía” tomando de referencia los valores del año 2009 de la región de Estados Unidos referente a una central eléctrica con SCPC.

En la Tabla 10 se muestra un ejemplo con los valores de los costos de capital de la tecnología de Postcombustión por aminas.

Tabla 10.- Ejemplo de los costos de capital de la tecnología de CAC de postcombustión por aminas.

<i>Año</i>	<i>Región</i>	<i>Tipo de central eléctrica</i>	<i>Costo capital sin captura de CO₂ (USD/MW)</i>	<i>Costo capital con captura de CO₂ (USD/MW)</i>
2009	US	SCPC	2587	4511

Una vez que se tienen los datos de la tecnología de captura deseada se procede a buscar en la revista “Chemical Engineering” el valor del indicador económico del 2009 el cual es 521.9 y también se buscan los valores de los indicadores de los años 2014-2021, puesto que estos datos son los que se necesitan para realizar el cálculo y conocer la inversión que se requiere para la aplicación de un sistema de CAC en una planta termoeléctrica.

En la Figura 11 se muestran los indicadores económicos que año tras año publica la revista “Chemical Engineering”.



Figura 11.- Índices de costos de planta de los años 2014-2021 (Lozowski, Índices de costos de planta, 2022).

Con los datos recabados de los costos de capital de la tecnología deseada y los valores de los indicadores económicos del año de referencia y de los años de costeo, se realiza el siguiente procedimiento para obtener la inversión que se necesita para aplicar una tecnología de CAC en una planta termoeléctrica.

6.1.- ESTIMACIONES DE COSTO DE CAPITAL EN CENTRALES

TERMOELECTRICAS NUEVAS

6.1.1.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando aminas con un sistema sin captura de CO2.

1.- Se toma el valor del costo de capital del sistema de captura de postcombustión por aminas que para este ejemplo sería \$2 587 MW y se multiplica ese valor el valor de la planta de referencia que en este caso es de 550 MW.

$$\left(2\,587 \frac{\text{usd}}{\text{MW}}\right) (550 \text{ MW}) = \$1\,422\,850 \quad (1)$$

3.- Se realiza un ajuste entre el tamaño de planta de referencia con el tamaño de planta actual, que para este ejemplo se utiliza el valor de 800 MW, elevando ese valor al coeficiente $m=0.6$, dicho coeficiente se utiliza cuando no contamos con el exponente de cada tecnología. El hecho de que el valor de m sea menor a uno implica que una planta de mayor capacidad se traduzca en una menor inversión unitaria al hacer el análisis económico.

$$\left(\frac{800 \text{ MW}}{550 \text{ MW}}\right)^{0.6} = 1.25 \quad (2)$$

4.- El valor obtenido en el paso 1 se multiplica por el ajuste de tamaño de planta obtenido en el paso anterior.

$$(\$1\,422\,850)(1.25) = \$1\,778\,562.5 \quad (3)$$

5.- Del valor obtenido en el punto anterior se multiplica por la división de los indicadores económicos del año de referencia y el año de costeo deseado.

$$(\$1\ 778\ 562.5) \left(\frac{596.2}{521.9} \right) = \$2\ 031\ 766.55 \quad (4)$$

6.- Por último, se divide el valor obtenido en el paso 5 entre el tamaño de planta actual y así obtenemos la inversión que se requiere para instalar un sistema de CAC en una planta termoeléctrica.

$$\frac{\$2\ 031\ 766.55}{800\ MW} = 2\ 539.70 \frac{USD}{MW} \quad (5)$$

6.1.2.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando aminas con sistema de captura de CO₂.

1.- Se toma el valor del costo de capital del sistema de captura de postcombustión por aminas que para este ejemplo sería \$4 511, y se multiplica ese valor el valor de la planta de referencia que en este caso es de 550 MW.

$$\left(4\ 511 \frac{USD}{MW} \right) (550\ MW) = \$2\ 481\ 050 \quad (6)$$

3.- Se realiza un ajuste entre el tamaño de planta de referencia con el tamaño de planta actual, que para este ejemplo se utiliza el valor de 800 MW, elevando ese valor al coeficiente $m=0.6$, dicho coeficiente se utiliza cuando no contamos con el exponente de cada tecnología. El hecho de que el valor de m sea menor a uno implica que una planta de mayor capacidad se traduzca en una menor inversión unitaria al hacer el análisis económico.

$$\left(\frac{800 \text{ MW}}{550 \text{ MW}}\right)^{0.6} = 1.25 \quad (7)$$

4.- El valor obtenido en el paso 1 se multiplica por el ajuste de tamaño de planta obtenido en el paso anterior.

$$(\$2\,481\,050)(1.25) = \$3\,101\,312.5 \quad (8)$$

5.- Del valor obtenido en el punto anterior se multiplica por la división de los indicadores económicos del año de referencia y el año de costeo deseado.

$$(\$3\,101\,312.5) \left(\frac{596.2}{521.9}\right) = \$3\,542\,829.11 \quad (9)$$

6.- Por último, se divide el valor obtenido en el paso 5 entre el tamaño de planta actual y así obtenemos la inversión que se requiere para instalar un sistema de CAC en una planta termoeléctrica.

$$\frac{\$3\,542\,829.11}{800 \text{ MW}} = \$4\,428.53 \quad (10)$$

6.1.3.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando gas natural con un sistema sin captura de CO2.

La metodología de los cálculos es similar al procedimiento anterior, solo que ahora el costo de capital es: \$957 y el tamaño de planta es de 560 MW.

6.1.4.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando gas natural con un sistema con captura de CO2.

La metodología de los cálculos es similar al procedimiento anterior, solo que ahora el costo de capital es: \$1 870 y el tamaño de planta es de 560 MW.

6.1.5.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando carbón con un sistema sin captura de CO2.

La metodología de los cálculos es similar al procedimiento anterior, solo que ahora el costo de capital es: \$2 587 y el tamaño de planta es de 550 MW.

6.1.6.- Estimación de costo de capital para una central termoeléctrica usando carbón con un sistema con captura de CO2.

La metodología de los cálculos es similar al procedimiento anterior, solo que ahora el costo de capital es: \$4 121 y el tamaño de planta es de 550 MW.

Una vez teniendo el cálculo para la inversión se procede a crear un programa de Excel, en especial es útil ocupar la función Visual Basic que se encuentra en la pestaña “Programador”.

Una vez ingresando a Visual Basic insertaremos un formulario llamado “UseForm”, se abre un cuadro donde se ingresan las formas que se requiere para la creación de nuestro formulario como se muestra en la Figura 12.

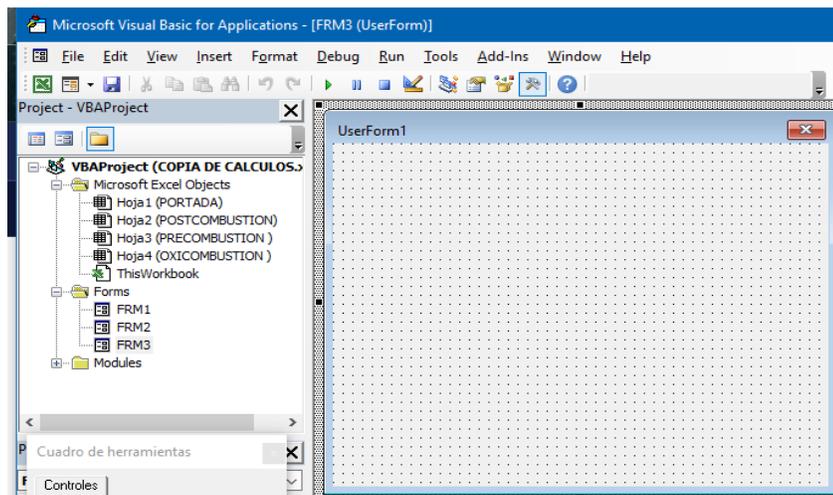


Figura 12.- Vista general de la opción UseForm para la creación del formulario.

En el recuadro es donde insertaremos los componentes que tendrá el formulario para poder calcular la inversión. Se insertará una etiqueta con la descripción “Tamaño de planta actual” con un cuadro de texto en donde el usuario va a colocar el tamaño de planta que desea conocer su inversión; se coloca una etiqueta para elegir el año de costeo que va de los años 2014-2021; también se inserta dos etiquetas con la descripción “Costo de capital s/captura de CO₂” y “Costo de capital c/captura de CO₂” con su cuadro de texto para que muestre el resultado; y se insertan dos etiquetas donde aparecen las leyendas “la disminución de la eficiencia neta de la planta de dióxido de carbono es:” y “porcentaje de reducción de

emisiones” Por último, se colocan tres botones con las leyendas “Limpiar, Calcular y Cerrar”.

En la Figura 13 se muestra el resultado final del formulario creado en Visual Basic.

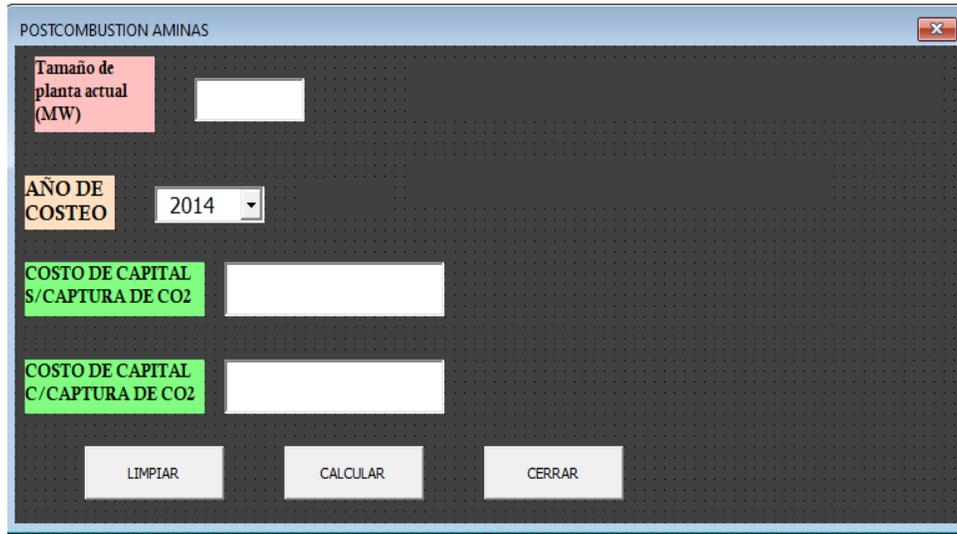


Figura 13.- Vista del formulario final con los cuadros de textos y etiquetas agregados.

A continuación, se explica las partes que conforman el código de Visual Basic para dar funcionamiento al formulario creado de la tecnología de Postcombustión por aminas que se usa de ejemplo.

En la Figura 14 se muestra el código que contiene el botón “Calcular”, en esta parte se declara la función “Resultado” que es la parte donde viene la fórmula que se necesita para el cálculo de la inversión con los datos del costo de capital con y sin captura de CO₂. Las fórmulas que se muestran en el código son las siguientes:

$Resultado = (2481050 * ((Planta / 550) ^ 0.6) * (anio2 / 521.9) / Planta)$ con captura de CO₂.

$Resultado = (1422850 * ((Planta / 550) ^ 0.6) * (anio2 / 521.9) / Planta)$ sin captura de CO₂

Enseguida se explica el significado de cada parte que contiene la formula:

- “2481050” y “1422850” = Son los valores de los costos de capital con y sin captura de CO₂ respectivamente, tomados de la tabla del reporte de referencia utilizado para este proyecto de la tecnología deseada.
- $\left(\frac{Planta}{300}\right)^{0.6}$ = Hace referencia al ajuste del tamaño de planta, donde el valor “300” es el tamaño de planta de referencia y la palabra “Planta” es el nombre que se le dio al cuadro de texto que se encuentra a lado de la etiqueta “Tamaño de planta actual”; el valor de 0.6 es el coeficiente de la tecnología.
- $\frac{anio2}{521.9} / Planta$ = En esta parte de la formula lo que significa el apartado “anio2” es el valor del indicador económico del año de costeo; el valor de “521.9” es el valor del indicador económico del año de referencia que en este caso es 2009.

Después de insertar la formula necesaria es útil insertar una función llamada “Format([numero],” #,##0.00”)” que nos ayudará a que el resultado que se muestre de la inversión este redondeado.

```
Sub Calcular_Click()  
  
Dim Resultado As Long  
Resultado = (2481050 * ((Planta / 550) ^ 0.6) * (anio2 / 521.9) / Planta)  
Inversion = Format(Resultado, "#,##0.00")  
  
Resultado = (1422850 * ((Planta / 550) ^ 0.6) * (anio2 / 521.9) / Planta)  
Inversion2 = Format(Resultado, "#,##0.00")  
  
End Sub
```

Figura 14.- Código del botón “Calcular”

En la Figura 15 se explica la descripción del código respecto al botón con la lista desplegable de los años de costeo (2014-2021) y que al seleccionar cualquier año automáticamente se nos proporcionará el valor de dicho año.

En este código se declaran las entradas del código que serían "ANIO" y "valorAceptado". En una pestaña del Excel se deberá colocar los años del 2014-2021 con su respectivo valor para que así dentro del código podamos colocar la función "myrange=Range ("")" en donde se va a insertar la pestaña de Excel donde se encuentran los valores de los años de costeo. Se inserta también la función "CLng" la cual nos ayudará a mostrar un resultado que se desea visualizar en un cuadro de texto y junto a esta función va la función anterior "myrange". Una vez declaradas estas dos primeras funciones, se procede a colocar la función VLookup, la cual sirve para buscar dentro de un rango de números algún valor en específico, la estructura de la función es la siguiente: ANIO = Application.VLookup(valorAceptado, myrange, 2, False), en donde "ANIO" es una variable cualquiera, "Application.VLookup" es el nombre real de la función BUSCARV en el sistema de Visual Basic y dentro de los paréntesis ingresamos la entrada que declaramos como "valorAceptado", la función "myrange" que es el rango de datos de donde se buscare el valor deseado, el numero "2" indica la posición en la que está el valor deseado y por último el término "False" indica que la función VLookup solo encontrará un valor exacto.

Y por último se declara la función: Me.anio2.Caption = ANIO, la cual indica que en la etiqueta marcada con el nombre “anio2” se muestra el valor del año seleccionado del indicador económico.

```
Sub canales_Change()  
  
Dim ANIO As Long  
Dim valorAceptado As Long  
Set myrange = Range("POSTCOMBUSTION!L2:M11")  
valorAceptado = Me.canales.Value  
valorAceptado = CLng(valorAceptado)  
ANIO = Application.VLookup(valorAceptado, myrange, 2, False)  
Me.anio2.Caption = ANIO
```

Figura 15.- Código de la función VLookup.

En la Figura 16 se muestra el código que se escribe para funcionar el botón de “Cerrar”, para este botón solamente se escribe la función “Unload Me” que significa que finaliza la ejecución de una aplicación liberando la memoria ocupada por las variables definidas a nivel del módulo y por las variables estáticas; además, cierra todos los ficheros abiertos.

```
Private Sub Cerrar_Click()  
  
Unload Me  
  
End Sub
```

Figura 16.- Código del botón “Cerrar”

Por último, se observa en la Figura 17 el código que se inserta para el botón “Limpiar” en el cual se señala que campos del formulario se desean eliminar. En este formulario se desean eliminar los campos de “Planta, año2 e Inversión”, es necesario insertar la función de cada campo a eliminar e igualar cada función con comillas (“”), las comillas son usadas en Visual Basic para eliminar algunos conceptos deseados.

```
Private Sub Limpiar_Click()  
  
Me.Planta.Value = ""  
Me.año2.Caption = ""  
Me.Inversion.Value = ""  
Me.Inversion2.Value = ""  
  
End Sub
```

```
Private Sub UserForm_Click()  
  
End Sub
```

Figura 17.- Código del botón “Limpiar”

7.- DISCUSIÓN DE RESULTADOS

7.1.- Descripción del uso del programa desarrollado

A continuación, se va a mostrar una explicación detallada de cómo funciona el formulario para saber cuál será la inversión que se necesita para instalar una tecnología de CAC. Para este ejemplo se usa la tecnología de postcombustión por aminas.

Se muestra en la Figura 18 una vista general de la portada del programa de Excel, la cual se puede observar los botones con los nombres de las diferentes tecnologías de CAC.

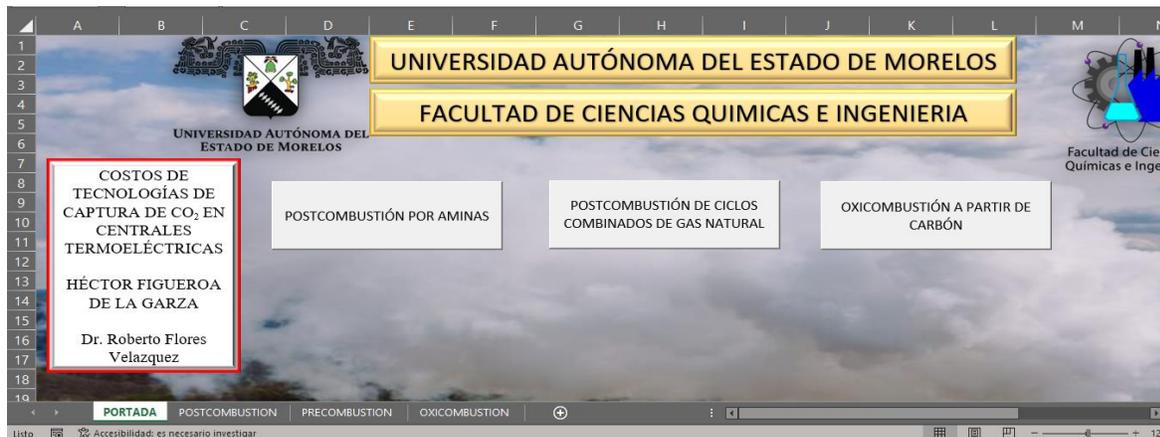


Figura 18.- Vista general de la portada del programa de Excel

De clic en el botón respectivo de la tecnología de CAC “Postcombustión por aminas” y enseguida se muestra un formulario para calcular la inversión necesaria.

En la Figura 19 se muestra el formulario despegable de dicha tecnología de CAC.



Figura 19.- Vista general del formulario.

Los campos que se muestran en el formulario son las siguientes:

- Tamaño de planta actual (MW): Es el tamaño de planta del cual se desea saber el costo de inversión al momento de aplicar una tecnología de CAC.
- Año de costeo: Este es el año por elegir con el que se hará la comparación con el año de referencia, en el programa se despliega una lista del 2014-2021 para lo cual al momento de elegir el año se muestra el valor del índice económico con su respectivo año.
- Costo de capital sin captura de CO₂: Se muestra el valor de la inversión necesaria en un sistema sin captura.
- Costo de capital con captura de CO₂: Se muestra el valor de la inversión necesaria en un sistema con captura.

Para ocupar el formulario se siguen los siguientes pasos:

1. Se elegí la tecnología que se desea ocupar y al abrir el formulario se coloca el tamaño de planta actual para la que se requiere saber el costo de la inversión. Como se muestra en la Figura 20, tomaremos de ejemplo el valor de 800MW para el tamaño de planta actual.

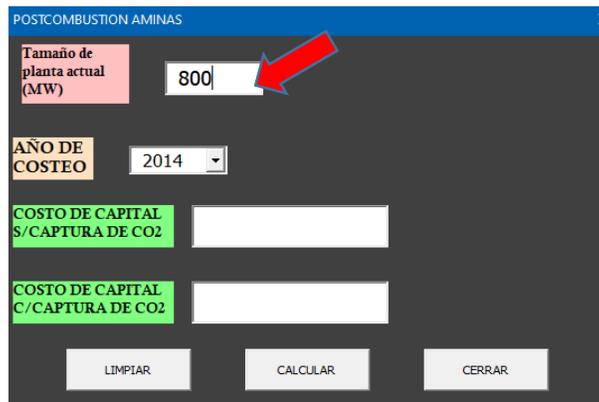
The image shows a software window titled "POSTCOMBUSTION AMINAS". It contains several input fields: "Tamaño de planta actual (MW)" with the value "800" entered, "AÑO DE COSTEO" with a dropdown menu showing "2014", and two empty fields for "COSTO DE CAPITAL S/CAPTURA DE CO2" and "COSTO DE CAPITAL C/CAPTURA DE CO2". At the bottom, there are three buttons: "LIMPIAR", "CALCULAR", and "CERRAR". A red arrow points to the "800" in the first field.

Figura 20.- Colocación del valor del tamaño de planta actual.

2. En este paso se elige el año de costeo deseado. En este caso se tomará de ejemplo el año 2020, tal como se muestra en la Figura 21.

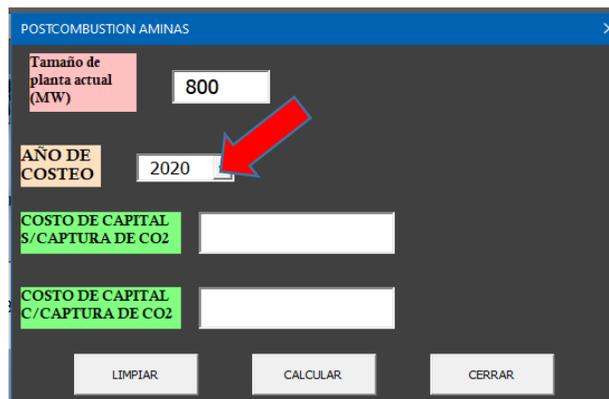
The image shows the same software window as in Figure 20. The "Tamaño de planta actual (MW)" field still contains "800". The "AÑO DE COSTEO" dropdown menu now shows "2020" selected. The other fields and buttons remain the same. A red arrow points to the "2020" in the dropdown menu.

Figura 21.- Selección del año de costeo deseado

3. Por último, se da clic en el botón “Calcular” y automáticamente se muestra la cantidad de inversión (en dólares) que se necesita en un sistema sin captura y con captura de CO₂ teniendo de referencia los costos de capital, asimismo también se muestran dos leyendas que muestran la disminución de la eficiencia neta y el porcentaje de reducción de emisiones, tal como se muestra en la Figura 22.

The screenshot shows a software window titled "POSTCOMBUSTION AMINAS" with a close button (X) in the top right corner. The interface is dark-themed and contains the following elements:

- Tamaño de planta actual (MW):** A text input field containing the value "800".
- AÑO DE COSTEO:** A dropdown menu showing "2020".
- COSTO DE CAPITAL S/CAPTURA DE CO₂:** A text input field containing "2,543.00".
- COSTO DE CAPITAL C/CAPTURA DE CO₂:** A text input field containing "4,434.00".
- Buttons:** Three buttons at the bottom: "LIMPIAR", "CALCULAR", and "CERRAR".
- Results:** Two lines of text on the right side of the window:
 - "La disminución de la eficiencia neta de la planta de dióxido de carbono es de: 28%"
 - "Porcentaje de reducción de emisiones del: 87%"

Figura 22.- Vista de los costos de inversión de un sistema sin y con captura de CO₂ y porcentaje de la disminución de la eficiencia neta de la planta de CO₂ y el porcentaje de reducción de emisiones.

7.2.- Aplicaciones

De conformidad con los artículos 11 fracciones XII y XIII, y 13 de la Ley de la Industria Eléctrica, la SENER determinó calificar como proyectos estratégicos de infraestructura necesarios para cumplir con la política energética nacional, el Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica elaborado y presentado por la CFE como estratégico, cuyo desarrollo e implementación resulta necesario para cumplir con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024.

A continuación, se muestran dos ejemplos sobre centrales termoeléctricas futuras en México.

En primer lugar, tenemos el proyecto de Central Eléctrica de Ciclo Combinado denominado "C.C.C. Gonzales Ortega" de la empresa CFE Generación III con una capacidad bruta media de 699MW; con fecha de operación para enero 2023 y el área de influencia será en Mexicali y Tijuana, Baja California.

Usando el programa realizado en Microsoft Excel, es posible saber la estimación de costo para esta central eléctrica con y sin captura de CO₂.

1. En nuestro programa seleccionamos el botón “POSTCOMBUSTION POR CICLOS COMBINADOS DE GAS NATURAL”, tal como se muestra en la Figura 23.

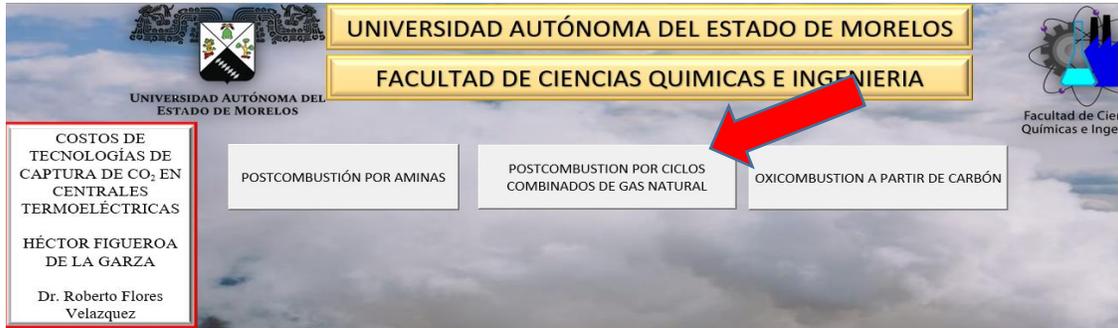


Figura 23.- Selección del botón “POSTCOMBUSTION POR CICLOS COMBINADOS DE GAS NATURAL”

2. En cuanto se despliega el formulario se ingresa el dato del tamaño de planta actual que es 699MW y usaremos el índice económico del año 2021, siendo el más actual. Una vez ingresados los datos, el programa nos arroja las estimaciones de costo con y sin captura de CO₂; tal como se muestra en la Figura 24.

Figura 24.- Estimación de costos de capital para una central eléctrica de ciclo combinado de 699MW.

En segundo lugar, tenemos el proyecto de la Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Mérida” de la empresa CFE Generación VI con una capacidad bruta de 532 MW; con fecha de operación para enero 2024 y el área de influencia del proyecto es Mérida, Yucatán y Escárcega, Campeche.

Usando la misma metodología que el ejemplo anterior se obtienen las siguientes estimaciones de costo de capital para un sistema con y sin captura de CO₂, como se muestra en la Figura 25.

The screenshot shows a software window titled "POSTCOMBUSTION CICLOS COMBINADOS" with a dark background and a blue title bar. It contains several input fields and informational text:

- Tamaño de planta actual (MW):** A text box containing the value "532".
- AÑO DE COSTEO:** A dropdown menu showing "2021".
- COSTO DE CAPITAL S/CAPTURA DE CO₂:** A text box containing "1,325.00".
- COSTO DE CAPITAL C/CAPTURA DE CO₂:** A text box containing "2,589.00".
- Buttons:** Three buttons at the bottom: "LIMPIAR", "CALCULAR", and "CERRAR".
- Text:** Two informational lines on the right side: "La disminución de la eficiencia neta de la planta de dióxido de carbono es de: 14%" and "Porcentaje de reducción de emisiones del: 87%".

Figura 25.- Estimación de costo de capital para una central eléctrica de ciclo combinado de 532MW.

En tercer lugar, tenemos el proyecto de la Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Valladolid” de la empresa CFE Generación VI con una capacidad bruta de 1 061 MW; con fecha de operación para enero 2023 y el área de influencia del proyecto es Tizimín, Yucatán y Escárcega, Campeche.

Usando la misma metodología que el ejemplo anterior se obtienen las siguientes estimaciones de costo de capital para un sistema con y sin captura de CO₂, como se muestra en la Figura 26.

The screenshot shows a software window titled "POSTCOMBUSTION CICLOS COMBINADOS". It contains the following elements:

- Tamaño de planta actual (MW):** Input field with value "1061".
- AÑO DE COSTEO:** Dropdown menu with value "2021".
- COSTO DE CAPITAL S/CAPTURA DE CO2:** Input field with value "1,005.00".
- COSTO DE CAPITAL C/CAPTURA DE CO2:** Input field with value "1,965.00".
- Buttons:** "LIMPIAR", "CALCULAR", and "CERRAR".
- Text on the right:** "La disminución de la eficiencia neta de la planta de dióxido de carbono es de: 14%" and "Porcentaje de reducción de emisiones del: 87%".

Figura 26.- Estimación de costo de capital para una central eléctrica de ciclo combinado de 1 061MW

En último lugar, tenemos el proyecto de la Central Eléctrica Ciclo Combinado denominado “C.C.C. Baja California Sur” de la empresa CFE Generación III con una capacidad bruta de 167 MW; con fecha de operación para enero 2024 y el área de influencia del proyecto es La Paz, Baja California Sur.

Usando la misma metodología que el ejemplo anterior se obtienen las siguientes estimaciones de costo de capital para un sistema con y sin captura de CO₂, como se muestra en la Figura 27.

The screenshot shows a software window titled "POSTCOMBUSTION CICLOS COMBINADOS" with a dark background and a blue header. It contains several input fields and informational text:

- Tamaño de planta actual (MW):** 167
- AÑO DE COSTEO:** 2021
- COSTO DE CAPITAL S/CAPTURA DE CO₂:** 2,106.00
- COSTO DE CAPITAL C/CAPTURA DE CO₂:** 4,116.00

Additional text on the right side of the window includes:

- La disminución de la eficiencia neta de la planta de dióxido de carbono es de: 14%
- Porcentaje de reducción de emisiones del: 87%

At the bottom, there are three buttons: "LIMPIAR", "CALCULAR", and "CERRAR".

Figura 27.- Estimación de costo de capital de una central eléctrica de ciclo combinado de 167MW

8.- CONCLUSIONES

Para realizar este trabajo de tesis se obtuvo la información del libro “Costo y rendimiento de la captura de dióxido de carbono a partir de la generación de energía” (Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation) que contiene datos sobre las diferentes tecnologías de CAC comprendidas del año 2009.

El objetivo que se plantea es conocer la inversión que se necesita para colocar una tecnología de CAC en una central termoeléctrica y para conocer dicho valor se creó un formulario basado en el servidor de Visual Basic que contiene el programa de Excel.

Para la realizar el procedimiento del calculo que se requiere para conocer la inversión, se toma como base el libro “Diseño de procesos en Ingeniería Química” del capítulo 2 “Análisis Económico de Procesos”, actualizando los datos para cumplir con los objetivos de este proyecto.

Una vez actualizados los datos y teniendo las fórmulas, se obtuvieron los valores de inversión que necesita una planta termoeléctrica para la instalación de un sistema de CAC. Asimismo, se añaden al trabajo de Excel el porcentaje de la eficiencia neta de la planta y el porcentaje en la reducción de sus emisiones.

Al concluir el análisis de las tecnologías “Postcombustión por aminas, Postcombustión de ciclos combinados de gas natural y Oxidación de generación de energía a base de carbon” se analiza que la tecnología más conveniente y de menor costo de inversión para su instalación en una planta

termoeléctrica es la de “Postcombustión de ciclos combinados de gas natural” y la razón por la que es más económica es, en primer lugar, que al realizar el cálculo en el programa de Excel y comparar los resultados que nos arrojan los formularios de las tres tecnologías de CAC se observa que la inversión de menor costo es de la tecnología antes mencionada. En segundo lugar, al comparar los costos de la oxicomcombustión de generación de energía a base de carbon se observa que es más estable la tecnología de Postcombustión por ciclos combinados ya que los costos aumentan un 82% cuando se añade la captura de CO₂ en la tecnología de oxicomcombustión.

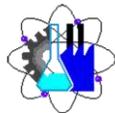
9.- REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Agency, I. E. (2011). *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. Francia .
- APREAN. (15 de Febrero de 2022). Obtenido de Energía Termoeléctrica: https://www.aprean.com/energia-termoelectrica/#Alternativa_sostenible_a_la_energia_termoelectrica_convencional
- Cano, R. I. (10 de Julio de 2022). *Real Instituto el Cano*. Obtenido de El acuerdo de Paris y el fin de la era del carbón: www.realinsitutoelcano.org
- Cengel, Y. A. (2011). *Termodinámica*. McGrawHill.
- CFE. (2019). *Programa de desarrollo del sistema eléctrico nacional 2020-2034*.
- Climático, G. I. (2005). *La captación y almacenamiento de carbono*.
- COP21. (2016). *Acuerdo de Paris*. Francia.
- Endesa, F. (25 de Junio de 2022). *Central Térmica Convencional*. Obtenido de Fundación Endesa: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educacion/recursos/centrales-electricas-convencionales/central-termica-convencional>
- Energía, S. d. (s.f.). *Gobierno de México*.
- Española, L. R. (2010). A overview of CO2 capture technologies. 1-2.
- Finkenrath, M. (2011). *Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation*. Paris, Francia.
- Geographic, N. (15 de Mayo de 2022). *NATIONAL GEOGRAPHIC*. Obtenido de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/2020/03/a-donde-va-nuestra-agua>
- IBERDROLA. (20 de Mayo de 2022). *IBERDROLA*. Obtenido de COP26: IBERDROLA EN LA CUMBRE DEL CLIMA 2021: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/contra-cambio-climatico/cop26>
- Lozowski, D. (15 de Julio de 2022). *Índice de Costos de Planta*. Obtenido de Chemical Engineerinf: <https://www.chemengonline.com/pci-home>
- Lozowski, D. (16 de Julio de 2022). *Índices de costos de planta*. Obtenido de Chemical Engineering: <https://www.chemengonline.com/pci-home>
- Mexico, G. d. (28 de Julio de 2022). *Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales*. Obtenido de SEMARNAT: <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/protocolo-de-kioto-sobre-cambio-climatico?idiom=es>

- Nuclear, F. (17 de Abril de 2022). *¿Qué es una central termoeléctrica?* Obtenido de Foro de la Industria Nuclear Española: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-distintas-fuentes-de-energia/que-es-una-central-termoelectrica/>
- Ruiz, A. (20 de Abril de 2022). *WRI MEXICO*. Obtenido de COP26: El Pacto de Glasgow y las oportunidades climáticas de México: <https://wrimexico.org/bloga/cop26-el-pacto-de-glasgow-y-las-oportunidades-clim%C3%A1ticas-de-m%C3%A9xico#:~:text=M%C3%A9xico%20no%20fue%20parte%20de,el%20volumen%20de%20emisiones%20comprometidas.>
- SEMARNAT. (30 de Abril de 2022). *Gobierno de México*. Obtenido de En la COP26, México se reitera aliado en la lucha contra el cambio climático: <https://www.gob.mx/semarnat/prensa/en-la-cop26-mexico-se-reitera-aliado-en-la-lucha-contra-el-cambio-climatico?idiom=es>
- SENER. (2018). *Prospectivas del Sector Eléctrico 2018-2032*. México.
- SENER. (28 de Julio de 2022). *Gobierno de México*. Obtenido de CCUS: Tecnología de captura, uso y almacenamiento de Bióxido de Carbono: <https://www.gob.mx/sener/articulos/ccus-tecnologia-de-captura-uso-y-almacenamiento-de-bioxido-de-carbono>
- SENER. (23 de Mayo de 2022). *Gobierno de México*. Obtenido de Prospektivas del sector energético: <https://www.gob.mx/sener/documentos/prospectivas-del-sector-energetico#:~:text=Las%20prospectivas%20del%20sector%20energ%C3%A9tico,a%20nivel%20nacional%20e%20internacional.>
- UNAM. (2007). EFECTO INVERNADERO, CALENTAMIENTO GLOBAL Y CAMBIO CLIMÁTICO: UNA PERSPECTIVA DESDE LAS CIENCIAS DE LA TIERRA. *Revista Digital Universitaria* , 11.



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS



Facultad de Ciencias
Químicas e Ingeniería



FACULTAD DE CIENCIAS QUÍMICAS e INGENIERÍA

Programas educativos de calidad reconocidos por CIEES, CACEly CONACYT
SGC Certificada en la norma ISO 9001:2015

FORMA T-4A
NOMBRAMIENTO COMITÉ REVISOR

Cuernavaca, Mor., a 25 de mayo de 2022

DR. ROBERTO FLORES VELÁZQUEZ
MTRA. BLANCA IRIS ROMERO RODRÍGUEZ
DRA. FERNANDA MORALES GUZMÁN
DRA. JOSEFINA VERGARA SÁNCHEZ
DRA. LOYDA ALBAÑIL SÁNCHEZ
P R E S E N T E

Me permito comunicarles que han sido designados integrantes del **COMITÉ REVISOR** del trabajo de: **TESIS:**
Diseño de una hoja de cálculo para estimar los costos de tecnologías de captura de CO₂ en centrales termoeléctricas.

Que presenta (el) o (la) **C. HÉCTOR FIGUEROA DE LA GARZA**

Del programa educativo de: **INGENIERÍA QUÍMICA**

A T E N T A M E N T E
Por una humanidad culta

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA

Se anexa firma electrónica

D I C T A M E N

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
DIRECTORA DE LA FCQeI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para emitir DICTÁMEN sobre el trabajo que se menciona, me permito informarle que nuestro voto es:

VOTO	NOMBRE	FIRMA
	DR. ROBERTO FLORES VELÁZQUEZ	
	MTRA. BLANCA IRIS ROMERO RODRÍGUEZ	
	DRA. FERNANDA MORALES GUZMÁN	
	DRA. JOSEFINA VERGARA SÁNCHEZ	
	DRA. LOYDA ALBAÑIL SÁNCHEZ	

El voto del comité es aprobatorio, se anexan firmas electrónicas

VALH/fmg

Av. Universidad 1001 Col. Chamilpa, Cuernavaca Morelos, México, 62209,
Tel. (777) 329 70,00, Ext. 7039/ fcqei@uaem.mx





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ | Fecha:2022-05-25 18:27:10 | Firmante

kSY0bQcU2ud5wkCa0QphL/5cacB5g7yJP8Ulxxk2FLKHij+S+k6bBalRrGC/fg6QHNjLGbhM6ecDTms/fi9j22BhYbRAjI0cRrplODBb1Yho7jPB1YKZYJ8CtDShtyhgcO5nD/k3lldK8fGFjglR3e5+xuVtu45ycC6md5uP/Nn6JhfZQx5lvCwMo3HjyOnIG8xxo14nyV0H0QkEqzYrzT4kAssfJhABHqOQ33QTP28rr7w/r9JfwHxE0BTNBNZnkLApA+OPJK15o9I6p/rc6OhNq3BHnrJt/2VLSsCKaCRsDjBCRON8Vr6G9mdNxcQM6rQEQnRHQj79/DI+Tyyw==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



[RZa5bU1rL](#)

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/W06EkVhy1I2QeGhf7CPf3frsSaCsJ5ID>





UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

FERNANDA MORALES GUZMAN | Fecha:2022-08-02 16:09:29 | Firmante

XNumgDi97P82P0VGJoKkDScoCM1ORXl/QdvnvBMofN83jjR4ZWcEn5d6jrXJfn9Dd9GoVJ1Cc3Fayqe3GxB535S323M9T9QDPY9fW3Z/qYLe4XbHrtXqpVWWhY/Us/xNu9XtUQJ S3M47gGTRKJLk5bwCY5ZOftVOpbqVubonW15XtL5xJY+vGAbkOtB1UbWUYM99TCLZFBbt8fi7rFzizPoSW+HbwqO/wbdzXaC8SHB8havey5Qs/MVUtu0d6cer8ueNreDMIwyV mWuOooELULQbsMdnxEQO8xkhcgeYBUMFBs0B84SjtXDu9ZXXhH7iFsPaO1i+/4SHKFMvYtSQ==

LOYDA ALBAÑIL SANCHEZ | Fecha:2022-08-03 09:28:22 | Firmante

EYBmB9pSibtKsdtlomDcCPuDIHG6T9tUs6O3nOi7CXsQ3m3k9TOcpczoQKnT/3Q4AU6nltEdNDjt6VoN5LewAyzIYus/TEcNv89U7aMHN8HfLVeEIZPpalgMmxeW3wVIs7Eva8 ShacocEkJ+K7HK/+TsjX9SCJAU8xJ4mu1jEnwsB/DsofyEQ+dk6qyMk9UNjjJvl34+allCwseWC55E5uQP66Su06h1uaceyKlHs/ChuLiKJOn7yyD3qZH3s307Ft3TOAkRRJQIM9vxqQ 72h6CmdSYIEKZCaUs2q5tO7NIBLqrRcZcgsPAz0Oyk05WhatVRxIRsMy3BY42fHQ==

JOSEFINA VERGARA SANCHEZ | Fecha:2022-08-16 10:45:55 | Firmante

sBcvyHn4ku8AZGrX25fQH2xNfIFrGDljD6Ue0XcUNtH/pwVHEnafZBfP04iZXLCoVsFIJOUmP1m9F0N10IDdwl4BOFwRdNp+qW93yungSWWvvl6/iHHdaxVXWcNpz71v3DqsxM 2b7Afu3e/xPPEVcmpaJP4bxL4URkgQ9VChmoSRKD8x4jtaYRNbf+AJYokKZAsrp/aHvrRcUjWxEP1WEsRND1vVSxa0AY8dSAGBavYfyNMHxVBuHt38h25kPbaA0qKab5fYMHfIC 8SpBgiogpLRNANtoZksO2ifAyLyVTm/XtGCb0DDnZHlobWYJyu1TvT6f9Fsl4nd2jRXZSLLJQ==

BLANCA IRIS ROMERO RODRIGUEZ | Fecha:2022-08-17 13:33:21 | Firmante

HBjZAAG73f/dlalFpY0vdyUzB2jhuH5mYyASCfO4/cBf49c7DaHzioV5HwKIXUiXmZA3OEDfdyBBR4XivvpN01m6OMbfbmB49GIO6ZWLgMnEnWLIp+PaFNszi7H+IQo55XPzXvd x3g3G6bCc7KafOhwdZRC3Cnn29+WE0vKlTKTDJU+Zlc/VgrQvm06vzQ7Qz/3QWvbQJ22NnQjpCx9UqTk7kl5yIV40RhEsl34ky7wE1rgVcHbCdWUeHgT6/oofU39nUp3hXEJ2s0o mVj9Ssaut8ZXXUW9UFTsfqABO0liypAngePxEMZDhie/0VPxFH8oCTpNO8OM8mQlritw==

ROBERTO FLORES VELAZQUEZ | Fecha:2022-08-23 11:24:52 | Firmante

sLKPxWHSW9DPK/XMTv1wFF3/gbFelblR8dQyhb3QX65rhBU/SvImZ48DQnNS/INM5emuRVrQpOAAQ559hKFuKsV0b0NCChj56PxyM4LdlhobLMcT8UleVIXjxUzYoGqZeCGcT 6qkJA5jX9YUzr2LfxsFTfPIMsjZM7O007C1YKgBakAljbrllvOsW0mFj4vLnTuRsfWioENH2uNI6oBpnUqduAKoLrTWK2bHq3nX74FaZX39xLwJJSxlV4J4YC1L9odHK+LnpTP7wC0 Ey5qgHijlec3XsA86dnFeDyPzMDkD2ksOuygMTtRC2tGL9nxHhrrvsUbgbyPyGCATYMEdQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



cAqFWJDB

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/pS8ZcF3CkHLiaqzUluTbPasVGfIEUZby>

