

UACM

Universidad Autónoma
de la Ciudad de México

Nada humano me es ajeno

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE LA CIUDAD DE MÉXICO

COLEGIO DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA

**Análisis termodinámico de un proceso de
cogeneración aplicado a invernaderos y su
interconexión a la red eléctrica**

TESIS

QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE

MAESTRO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

PRESENTA:

ALEXIS ALBERT MORALES GARCÍA

DIRECTOR

DR. FERNANDO GABRIEL ARROYO CABAÑAS

PEUACM
Programa de Energía 

Ciudad de México, enero de 2018.

SISTEMA BIBLIOTECARIO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE LA CIUDAD DE MÉXICO COORDINACIÓN ACADÉMICA

RESTRICCIONES DE USO PARA LAS TESIS DIGITALES

DERECHOS RESERVADOS[©]

La presente obra y cada uno de sus elementos está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor; por la Ley de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México, así como lo dispuesto por el Estatuto General Orgánico de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México; del mismo modo por lo establecido en el Acuerdo por el cual se aprueba la Norma mediante la que se Modifican, Adicionan y Derogan Diversas Disposiciones del Estatuto Orgánico de la Universidad de la Ciudad de México, aprobado por el Consejo de Gobierno el 29 de enero de 2002, con el objeto de definir las atribuciones de las diferentes unidades que forman la estructura de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México como organismo público autónomo y lo establecido en el Reglamento de Titulación de la Universidad Autónoma de la Ciudad de México.

Por lo que el uso de su contenido, así como cada una de las partes que lo integran y que están bajo la tutela de la Ley Federal de Derecho de Autor, obliga a quien haga uso de la presente obra a considerar que solo lo realizará si es para fines educativos, académicos, de investigación o informativos y se compromete a citar esta fuente, así como a su autor ó autores. Por lo tanto, queda prohibida su reproducción total o parcial y cualquier uso diferente a los ya mencionados, los cuales serán reclamados por el titular de los derechos y sancionados conforme a la legislación aplicable.

FORMATO 5 FECHA DE EXAMEN DE GRADO

Ciudad México, a 12 de diciembre de 2017

El(La) que suscribe, Dr. Fernando Gabriel Arroyo Cabañas, profesor de la academia del Programa de Energía del Plantel Del Valle, considero que la tesis cumple con los requisitos académicos para programar el EXAMEN DE GRADO del egresado:

Nombre: Alexis Albert Morales García
Matrícula: 15-104-0029
Maestría/Doctorado: Maestría en Ingeniería Energética
Nombre de la tesis: "Análisis termodinámico de un proceso de cogeneración aplicado a invernaderos y su interconexión a la red eléctrica"

Para el día 23 del mes enero del 2018, en el plantel Del Valle a las 10:00 Hrs.

Asimismo, se propone que el jurado este integrado por los siguientes profesores: (Especificar nombre completo, grado académico, academia o institución a la que pertenecen)

1. Dr. Alberto del Ángel Hernández – Tecnológico de Monterrey Presidente
2. Dr. Fernando Gabriel Arroyo Cabañas – Programa de Energía UACM Secretario
3. Dra. Katya Eugenia Romo Medrano Mora – Tecnológico de Monterrey Vocal

Atentamente

Firma del Director(a)

C.c.p. Interesado(a)

Universidad autónoma
de la Ciudad de México:
Nada humano me es ajeno
1 DIC 2017
RECORDO
Hora 12:05 VPL
Área Titulación

Agradecimientos:

A la UACM, noble institución que me dio la oportunidad de continuar con mi formación académica. Y cuyo nombre representaré orgullosamente en favor de nuestra sociedad y nuestro medio ambiente.

Al Programa de Energía, por su confianza, disponibilidad y exigencia para hacer de mí un profesional competitivo.

A la GCRC, por su motivación y tiempo, y que es mi segundo hogar.

A Iusasol por permitirme participar en su proyecto.

A tantas personas que tuvieron siempre un comentario, una palabra o un gesto de aliento para impulsarme a conseguir este reto.

A ti, Dios mío...

A mis lindas mujeres: Patricia, Cristina, Eloísa y Victoria, por ser mi inspiración les dedico con mucho cariño este trabajo.

CONTENIDO:

	Pág.
OBJETIVOS	1
Objetivo general	
Objetivos particulares	
TERMINOLOGÍA	2
INTRODUCCIÓN	4
1. PANORAMA ACTUAL DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO	
1.1 Posición de México en el mundo en emisiones a la atmósfera	7
1.2 Cogeneración y Ciclo Combinado	10
1.3 La Cogeneración y Ciclo Combinado en México	13
2. PROYECTO DE COGENERACIÓN APLICADO A INVERNADEROS	
2.1 Antecedentes	18
2.2 Bases para el diseño del proyecto	22
2.3 Análisis Termodinámico	25
2.3.1 Análisis del Ciclo Otto	27
2.4 Análisis del Ciclo de Cogeneración	35
2.5 Análisis del Proceso de Transferencia de Calor	40
2.5.1 Dimensionamiento de la tubería para los Intercambiadores de Calor	46
2.5.1.a Intercambiador de Calor 1 (Flujo en Contracorriente)	47
2.5.1.b Intercambiador de Calor 2 (Flujo en Paralelo)	51
3. MARCO LEGAL DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN	
3.1 Capacidad de Generación	54
3.2 Permiso de Generación y Contrato de Interconexión	57
3.3 Interconexión a la red eléctrica	61
3.4 Cogeneración Eficiente	65
3.5 Tratamiento y uso de los gases de escape	67
CONCLUSIONES	70
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75
REFERENCIAS ELECTRÓNICAS	77
ANEXOS	78

OBJETIVOS:

Objetivo general

Justificar la implementación de un proyecto de cogeneración e identificar las variables que definen la factibilidad del mismo, considerando el marco contractual para el cumplimiento técnico y legal del proyecto, así como la condición de cogenerador eficiente.

Objetivos particulares

- Presentar datos actualizados de la situación en que se encuentra la cogeneración en México.
- Identificar el potencial térmico de un proceso para desarrollar la propuesta del proyecto de cogeneración.
- Plantear el proyecto de cogeneración aplicado a un invernadero proponiendo la capacidad del generador en función del potencial térmico y diseñar los intercambiadores de calor para la recuperación térmica del ciclo.
- Explicar el proceso de interconexión a la red eléctrica, desde el punto de vista técnico, así como desde el punto de vista contractual apegado a la Ley.

TERMINOLOGÍA:

Alta Tensión.- Grupo de subestaciones eléctricas y circuitos de transmisión en voltajes mayores a 69 kV hasta 400 kV.

Media Tensión.- Grupo de subestaciones eléctricas y circuitos de distribución en voltajes mayores a 1 kV y menores a 69 kV.

Pequeña Escala.- Capacidad de generación de electricidad hasta 30 kW de potencia y tensión menor a 1 kV.

Mediana Escala.- Capacidad de generación de electricidad menor o igual a 500 kW de potencia y tensión mayor a 1 kV y menor a 69 kV.

Comisión Reguladora de Energía (CRE).- Órgano regulador coordinado en materia energética promotor del desarrollo eficiente del sector y del suministro confiable de hidrocarburos y electricidad.

Permisionario.- Titular de un permiso de generación de energía eléctrica otorgado por la CRE, aplicado a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica; previo a la Reforma Energética.

Generador.- Titular de un permiso de generación de energía eléctrica otorgado por la CRE, aplicado a la Ley de la Industria Eléctrica; posterior a la Reforma Energética.

Abasto Aislado.- Modelo de generación de energía eléctrica, considerado en la Ley de la Industria Eléctrica, para satisfacer consumo local de energía.

Suministrador.- La Comisión Federal de Electricidad es la encargada del suministro normal de energía eléctrica.

Interconexión.- Conexión eléctrica entre la planta del titular de un permiso de generación y las instalaciones del Suministrador.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN).- Es el conjunto de instalaciones eléctricas destinadas a la generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica a lo largo de toda la nación.

Porteo.- Transmisión y/o distribución de energía eléctrica desde el punto de generación hasta un centro de consumo remoto.

Red General de Distribución (RGD).- Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.

Red Nacional de Transmisión (RNT).- Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría de Energía.

Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).- Organismo público descentralizado del Gobierno Federal que opera el Sistema Eléctrico Nacional con eficiencia y confiabilidad, además planifica la expansión de la RNT y RGD, otorga acceso abierto no discriminatorio a la red para la interconexión de generadores y conexión de centros de carga.

Prefactibilidad.- Estudio realizado por la Comisión Federal de Electricidad para evaluar la posibilidad de interconexión de un proyecto de generación al Sistema Eléctrico Nacional.

Motogenerador.- Motor de combustión interna acoplado a un generador de energía eléctrica.

Predespacho.- Capacidad de atender el pronóstico de la demanda de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de servicio eléctrico, teniendo disponibilidad de unidades de generación suficientes.

Contrato de Interconexión Legado (CIL).- Contrato que hace un Permisionario para interconectarse a la red del SEN celebrado ante la Comisión Federal de Electricidad regulado ante los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

CO₂ equivalente (CO₂e).- Medida en toneladas de la huella de carbono, que representa la totalidad de la emisión de Gases de Efecto Invernadero a los que se considera causantes del calentamiento del planeta.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).- Ley abrogada DOF 11-ago-2014. Ley encargada de regular la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Ley de la Industria Eléctrica (LIE).- Ley que tiene por finalidad promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios.

Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE).- Ley que tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovables y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

INTRODUCCIÓN.

El vertiginoso ritmo de vida en que se llevan a cabo todas las actividades a nivel mundial provocan una inmensa y creciente demanda de recursos y servicios para todos los ámbitos en que se desenvuelve el individuo y la familia, ya sea en cuestiones laborales, de formación educativa e incluso de entretenimiento y recreación; y por supuesto para satisfacer las necesidades más básicas de alimentación, casa y vestido.

Los gobiernos, las industrias, las empresas, las instituciones educativas y todos los organismos y espacios en que el individuo desarrolla sus actividades, tienen un común denominador, que es el uso y demanda de la energía eléctrica para su desempeño, y ahí es donde algunas áreas de la ciencia y la tecnología se encuentran enfocando sus esfuerzos buscando las mejores alternativas para hacer los procesos más eficientes, utilizando la menor cantidad de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica; y buscando incrementar el uso de tecnologías de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía o con el aprovechamiento de energía derivada de otros procesos productivos. Siempre con el objetivo principal de satisfacer las necesidades de demanda de energía eléctrica, pero al mismo tiempo evitando en la medida de lo posible el impacto ambiental y su conducente efecto al cambio climático de nuestro planeta y la afectación al ecosistema en el entorno.

A pesar de que la mayoría de los países continúa haciendo uso de los combustibles fósiles para la generación de electricidad, algunas de las mayores potencias mundiales, como es el caso de Alemania y Japón, han hecho esfuerzos para disminuir el acelerado incremento de temperatura en el mundo entero, y se le han sumado países en vías de desarrollo; todos con el mismo compromiso y objetivo. El *Protocolo de Kioto* en 1997 es una de las cumbres más influyentes a nivel mundial que se ha llevado a cabo con el objetivo principal de combatir el cambio climático, asumiendo compromisos y metas ambiciosas para actuar de facto contra esta grave consecuencia que ocasiona el uso de combustibles fósiles y sus efectos en el clima. Las grandes potencias se comprometían no solamente al uso de recursos gubernamentales para investigación y desarrollo de nuevas tecnologías en favor del medio ambiente, sino también eventualmente, compartir esta tecnología con otros países de economía emergente, y de generar estímulos a aquellas empresas e instituciones que contribuyeran con la disminución de emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, regulada con un precio de mercado a nivel mundial y que es conocida como los *bonos de carbón*. Se puede destacar también que esta cumbre favoreció a la

creación de Leyes y Políticas gubernamentales en los países para regular estrictamente la emisión de CO₂ a la atmósfera.

Debido a que el *Protocolo de Kioto* finaliza su vigencia en 2020, se llevó a cabo la *Cumbre de París* en 2015, en donde se pretende continuar con los esfuerzos por reducir la afectación al planeta y evitar los efectos del cambio climático, con la finalidad de mantener una continuidad al trabajo llevado a cabo por un gran número de naciones del mundo por minimizar el efecto del calentamiento global.

México no ha sido la excepción en la participación de tan importantes foros de trascendencia mundial y ha asumido retos y compromisos significativos en favor del medio ambiente creando Leyes que lo favorezcan, como lo es la "*Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética*" (LAERFTE), y creando además incentivos a las empresas para que participen en esta tarea; y por supuesto las empresas productivas del estado, como son Pemex y la CFE, pues se pretende que también tengan un rol representativo en el alcance a las metas que el Gobierno Federal ha definido para el 2018, que es el lograr el 24.9% del total de generación eléctrica a partir de *Fuentes Renovables*. Y de 35% para el 2024 de acuerdo al *Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018* del Gobierno de la República con el "*Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables*".

En esa búsqueda por reducir el consumo de combustibles fósiles en los procesos de generación de electricidad, muchas empresas que manejan en sus procesos vapor o algún tipo de energía térmica han optado por la cogeneración para producir energía eléctrica y así satisfacer su demanda, o bien reducir el consumo de energía eléctrica proveniente de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y/o de la Red General de Distribución (RGD) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En este trabajo de investigación se desarrollarán cálculos de un proceso termodinámico aplicado al potencial de cogeneración en un invernadero, así como la elaboración de una guía de orientación contractual con las implicaciones que conllevan el hecho de interconectar a la red eléctrica un proyecto de este tipo en nuestro país.

En México, a partir del decreto de la *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica* (LSPEE) en el Artículo 36 en donde acredita a particulares los "Permisos de Generación" en diferentes modalidades, se ha incrementado año con año la capacidad instalada en Cogeneración, y a su vez el gobierno a través de la Comisión Reguladora

de Energía (CRE) ha publicado una metodología para calcular la eficiencia del ciclo del sistema y de esta manera reconocerla como *Cogeneración Eficiente*, de tal modo que pueda ser considerada dentro los privilegios y apoyos que se otorgan a las *Fuentes Renovables de Energía* (FRE).

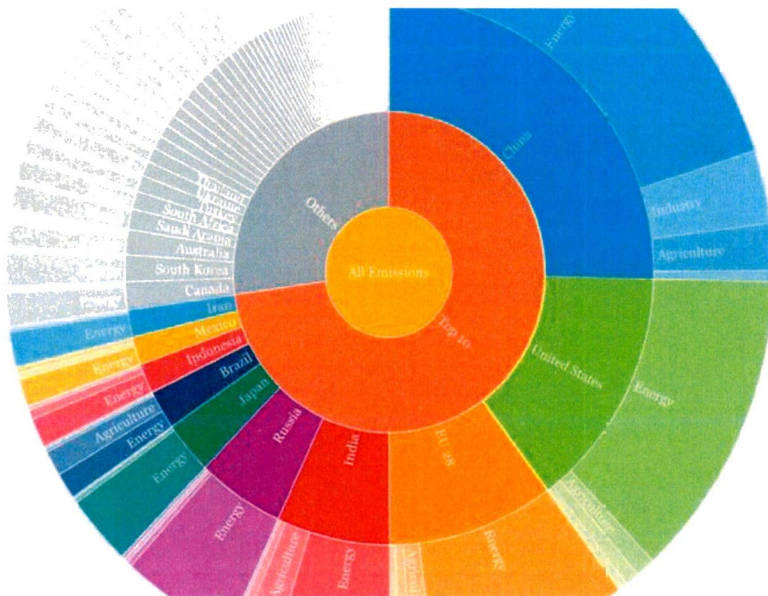
Empresas nacionales e internacionales, que tienen inversión en nuestro país, han optado por esta atractiva estrategia de aprovechamiento de energía térmica para la generación de electricidad, como es el caso del Grupo IUSA en el Estado de México; que en su búsqueda por contribuir al medio ambiente evitando emisiones de contaminantes a la atmósfera ha desarrollado proyectos de autoabastecimiento con celdas fotovoltaicas; y en la actualidad pretende implementar un sistema de cogeneración en algunas de las empresas de este grupo, aprovechando el potencial térmico que existe en sus invernaderos, dando origen al presente trabajo de investigación, que pretende analizar la factibilidad del proyecto, la capacidad de generación y el cumplimiento con la condición de cogeneración eficiente, y su correspondiente interconexión eléctrica a la RNT para porteo de energía eléctrica a sus socios comerciales y empresas del mismo grupo; comprometido con su participación social, a diferentes municipios para servicio de alumbrado público y bombeo de agua potable. Así como la particular aplicación y tratamiento de los gases de emisión derivados del proceso de recuperación térmica y generación de energía eléctrica para favorecer el desarrollo de los cultivos en el invernadero.

CAPÍTULO 1. PANORAMA ACTUAL DE LA COGENERACIÓN EN MÉXICO

1.1 Posición de México en el mundo en emisiones a la atmósfera.

Según un estudio elaborado por el *World Resources Institute*¹, México pertenece al grupo de los 10 países que más gases de efecto invernadero (GEI) producen en el mundo. De acuerdo con la gráfica 1.1.1, existen diez países que contribuyen con el 72% de emisiones de CO₂e totales en el mundo entero, siendo China y los EU los dos países que aportan prácticamente el 40% del total de emisiones a nivel mundial, cabe señalar que ambos países declinaron su participación en el *Protocolo de Kyoto*, y más recientemente el presidente de los Estados Unidos, en la cumbre G20 del 2017 anuncia su exclusión del *Acuerdo de París*. Justificando que sus políticas ambientales contienen suficientes esfuerzos para evitar algún efecto en el cambio climático.

Gráfica 1.1.1. Distribución mundial de emisiones de GEI. Fuente: WRI (2014)



¹ <http://www.wri.org/blog/2017/04/climate-science-explained-10-graphics> by Kelly Levin abr/2017

Aunque México contribuye con un porcentaje mínimo respecto a otras naciones, el gobierno mantiene retos importantes en materia ambiental para mitigar la cantidad de emisiones al medio ambiente. Caso contrario, existen 100 países en el mundo que solamente aportan el 3% de las emisiones totales en el planeta. El *Inventario Nacional de Emisiones GEI*² al 2014 presenta un valor de 436,085.8 Gg de CO₂e, lo cual representa un 1.67% de las emisiones al medio ambiente a nivel mundial. En la tabla 1.1.1 se enlistan los países que con mayor emisión de gases de efecto invernadero al medio ambiente³.

Tabla 1.1.1. Países con mayor emisión de GEI. Fuente: The ecoNote (2014)

No.	País	%
1	China	25.36
2	Estados Unidos	14.40
3	Unión Europea	10.16
4	India	6.96
5	Rusia	5.36
6	Japón	3.11
7	Brasil	2.40
8	Indonesia	1.76
9	México	1.67
10	Irán	1.65

Existen innumerables estudios científicos que han demostrado que el efecto de las emisiones al medio ambiente tienen un impacto directo sobre el planeta, ocasionando desastres naturales y las pérdidas para los países que los padecen son inmensamente costosas, además de proporcionar un grave impacto económico a los habitantes de las regiones afectadas, también afectan cultivos, ganado y el ecosistema de todas las especies que habitan el planeta. Es por ello que se han constituido un gran número de instituciones que elaboran estudios sobre esta condición, y se ha tratado de crear una conciencia global para enfrentar este problema.

Las acciones de México derivadas de los compromisos de su participación en cumbres mundiales para combatir el cambio climático pretenden lograr una disminución en la emisión de gases de efecto invernadero, adoptando nuevas tecnologías y regulaciones normativas.

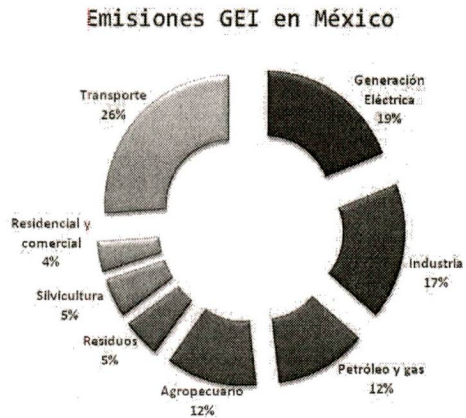
Según datos del Inventario Nacional de Emisiones GEI emitido por el Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (Gráfica 1.1.2), los sectores de transporte, generación

² Inventario Nacional de Emisiones GEI. Tabla de Emisiones. 2014

³ <http://thenote.ci/category/cuales-paises-son-los-que-emiten-mas-co2-a-la-atmosfera/> by The note sep/2016

de electricidad e industrial, contribuyen con la mayor aportación de contaminantes al medio ambiente; y eso da un panorama claro sobre qué acciones se deben tomar y en dónde se debe actuar, de ahí la importancia del impulso a las fuentes renovables de energía para generación de electricidad, como son la eólica, solar, geotérmica y por supuesto la cogeneración, que con su implementación se toman acciones concretas para reducir de manera considerable la emisión de GEI.

Gráfica 1.1.2. Representación porcentual de emisiones. Fuente: Inventario Nacional de Emisiones GEI – INECC (2014)



1.2 Cogeneración y Ciclo Combinado.

Aunque existe controversia en México entre grupos ambientalistas, académicos y expertos en la materia respecto a la modalidad de Cogeneración que ha definido el gobierno federal como *Fuente de Energía Renovable* cuando cumple con una metodología de cálculo de eficiencia del sistema (ver Cap. 3, Secc. 3.5), se puede decir que el hecho de que esta tecnología contribuya con la reducción en la emisión de CO₂ a la atmósfera, es un gran logro que el aprovechamiento del potencial térmico de un proceso industrial para la generación de energía eléctrica. Al mismo tiempo también se convierte en un modelo de negocio para el inversionista, puesto que puede reducir los costos de consumo de energía eléctrica por parte del suministrador en su sistema de producción al implementar un sistema de cogeneración para autoabastecimiento; consiguiendo ahorros significativos en su consumo de energía eléctrica y con una amortización de la inversión inicial, relativamente corta que implica la implementación de esta modalidad de generación de energía eléctrica.

La Cogeneración y el Ciclo Combinado son dos modelos termodinámicos, en los que se obtiene de manera simultánea energía térmica y energía eléctrica a partir del uso de un combustible. Comúnmente en México se utiliza el gas natural, aunque existen procesos en los que se emplea el combustóleo, el diesel, biogás, y hasta el bagazo de caña en algunos proyectos particulares.

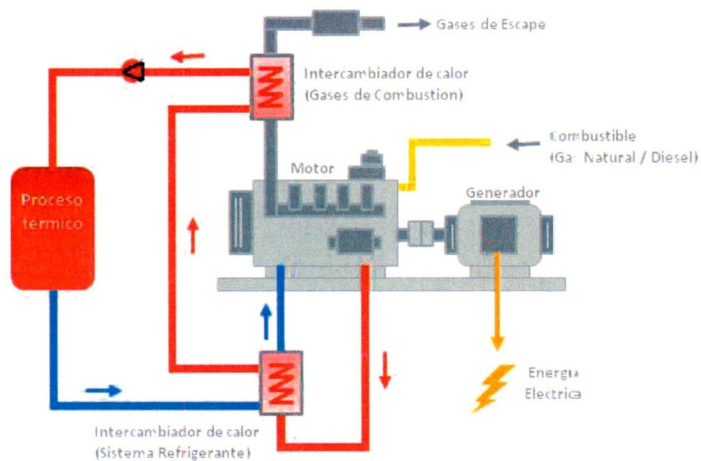
En un ciclo común, el aprovechamiento del combustible que se utiliza para un proceso de producción, puede variar entre el 30 a 35% en promedio, y lo demás se traduce en pérdidas. Mientras que al implementar un sistema de Cogeneración o un Ciclo Combinado al proceso, deriva en una mejora del aprovechamiento térmico del ciclo y se puede incrementar el rendimiento en un rango de 75 a 85%, dependiendo del tipo de tecnología y equipamiento.

La Cogeneración y el Ciclo Combinado son procesos termodinámicos que tienen la similitud de que pueden producir generación de energía eléctrica a partir de un proceso térmico, sin embargo la principal diferencia es que en el Ciclo Combinado se presenta la coexistencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno que tiene como fluido de trabajo el vapor de agua del proceso y el otro es un gas emitido por el proceso principal del sistema, producto de una combustión. Sin embargo, la principal característica de este proceso termodinámico es que es más factible el diseño de un Ciclo Combinado en plantas de producción de grandes capacidades,

mientras que la Cogeneración por su diseño más simple, tiene mayor campo de aplicación en procesos de menor demanda de energía eléctrica. Además la cogeneración se diseña a través de un ciclo termodinámico acoplado a una serie de intercambiadores de calor destinados para la producción, de tal manera que la recuperación calorífica incrementa la eficiencia del ciclo sustancialmente.

La figura 1.2.1 muestra un ciclo de Cogeneración, cuya recuperación del proceso térmico a través de intercambiadores de calor aumentan la eficiencia del ciclo, puesto que se aprovecha el calor el sistema refrigerante del motor y por otro lado se recupera el calor de los gases de combustión. Finalmente se acopla un generador de energía eléctrica al eje principal del motor de combustión para la producción de electricidad. Y el proceso térmico de la industria se mantiene para la producción del producto elaborado.

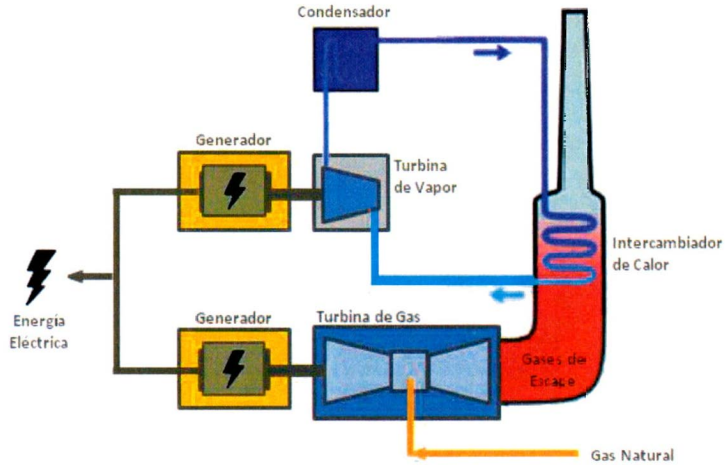
Figura 1.2.1. Diagrama de un Ciclo de Cogeneración.
Fuente: Elaboración propia con información de Wikiuniversidad



El Ciclo Combinado de la figura 1.2.2 se aplica en plantas de mayor capacidad; en el diagrama mostrado se presenta un modelo básico de su estructura, en donde por medio de la combustión en la turbina de gas se produce energía eléctrica a partir de un generador acoplado a su eje principal, y el calor de los gases de escape se recuperan a través de un intercambiador de calor, y se conducen hacia una turbina de vapor para dar paso a un segundo ciclo termodinámico, en donde se acopla un

segundo generador al eje de esta turbina, obteniendo la producción de electricidad; y por medio de un condensador se retorna el flujo de trabajo hacia el intercambiador de calor, completando de esta manera el ciclo termodinámico.

Figura 1.2.2. Diagrama básico del Ciclo Combinado.
Fuente: Elaboración propia con información de Wikiuniversidad.



La demanda de energía local para usos propios en una planta de ciclo combinado usualmente corresponde en promedio al 2% de su capacidad de generación, por lo que su producción de electricidad se destina para el porteo a grandes centros de carga, o bien como punto de generación en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

1.3 La Cogeneración y Ciclo Combinado en México.

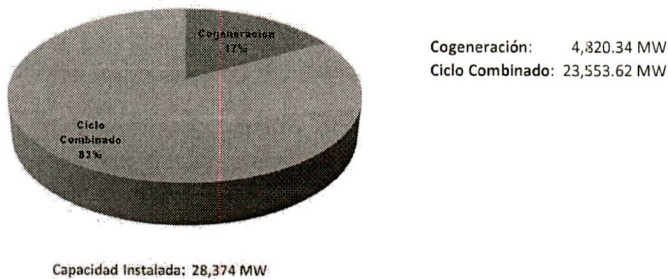
La Comisión Reguladora de Energía, como organismo regulador y otorgante de los permisos de generación de energía eléctrica, ha aprobado permisos a empresas e inversionistas particulares desde la década de los 90's con base a un estudio de prefactibilidad que considera el potencial de consumo de combustible así como la capacidad de generación de la planta y de la interconexión eléctrica a la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Además de la modalidad y tecnología con la que se llevará a cabo la generación de energía; sin embargo aunque este organismo otorgue su aprobación al solicitante, no todas las solicitudes de permisos aprobados son proyectos que se hayan ejecutado o que estén interconectados a la red eléctrica.

Esta situación hace un tanto complejo conocer la capacidad de generación de energía eléctrica, sin embargo en este trabajo de investigación se tuvo acceso a las Gerencias de Control Regional del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo que se encarga entre varias funciones del control de la generación de energía eléctrica para el predespacho de la demanda de energía en todo el país, y se hizo la búsqueda de plantas de generación en operación comercial en la modalidad de Cogeneración, Ciclo Combinado, y de Productor Independiente con tecnología de Ciclo Combinado que se encuentra instalada en el país. El CENACE⁴, da a conocer información privilegiada y así obtuvieron los permisos de generación que realmente se convirtieron en proyectos y con qué capacidad de generación, por supuesto que ésta última no exceda la capacidad declarada en el permiso otorgado por la CRE ni en los contratos de interconexión celebrados ante la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Según datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE)⁵, al 31 de octubre de 2016 se han aprobado 193 permisos de Cogeneración y Ciclo Combinado en las modalidades de Cogeneración, Productor Independiente, Pequeño Productor, Autoabastecimiento y Generador; sin embargo, según la información del Centro Nacional de Control de Energía a junio del 2017, se encontró que 143 proyectos se encuentran en operación comercial normal con un Contrato de Interconexión celebrado ante el Suministrador, que es la CFE, de los cuáles, el mayor porcentaje corresponde al Ciclo Combinado, puesto que cuenta con 23,553.62 MW instalados, y para Cogeneración corresponden 4,820.34 MW; que dan un total de 28,373.96 MW instalados en el territorio nacional. Como se muestra en la gráfica 1.3.1.

⁴ CENACE – Gerencias de Control Regional/Subgerencias de Servicios del MEM. 2017

⁵ CRE – Tabla de Permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica. 31/oct/2016

Gráfica 1.3.1. Proyectos de Cogeneración en México. Fuente: CENACE - 2017



La *Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica*, vigente hasta agosto de 2014, y posteriormente a través de la fecha de entrada en vigor la nueva *Ley de la Industria Eléctrica*, reconoce la modalidad de Pequeña Escala y Mediana Escala con proyectos de generación hasta 500 kW de capacidad instaladas sin necesidad del otorgamiento de un permiso de generación ante la CRE⁶, en donde por supuesto los proyectos de cogeneración forman parte de este ámbito. No obstante, estos proyectos aún deben de celebrar un Contrato de Interconexión a la Red Nacional de Distribución, por su nivel de operación en media tensión, y ante el Suministrador que sigue siendo la CFE⁷.

Se estima que existen varios proyectos de cogeneración en el país en esta modalidad, sin embargo en la CFE no se pudo identificar un organismo interno al cual acudir para conocer los datos de capacidad instalada; de acuerdo con algunas Divisiones de Distribución de la CFE, la existencia de estos proyectos menores a 500 kW no representan más del 1% del total de capacidad instalada en el territorio nacional⁸. Aun así, la oportunidad de negocio para pequeñas industrias y comercios es bastante atractiva, obteniendo los ahorros en el consumo de energía eléctrica, y la disminución de emisiones de CO₂ a la atmósfera en favor del medio ambiente. Este tipo de generación es mejor conocida como *Generación Distribuida*, y se puede dar en cualquier modalidad, como es cogeneración, fotovoltaica, eólica, etc.

El estudio de capacidad de Cogeneración y Ciclo Combinado en México arroja más datos, pues se puede identificar la propiedad de todos los proyectos en operación, en dónde se aprecia que la participación de la inversión privada se ha convertido en un

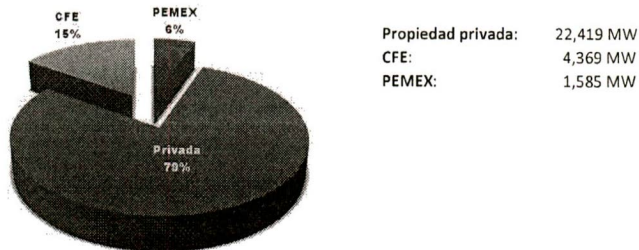
⁶ CRE. Resolución RES/119/2012. Criterio 6.3.1.3. DOF: 22/may/2012

⁷ CRE. Resolución RES/054/2010. DOF: 08/abr/2010

⁸ CFE. Distribución. 2017

atractivo enorme como modelo de negocios, y esto se ve reflejado en los 22,419 MW instalados, correspondientes a un 79% de la capacidad total. La CFE también cuenta con un potencial enorme de Cogeneración y Ciclo Combinado, con 4,369.47 MW de capacidad instalada, lo que corresponden al 15% de la capacidad en el país. Finalmente, el 6% restante, corresponde a PEMEX, con 1,585.10 MW, cantidad considerable de generación de energía eléctrica, mostrada en la gráfica 1.3.2.

Gráfica 1.3.2. Porcentaje de propiedad de proyectos de Cogeneración y CC. Fuente: CENACE - 2017



Propiedad de los proyectos de Cogeneración y CC

A pesar de que las oportunidades de implementar un ciclo de cogeneración en un proceso térmico de producción en una industria o en una empresa, ubicada en cualquier punto del país, son bastante amplias, los proyectos más atractivos y de mayor capacidad de generación se encuentran en donde el suministro de gas natural es confiable y continuo. Como se describió en la sección 1.2, los procesos de Ciclo Combinado utilizan como combustible primario el gas natural; y justamente esa línea es la que define la ubicación geográfica de los grandes proyectos de generación de energía eléctrica.

Por otra parte, los objetivos de la Reforma Energética en el país es el impulso a la actividad económica, y se ha proyectado un incremento en la instalación de gasoductos a lo largo de toda la república mexicana. En México, la CRE cuenta con un atlas nacional de los gasoductos a lo largo del territorio nacional, tal como se muestran en la figura 1.3.1, pudiéndose apreciar que la línea principal se encuentra a lo largo de todo el Golfo de México, con un ramal proveniente desde el norte a través de los estados de Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Durango, y un ramal que cruza desde el oriente hasta el bajo, y por último un par de líneas en la frontera de Baja California y Sonora con los Estados Unidos; todas ellas con un potencial de desarrollo económico, y por supuesto de generación de energía eléctrica.

Figura 1.3.1. Ductos de gas en la República Mexicana. Fuente: CRE – 2016



Además en la gráfica 1.3.3 se aprecia la coincidencia de la capacidad instalada con la de los gasoductos en el país. Se puede observar que la línea que deriva de la frontera con Texas baja a lo largo del Golfo de México y es justamente en esos estados donde se encuentra la mayor cantidad de MW instalados de cogeneración. El estado de Baja California también ha experimentado un crecimiento en su capacidad de generación debido a los gasoductos privados que provienen del estado de California. Lo mismo ocurre con los estados al norte que colindan con los Estados Unidos, dado que nuestro país importa la mayoría de gas natural de nuestro vecino del norte.

Gráfica 1.3.3. Capacidad instalada de Cogeneración y CC en la República Mexicana. Fuente: CENACE – 2017



La tabla 1.3.1 muestra la capacidad instalada por cada estado de la república mexicana, dato actualizado a junio del 2017.

Tabla 1.3.1. Capacidad instalada de Cogeneración y CC en la República Mexicana. Fuente: CENACE – 2017

Estado	MW	Estado	MW	Estado	MW
Tamaulipas	5977	Guanajuato	873	Edo. de México	71
Nuevo León	5207	Hidalgo	694	Tlaxcala	60
Veracruz	3274	Campeche	638	Baja California Sur	46
Baja California	2659	Coahuila	494	Querétaro	40
San Luis Potosí	2291	Tabasco	449	Nayarit	35
Chihuahua	1480	Chiapas	133	CDMX	12
Durango	1356	Oaxaca	115	Michoacán	11
Sonora	1168	Puebla	104	Aguascalientes	4
Yucatán	1108	Jalisco	75	Morelos	1

Se espera que la capacidad siga creciendo, dado que la CRE continúa con su proceso de evaluación de propuestas de proyectos que solicitan el permiso de generación. Asimismo, sociedades mexicanas con empresas extranjeras han visto un nicho de mercado atractivo en México, y la propagación de proyectos en Pequeña Escala y Mediana Escala sigue extendiéndose por el país, dando paso a la Generación Distribuida y al Abasto Aislado, ambos esquemas considerados en la nueva *Ley de la Industria Eléctrica (LIE)*⁹, que entró en vigencia a partir del 27 de agosto de 2014.

⁹ Ley de la Industria Eléctrica. Art. 22. DOF: 11/ago/2014

CAPÍTULO 2. PROYECTO DE COGENERACIÓN APLICADO A INVERNADEROS

2.1 Antecedentes.

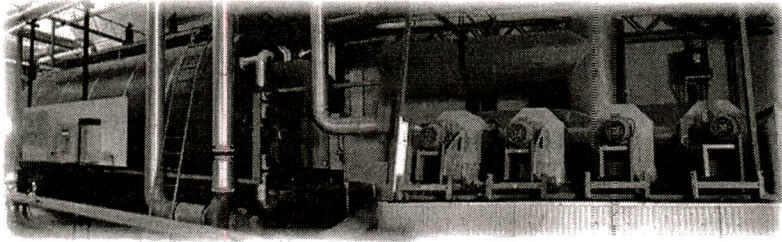
El grupo *IUSA* cuenta con dos grandes empresas para la producción y cultivo de diferentes tipos de tomate, pepinillo y pimiento, ubicadas en el km 109 Carretera Panamericana México-Querétaro (Zona Industrial Pastejé), Jocotitlán, Estado de México. El complejo productivo está conformado por 8 invernaderos (4 invernaderos con tecnología de plástico que corresponden a la empresa BIONATUR y 4 invernaderos con tecnología de vidrio que corresponden a DPA). Cada invernadero tiene una extensión de 10 hectáreas, por lo que el área total de producción de éstos suma 80 hectáreas. Cada grupo de dos invernaderos dispone de un grupo de tres calderas para radiación térmica por medio del flujo de agua caliente hacia el proceso de los invernaderos (Fig. 2.1.1).

Figura 2.1.1. Complejo de invernaderos Bionatur/DPA. Jocotitlán, Edo. de Méxco. Fuente: Bionatur



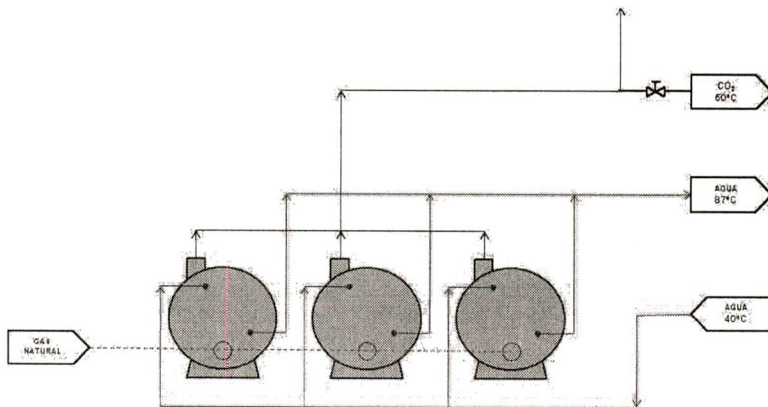
El potencial de cogeneración para este proyecto se basa en un alto consumo de energía térmica para mantener la temperatura adecuada del cultivo de alimentos, que es de 14 a 18 °C, a través de la radiación de calor al hacer circular el agua caliente proveniente de las calderas hacia los invernaderos. Por otro lado, de los gases de combustión emitidos por las calderas, se aprovecha el CO₂ para una dosificación constante que favorece el desarrollo y crecimiento de los vegetales, es decir en el orden de 350ppm, aunque en fase de fotosíntesis se pueden requerir hasta 600-800ppm, según sea posible. Cuando no se requiera esta dosificación los gases de escape se liberan hacia la atmósfera (Fig. 2.1.2).

Figura 2.1.2. Sistema de calderas e inyección de CO₂ a invernaderos Bionatur/ DPA. Fuente: Bionatur



En la figura 2.1.3 se presenta el diagrama básico de la condición del sistema actual en Bionatur¹⁰ con la radiación térmica hacia los invernaderos, con un ciclo de ida y vuelta para el suministro de agua caliente hacia los invernaderos junto con el control de emisiones CO₂, según sea requerido durante el proceso de producción.

Figura 2.1.3. Diagrama del sistema de calderas con suministro de agua caliente y emisión de CO₂.
Fuente: elaboración propia con información de Bionatur.

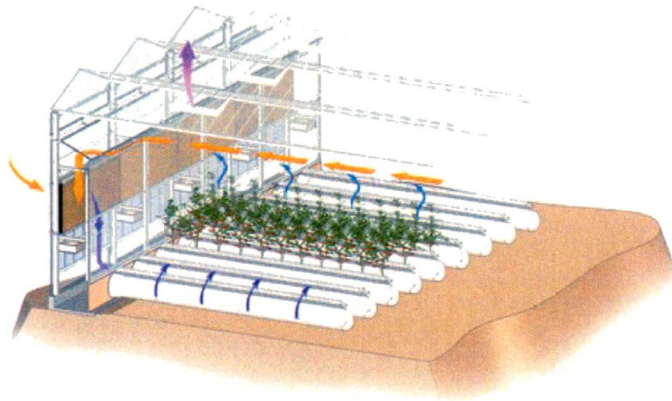


El sistema de calderas está alimentado por un ducto de gas natural para su combustión, una vez que el agua llega a su temperatura óptima, se hace circular a través de un sistema de bombeo y por medio de los radiadores colocados dentro de los invernaderos se mantiene la temperatura adecuada durante el cultivo de los vegetales (Fig. 2.1.4), y posteriormente se encuentra el retorno de agua hacia los depósitos para su tratamiento y reproceso, completando así el ciclo del sistema de

¹⁰ Grupo IUSA. Invernaderos Bionatur/DPA. 2016

calderas. Al mismo tiempo se cuenta con un sistema de concentración de gases de emisión y a través de un sistema *by-pass* es como se hace el suministro de CO₂ hacia el interior de los invernaderos o se libera hacia la atmósfera, manteniendo una temperatura adecuada para evitar que haga daño a los cultivos y al personal operativo.

Figura 2.1.4. Diagrama del sistema de radiación de agua caliente hacia los invernaderos.

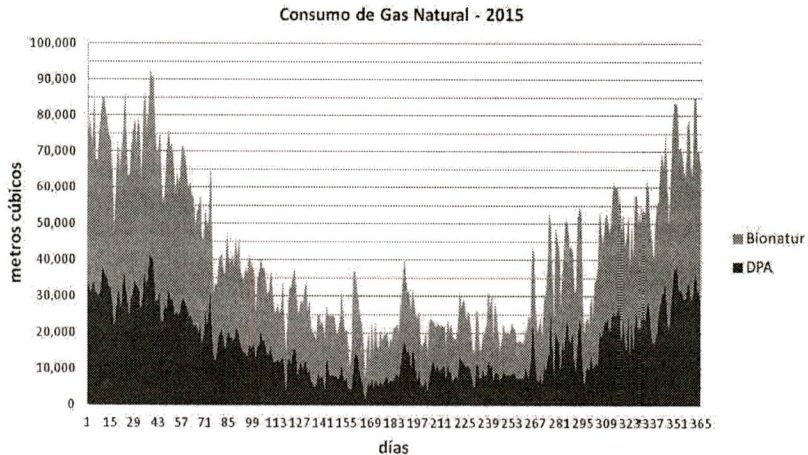


Se espera que las condiciones operativas de un invernadero exista producción durante todo el año, para ello debe mantenerse la temperatura y el suministro de CO₂ a los niveles requeridos por los cultivos. La localidad donde se sitúa el complejo está sometida a los cambios estacionales a lo largo del año; por lo que el control de la temperatura en los invernaderos va en función de la temperatura ambiental, y la demanda de gas natural para el consumo de las calderas es variable para cada época del año. El invierno es la época más crítica puesto que debido a la baja de temperatura es cuando se tienen los picos de demanda de consumo, caso opuesto es el verano, que aunque la región no es tan calurosa, se pueden dar las condiciones más favorables de temperatura para la producción de los vegetales.

En la gráfica 2.1.1 se aprecia la tendencia en el consumo de gas natural a lo largo de todo el año, lo que da oportunidad para implementar un sistema de cogeneración utilizando procesos térmicos de radiación de temperatura a los invernaderos, acoplando un motor de combustión interna con un generador de energía eléctrica, y

así poder suministrar el agua caliente y CO₂, por medio de las calderas del sistema actual.

Gráfica 2.1.1. Consumo de Gas Natural 2015. Fuente: Bionatur/DPA



Con la implementación del sistema de cogeneración, el suministro eléctrico requerido por los invernaderos quedaría cubierto por autoabastecimiento del motogenerador, e incluso se podría pensar en una generación de energía eléctrica mayor a la demanda local, por lo que el sistema de cogeneración estaría en posibilidades de inyectar energía eléctrica a la red eléctrica del suministrador (CFE) y exportarla a diferentes puntos de consumo, propiedad del mismo consorcio empresarial IUSA. En caso de que el sistema de cogeneración salga de operación por falla o mantenimiento, se mantendría en todo momento un sistema de respaldo provisto por las calderas existentes. Y así el proceso de cultivo seguiría de manera regular.

2.2 Bases para el diseño del proyecto.

Las características geográficas de la ubicación de las instalaciones, así como las condiciones ambientales son fundamentales para el diseño de un sistema de Cogeneración. Aunque la temperatura del ambiente es muy variable a lo largo de todo el año, se consideró hacer un estudio histórico con datos obtenidos del Servicio Meteorológico Nacional (SMN)¹¹ para la zona de Ixtlahuaca de Rayón en el Estado de México de temperatura en la zona, obteniendo una media anual en un período de veinte años (Tabla 2.2.1).

Tabla 2.2.1. Temperatura media mensual Ixtlahuaca de Rayón, Edo. de México. Fuente SMN 1981-2010

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media
T _{med} °C	9.7	11.0	12.6	14.5	15.7	15.6	14.5	14.5	14.8	13.7	11.7	10.1	13.5

La altura sobre el nivel del mar y la presión atmosférica del sitio donde se ubican las instalaciones, son datos relevantes para el diseño del proyecto; en este caso el municipio de Ixtlahuaca de Rayón se encuentra a 2,560 msnm con una presión atmosférica de 1,015 hPa según datos de ClimaMéxico¹².

Como se mencionó en la sección 2.1, el complejo de invernaderos Bionatur/DPA está compuesto de ocho invernaderos; en donde cada grupo de dos invernaderos cuenta con un sistema de calderas para el suministro de energía térmica para mantener la temperatura óptima del proceso de cultivo. En la tabla 2.2.2 se muestra el consumo mensual de gas natural de las calderas para cada grupo de invernaderos durante el período de 2015; con los datos de un año completo se puede obtener un parámetro del comportamiento del consumo en cada temporada con el fin de para identificar las cantidades utilizadas por el proceso, y se aprecia que en los meses del invierno se incrementa, mientras que para el verano los valores disminuyen.

¹¹ SMN. Servicio Meteorológico Nacional. <http://smn.cna.gob.mx/es/> 2014

¹² ClimaMéxico. <https://www.climamexico.mx/mexico/mexico/clima-ixtlahuaca-de-rayon/> 2017

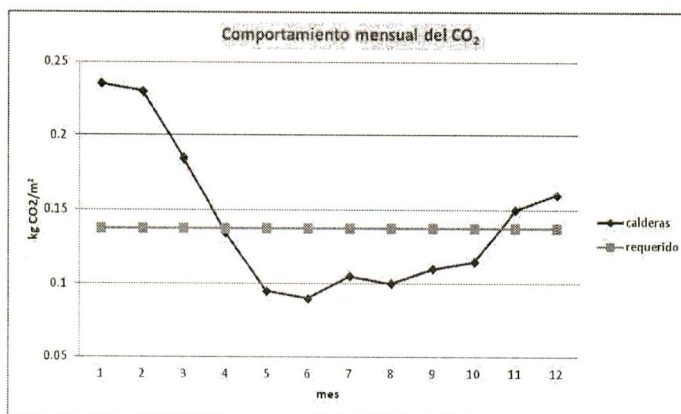
Tabla 2.2.2. Consumo de gas natural período 2015. Fuente Bionatur/DPA

2015	BIONATUR Consumo (m ³)			DPA Consumo (m ³)		
	Inv. 1 y 2	Inv. 3 y 4	Total	Inv. 5 y 6	Inv. 7 y 8	Total
enero	591,160	693,043	1,284,203	481,637	504,808	986,445
febrero	566,838	601,328	1,168,166	429,752	423,640	853,392
marzo	487,997	318,262	806,259	315,582	337,692	653,274
abril	306,807	241,501	548,308	246,526	197,032	443,558
mayo	237,042	271,406	508,448	141,104	158,206	299,310
junio	187,070	210,481	397,551	98,291	124,278	222,569
julio	229,718	200,073	429,791	154,181	169,109	323,290
agosto	193,347	208,635	401,982	161,318	140,973	302,291
septiembre	157,381	235,146	392,527	152,329	136,493	288,822
octubre	338,763	359,545	698,308	250,511	232,915	483,426
noviembre	443,678	431,821	875,499	353,843	335,047	688,890
diciembre	624,205	530,284	1,154,489	468,866	446,998	915,864
Totales	4,364,006	4,301,525	8,665,531	3,253,940	3,207,191	6,461,131

El consumo eléctrico del complejo de invernaderos del consorcio Bionatur/DPA, es de 7,749 MWh/año para un período comprendido de abril de 2013 a marzo de 2014. Con esto se tiene un panorama real del alcance de la cogeneración para satisfacer la demanda local, y estimar cuánto potencial existe de generación de energía eléctrica para suministrarlo al SEN del suministrador (CFE).

Otro escenario que se presenta en este proceso térmico, es la demanda de CO₂ para los cultivos hidropónicos del tomate y los diferentes vegetales que se cultivan en los invernaderos, el cual se muestra en la gráfica 2.2.1.

Gráfica 2.2.1. Emisiones mensuales de CO₂ durante un año. Fuente Bionatur/DPA



La emisión de CO₂ a lo largo del año destaca que los meses que hay mayor consumo de gas natural en la combustión de las calderas es cuando existe la cantidad suficiente de dióxido de carbono, sin embargo, en los meses intermedios de verano, el uso de las calderas tiende a disminuir, y en consecuencia la emisión de CO₂, por lo que la curva de demanda está por debajo de los niveles requeridos para favorecer el óptimo crecimiento de los cultivos.

Con todos estos elementos se tiene una perspectiva del alcance del proyecto desde el punto de vista técnico, ya que para un proyecto integral se deben considerar todas las condiciones del sistema; el espacio, ubicación y el aspecto económico, dado que la inversión de un sistema de cogeneración puede ser bastante onerosa, y eso requiere un estudio económico y ambiental más profundo. El alcance de este estudio solamente abarca la implementación técnica del sistema de cogeneración.

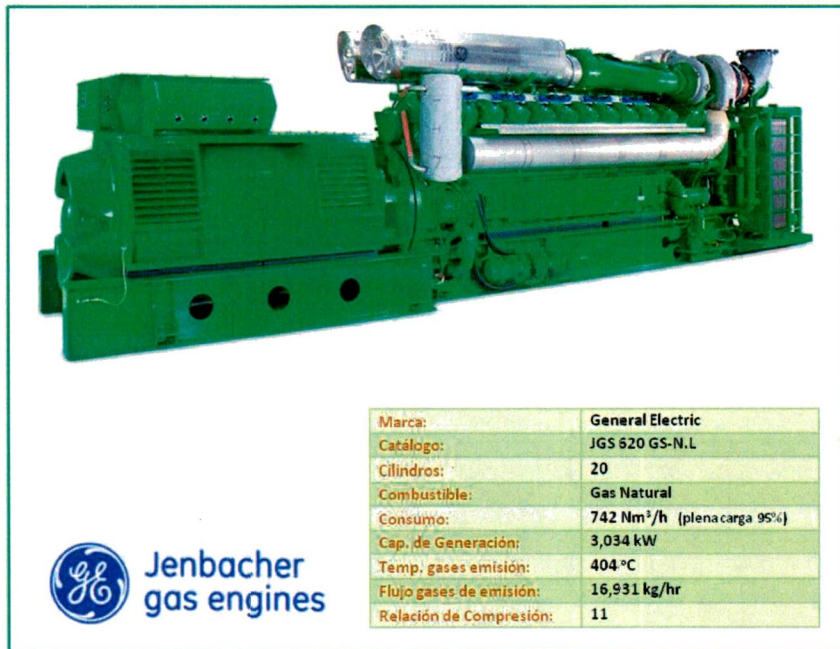
2.3 Análisis Termodinámico

Introducción.

Una vez definidos los alcances del proyecto en este capítulo, se seleccionará el tipo de motogenerador para ser instalado y se realizarán los cálculos matemáticos para definir todas las variables involucradas en el ciclo de cogeneración y encontrar la eficiencia del sistema.

Existen diversos factores para la toma de decisión del sistema a implementar, como son el tipo de tecnología y los aspectos financieros y de inversión económica, con su respectivo estudio de retorno de la inversión; e incluso de disponibilidad de espacio para la instalación del proyecto, así como el tiempo de entrega del equipo. Derivado de esto, el grupo directivo de IUSA en conjunto con su departamento de ingeniería y un asesor externo, evaluó diferentes alternativas, para finalmente seleccionar un motor Marca General Electric¹³ con las características ilustradas en la figura 2.3.1 para el proyecto de cogeneración aplicado a los invernaderos.

Figura 2.3.1. Motogenerador GE Jenbacher Type 6. Fuente GE Power



¹³ GE Power. AB energy 620 F07 2560m 25C 90ambar incl. Heat. 2015

El motogenerador cuenta con un motor Ciclo Otto de cuatro tiempos y 20 cilindros con regulación electrónica para la formación de la mezcla de aire y combustible para la ignición; un alternador síncrono trifásico con capacidad para generar toda la potencia mecánica del motor en cualquier situación operacional. El motogenerador operará con gas natural y tiene dos funciones, la principal es la generación de electricidad, y la segunda es la generación de calor útil proveniente de los gases de emisión para ser aprovechados en el proceso de los invernaderos.

El aire necesario para el proceso de combustión se obtendrá de la intemperie mediante un sistema de captación y filtración. Pasando a un turbocompresor que eleva la presión del aire para introducirlo en el distribuidor, en donde se mezclará con el gas natural y pasará a los cilindros del motor, ahí se hará la ignición mediante la chispa de una bujía. Produciendo un movimiento rotatorio en el eje principal que está acoplado al generador y de esta manera la energía mecánica se convierte en energía eléctrica.

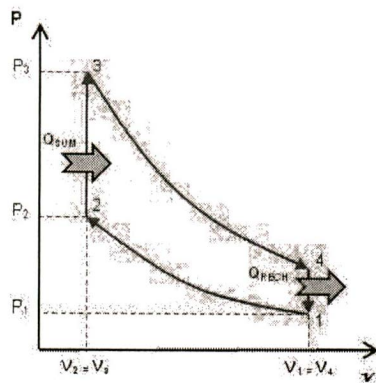
Los gases de emisión se introducirán a un sistema catalizador para purificarlos y de ahí circularán a un sistema de recuperación térmica con el objetivo de producir agua caliente para consumo del proceso de radiación térmica de los invernaderos. Así mismo, se utilizará la emisión de CO₂ para dosificar la cantidad necesaria para estimular el proceso de crecimiento de los cultivos, también se implementará un sistema *bypass* para enviar a la atmósfera la emisión cuando ésta no sea requerida por los cultivos.

2.3.1 Análisis del Ciclo Otto.

El análisis termodinámico de un motor de combustión interna se elabora a partir del Ciclo Otto, puesto que es una máquina de encendido por chispa, en donde el émbolo ejecuta cuatro tiempos completos en un ciclo cerrado. La gráfica 2.3.1 ilustra el diagrama del ciclo completo, compuesto por cuatro procesos para regresar a la condición inicial. Así como la energía presente en el proceso en forma de calor, conocida como Calor Suministrado (Q_{SUM}) a la entrada, y Calor Rechazado (Q_{RECH}) a la salida del proceso.

- 1-2 Compresión isoentrópica
- 2-3 Adición de calor a volumen constante
- 3-4 Expansión isoentrópica
- 4-1 Rechazo de calor a volumen constante

Gráfica 2.3.1. Diagrama P-V del Ciclo Otto de un motor de combustión interna.
Fuente: Termodinámica, Çengel/Boles



Para efectos del cálculo del ciclo Otto, se considerará el aire como fluido de trabajo; la ecuación 2.1 representa la ecuación de estado del gas ideal.

$$P v = R T \quad (2.1)$$

En donde la presión, volumen y temperatura serán las variables del ciclo en cada proceso, y la R representa la constante de proporcionalidad del gas, en este caso de estudio la del aire.

En el estudio termodinámico se pretenden obtener las eficiencias del ciclo y del trabajo realizado, a partir de los valores de fábrica proporcionados por el fabricante del motogenerador y las variables conocidas de las condiciones del sistema, utilizando también datos para la constante de proporcionalidad y calor específico del aire.

Condiciones ambientales:	Datos:
$P_{\text{atm Ixtlahuaca}} = 101.5 \text{ kPa}$	$C_{V\text{aire}} = 0.718 \text{ kJ/kg K}$
$T_{\text{Prom Ixtlahuaca}} = 13.5^\circ\text{C}$	$R_{\text{aire}} = 0.287 \text{ kJ/kg K}$
	$\gamma = 1.4$

Proceso 1 – 2 (Compresión isoentrópica)

El punto 1 es el inicio del proceso, en dónde la presión inicial es la misma que las condiciones ambientales, por lo que la presión atmosférica es igual a P_1 , y la temperatura media promedio es igual a T_1 .

En este proceso existe una relación de compresión R_c cuyo valor es proporcionado por el fabricante del motogenerador (ver figura 2.3.1), y está definido en la ecuación 2.2.

$$R_c = r = \frac{v_1}{v_2} \quad (2.2)$$

Por lo tanto, los valores conocidos para el proceso de compresión isoentrópica son los siguientes:

$$\begin{aligned} P_{\text{atm}} &= P_1 = 101.5 \text{ kPa} \\ T_{\text{med}} &= T_1 = 13.5 + 273 = 286.5 \text{ K} \\ r &= 11 \end{aligned}$$

De la ecuación 2.1 se calcula el volumen inicial v_1 sustituyendo los valores conocidos y de tablas termodinámicas¹⁴.

$$\begin{aligned} P_1 v_1 &= R T_1 \\ \rightarrow v_1 &= \frac{R T_1}{P_1} = \frac{(0.287 \text{ kN m/kgK}) (286.5 \text{ K})}{101.5 \text{ kN/m}^2} = 0.8101 \text{ m}^3/\text{kg} \end{aligned}$$

¹⁴ Termodinámica 7ma Ed. Cengel/Boles. Ed. McGraw Hill. 2011.

Conociendo el volumen inicial v_1 se puede determinar el volumen v_2 del proceso a partir de la ecuación 2.2.

$$r = \frac{v_1}{v_2}$$
$$\rightarrow v_2 = \frac{v_1}{r} = \frac{(0.8101 \text{ m}^3/\text{kg})}{11} = 0.0736 \text{ m}^3/\text{kg}$$

Este proceso es adiabático dado que no existe intercambio de calor, por lo que se puede igualar la condición de presión y volumen a partir de la ecuación 2.3.

$$P_1 v_1^\gamma = P_2 v_2^\gamma \quad (2.3)$$

Sustituyendo en la ecuación 2.3 las respectivas presiones P_1 y P_2 con la ecuación de estado del gas ideal 2.1 se obtiene la igualdad en función de las temperaturas mostrada en la ecuación 2.4.

$$\frac{T_2}{T_1} = \left(\frac{v_1}{v_2}\right)^{\gamma-1} \quad (2.4)$$

Se puede obtener la temperatura T_2 a partir de la ecuación 2.4, sustituyendo la Temperatura T_1 y la relación de compresión r .

$$\frac{T_2}{T_1} = (r)^{\gamma-1}$$
$$\rightarrow T_2 = T_1 (r)^{\gamma-1} = (286.5 \text{ K})(11)^{1.4-1} = 747.6 \text{ K}$$

La igualdad mostrada en la ecuación 2.3 se puede expresar en términos de las presiones P_1 y P_2 , así como de la relación de compresión r . De este modo se determina el valor de la presión P_2 .

$$\frac{P_2}{P_1} = (r)^\gamma$$
$$\rightarrow P_2 = P_1 (r)^\gamma = (101.5 \text{ kPa})(11)^{1.4} = 2,913.5 \text{ kPa}$$

Proceso 2 – 3 (Adición de calor a volumen constante)

En este proceso se realiza la ignición en el pistón y hay presencia de energía generando un calor suministrado al ciclo, al mismo tiempo que el volumen se mantiene constante, por lo tanto v_2 es igual a v_3 .

$$v_2 = v_3 = 0.0736 \text{ m}^3/\text{kg}$$

Con el poder calorífico C_v del aire a volumen constante y la diferencia de las temperaturas se puede definir el calor suministrado al sistema Q_{SUM} por kg de aire a partir de la ecuación 2.5.

$$Q_{SUM} = C_v (T_3 - T_2) \quad (2.5)$$

De la ecuación de estado del gas ideal se puede igualar la constante de proporcionalidad R para obtener la ecuación 2.6.

$$R = \frac{P_2 v_2}{T_2} = \frac{P_3 v_3}{T_3} \quad (2.6)$$

Despejando la presión P_3 entonces se obtiene la siguiente ecuación 2.6.1.

$$P_3 = P_2 \left(\frac{T_3}{T_2} \right) \left(\frac{v_2}{v_3} \right) \quad (2.6.1)$$

La temperatura T_3 y la presión P_3 son una variables desconocidas en este proceso, y para poder calcular el valor de Q_{SUM} , se continuará con el análisis del proceso 3-4 para determinar el valor de la temperatura T_3 , y posteriormente el valor de la presión P_3 .

Proceso 3 – 4 (Expansión isoentrópica)

En este proceso no existe intercambio de energía por lo que es adiabático y a volumen constante, entonces se puede utilizar la ecuación 2.4 aplicada a las variables de Temperatura T_3 y T_4 , y volumen v_3 y v_4 , obteniendo de este modo la ecuación 2.6. La temperatura T_4 es una variable conocida, ya que el fabricante proporciona la temperatura de los gases de emisión (ver figura 2.3.1), y el volumen es constante, por lo que v_2 será igual v_3 .

$$T_4 = 404 + 273 = 677 \text{ K}$$

Entonces se calcula la temperatura T_3 del ciclo despejándola de la ecuación 2.7.

$$\frac{T_3}{T_4} = r^{\gamma-1} \quad (2.7)$$

$$\rightarrow T_3 = T_4 (r)^{\gamma-1} = (677 \text{ K})(11)^{1.4-1} = 1,766.6 \text{ K}$$

Con los valores obtenidos de temperaturas T_2 y T_3 podemos definir el Q_{SUM} sustituyendo las variables en la ecuación 2.5.

$$Q_{SUM} = Cv (T_3 - T_2)$$

$$\rightarrow Q_{SUM} = (1 \text{ kg}) \left(0.718 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (1,766.6 - 747.6) \text{ K} = 731.64 \text{ kJ}$$

Con el valor calculado de la temperatura T_3 se puede sustituir los valores en la ecuación 2.6.1 para obtener el valor de la presión P_3 .

$$P_3 = P_2 \left(\frac{T_3}{T_2} \right) \left(\frac{v_2}{v_3} \right)$$

$$P_3 = 2,913.5 \text{ kPa} \left(\frac{1,766.6 \text{ K}}{747.62 \text{ K}} \right) (1) = 6,884.5 \text{ kPa}$$

Proceso 4-1 (rechazo de calor a volumen constante)

En este proceso se mantiene un volumen constante y existe un rechazo de calor, por lo que podemos definir el calor rechazado Q_{RECH} a partir del valor del poder calorífico del aire a volumen constante y de la diferencia de temperatura entre los puntos 1 y 4 del ciclo por kg de aire (Ecuación 2.8).

$$Q_{RECH} = C_v (T_4 - T_1) \quad (2.8)$$

Como el volumen es constante en este proceso, el valor del volumen v_1 es igual al valor del volumen v_4 .

$$v_1 = v_4 = 0.8101 \text{ m}^3/\text{kg}$$

Con los valores de temperatura obtenidos en el análisis del ciclo, se puede definir el Q_{RECH} a partir de la ecuación 2.8.

$$Q_{RECH} = C_v (T_4 - T_1)$$

$$\rightarrow Q_{RECH} = (1 \text{ kg}) \left(0.718 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (677 - 286.5) \text{ K} = 280.37 \text{ kJ}$$

Con el cálculo del calor de entrada y salida en el ciclo se puede definir la eficiencia térmica partiendo de la ecuación 2.9.

$$\eta_{TERM} = \frac{Q_{SUM} - Q_{RECH}}{Q_{SUM}} \quad (2.9)$$

Simplificando la expresión y sustituyendo los valores calculados en el análisis del ciclo termodinámico tenemos el siguiente resultado:

$$\eta_{TERM} = 1 - \frac{Q_{RECH}}{Q_{SUM}}$$

$$\rightarrow \eta_{TERM} = 1 - \frac{280.37 \text{ kJ}}{731.64 \text{ kJ}} = 0.3832 \rightarrow 38.32 \%$$

El trabajo realizado es la diferencia entre el calor suministrado y el calor rechazado, siendo Q_{SUM} y Q_{RECH} valores conocidos, entonces se puede determinar el valor del trabajo realizado a partir de la ecuación 2.10.

$$W_T = Q_{SUM} - Q_{RECH} \quad (2.10)$$

$$\rightarrow W_T = (731.64 - 280.37) \text{ kJ} = \mathbf{451.27 \text{ kJ}}$$

Con la relación entre el trabajo realizado en el ciclo y el calor suministrado se puede definir la eficiencia del ciclo η_{CICLO} , sustituyendo los valores obtenidos de trabajo realizado y calor suministrado se puede calcular η_{CICLO} a partir de la ecuación 4.11.

$$\eta_{CICLO} = \frac{W_T}{Q_{SUM}} \quad (4.11)$$

$$\rightarrow \eta_{CICLO} = \frac{451.27 \text{ kJ}}{731.64 \text{ kJ}} = 0.6167 \rightarrow \mathbf{61.67\%}$$

Para completar el cálculo de todas las variables del ciclo se determina el valor de la presión P_4 . La relación de presión en los procesos adiabáticos se puede expresar en una igualdad, tal como se presenta en la ecuación 2.12, de este modo se despeja la variable P_4 para obtener su valor sustituyendo los valores de las variables conocidas.

$$\frac{P_4}{P_3} = \frac{P_1}{P_2} \quad (2.12)$$

$$\rightarrow P_4 = \frac{P_1 P_3}{P_2} = \frac{(101.5 \text{ kPa})(10\ 513.6 \text{ kPa})}{2\ 913.5 \text{ kPa}} = 366.2 \text{ kPa}$$

Presión Media Efectiva (PME)

Con la finalidad de obtener un parámetro para comparar el desempeño del motor, es común que se emplee una presión media que se produce en la fase de combustión y expansión del cilindro, y está en función del aprovechamiento del combustible que se introduce al motor, a ésta se le denomina *Presión Media Efectiva*. (PME). La salida neta de trabajo de un ciclo es equivalente al producto de la PME por el volumen de desplazamiento¹⁵ (ver ecuación 2.13), y mientras mayor sea su valor entregará más trabajo realizado por ciclo.

$$W_T = PME (v_1 - v_2) \quad (2.13)$$

Despejando la PME de la ecuación 2.13 y sustituyendo los valores se obtiene entonces el valor de la *Presión Media Efectiva*:

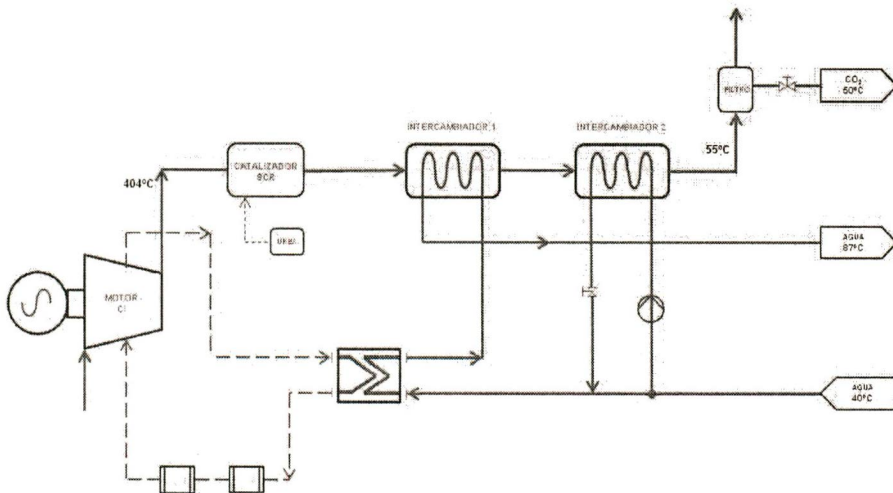
$$\rightarrow PME = \frac{W_T}{v_1 - v_2} = \frac{451.27 \text{ kN m/kg}}{(0.8101 - 0.0736) \text{ m}^3/\text{kg}} = 612.7 \text{ kPa}$$

¹⁵ Op. Cit. Termodinámica (2011).

2.4 Análisis del Ciclo de Cogeneración.

En las condiciones actuales de los invernaderos el suministro de CO_2 proveniente de la combustión de las calderas aproximadamente permanece a 50°C , por lo que para el diseño del ciclo de cogeneración se pretende utilizar el mismo valor de temperatura proveniente de los intercambiadores de calor. En la salida de gases de emisión del motogenerador se instalará el catalizador para reducción de NO_x y CO , y a partir de ese punto se hará la recuperación de calor para el ciclo de cogeneración, el cuál contará con tres intercambiadores de calor, uno integrado al sistema de enfriamiento del motogenerador y dos más cuya potencia térmica se calculará en esta sección; el intercambiador de calor 1 tendrá la función de un generador de agua caliente para suministro de la radicación térmica a través de los invernaderos, mientras que el intercambiador de calor 2 tendrá la función de un condensador que se encargará de recibir el retorno de agua del proceso de invernaderos para elevar su temperatura y continuar el ciclo hacia el intercambiador de calor del motogenerador, al mismo tiempo este elemento llevará la temperatura de los gases de emisión al nivel adecuado para su uso en los invernaderos (55°C). La figura 2.4.1 ilustra el diseño del ciclo de cogeneración adaptado al motogenerador y al proceso térmico de los invernaderos.

Figura 2.4.1. Diagrama general del Ciclo de Cogeneración.
Fuente: Elaboración propia con información de Bionatur/DPA



En el análisis termodinámico del ciclo de cogeneración se calculará la capacidad de la potencia térmica de los intercambiadores de calor para su diseño. El cálculo de las variables del ciclo de cogeneración inicia con la ecuación fundamental de calor 2.4.1; puesto que se conoce la temperatura de los gases de emisión (55°C), misma que equivale al valor de temperatura T_4 para el análisis, con ello se puede obtener la Temperatura T_3 a la entrada del Intercambiador de calor 2 estimando el calor de este elemento para poder elaborar el diseño correcto. Para seleccionar la opción adecuada del valor de la potencia del intercambiador se trabajará con el flujo de los gases de emisión, dato proporcionado por el fabricante del motogenerador (ver figura 2.3.1) y se considerará manejar tres opciones de potencia de cada intercambiador de calor para seleccionar la adecuada, dicha evaluación se describe a continuación:

$$Q = \dot{m} C_p \Delta T \quad (2.4.1)$$

Donde ΔT es la diferencia entre la temperatura de entrada y la de salida.

$$\Delta T = T_{\text{entrada}} - T_{\text{salida}}$$

Potencia Térmica del Intercambiador de Calor 2

Opción 1 (351 kW)

$$Q_2 = 351 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_4 = 55 + 273 = 328 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{\text{CO}_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

Despejando la temperatura T_3 de la ecuación 2.4.1 y sustituyendo valores de calor específico del CO_2 ¹⁶ y flujo másico se obtiene la temperatura a la entrada del intercambiador de calor 2.

$$\dot{m} = 16\,931 \frac{\text{kg}}{\text{hr}} = 4.70 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$\rightarrow T_3 = \frac{Q_2}{\dot{m} C_p} + T_4 = \frac{351 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s})(0.846 \text{ kJ/kg K})} + 328 \text{ K} = 416.27 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_3 = 416.27 \text{ K} - 273 = 143.2 \text{ °C}$$

¹⁶ Et. Al. Termodinámica (2011).

Opción 2 (300 kW)

$$Q_2 = 300 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_4 = 55 + 273 = 328 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

Del mismo modo se obtiene el valor de la temperatura T_3 a la entrada del intercambiador de calor 2.

$$\rightarrow T_3 = \frac{Q_2}{\dot{m} C_p} + T_4 = \frac{300 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s}) (0.846 \text{ kJ/kg K})} + 328 \text{ K} = 403.44 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_3 = 403.44 \text{ K} - 273 = 130.4 \text{ }^\circ\text{C}$$

Opción 3 (250 kW)

$$Q_2 = 250 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_4 = 55 + 273 = 328 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

Siguiendo con la misma metodología, se obtiene el valor de la temperatura T_3 a la entrada del intercambiador de calor 2.

$$\rightarrow T_3 = \frac{Q_2}{\dot{m} C_p} + T_4 = \frac{250 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s}) (0.846 \text{ kJ/kg K})} + 328 \text{ K} = 390.87 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_3 = 390.87 \text{ K} - 273 = 117.8 \text{ }^\circ\text{C} \quad (\text{OPCIÓN SELECCIONADA})$$

Aunque las opciones calculadas son resultados válidos, se seleccionará la opción 3 como diseño del intercambiador de calor 2, que corresponde al menor valor de temperatura (Tabla 2.4.1).

Tabla 2.4.1. Resultados de Temperatura a la entrada del Intercambiador de Calor 2.

Intercambiador de Calor 2			
Opción	Potencia Térmica [kW]	T_4 [K]	T_3 [K]
1	351	328	416.27
2	300	328	403.44
3	250 *	328	390.87

*Opción seleccionada

Potencia Térmica del Intercambiador de Calor 1

Después de realizar los cálculos de temperatura de entrada y de salida para el intercambiador de calor 2, y de haber seleccionado la opción 3 como opción de diseño con el valor de la temperatura T_3 ; se estima el valor de la temperatura T_2 para tres opciones de potencia del intercambiador de calor 1. Nótese que para este caso ahora la temperatura T_3 corresponde al valor de la temperatura de salida y T_2 es la temperatura a la entrada del intercambiador de calor 1.

Opción 1 (1,474 kW)

$$Q_1 = 1,474 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_3 = 390.87 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16\,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

La temperatura T_3 corresponde al valor de la temperatura de salida y T_2 es la temperatura a la entrada del intercambiador de calor 1, utilizando la ecuación 2.3.1 despejamos T_2 y sustituimos los valores conocidos.

$$\rightarrow T_2 = \frac{Q_1}{\dot{m} C_p} + T_3 = \frac{1,474 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s}) (0.846 \text{ kJ/kg K})} + 390.87 \text{ K} = 761.50 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_2 = 761.50 \text{ K} - 273 = 488.5 \text{ }^\circ\text{C}$$

Opción 2 (1,250 kW)

$$Q_1 = 1,250 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_3 = 390.87 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16\,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

Sustituyendo los datos para la opción 2, se obtiene el valor de la temperatura T_2 .

$$\rightarrow T_2 = \frac{Q_1}{\dot{m} C_p} + T_3 = \frac{1,250 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s}) (0.846 \text{ kJ/kg K})} + 390.87 \text{ K} = 705.17 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_2 = 705.17 \text{ K} - 273 = 432.1 \text{ }^\circ\text{C}$$

Opción 3 (1,050 kW)

$$Q_1 = 1,050 \text{ kW}$$

Datos:

$$T_3 = 390.87 \text{ K}$$

$$\dot{m} = 16\,931 \text{ kg/hr}$$

$$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$$

Del mismo modo se calcula T_2 para la opción 3, obteniendo el siguiente resultado:

$$\rightarrow T_2 = \frac{Q_1}{\dot{m} C_p} + T_3 = \frac{1,050 \text{ kJ/kg}}{(4.70 \text{ kg/s}) (0.846 \text{ kJ/kg K})} + 390.87 \text{ K} = 654.87 \text{ K}$$

$$\rightarrow T_2 = 654.87 \text{ K} - 273 = 381.8 \text{ }^\circ\text{C} \quad (\text{OPCIÓN SELECCIONADA})$$

La temperatura T_1 del ciclo de cogeneración es la temperatura de los gases de emisión del motogenerador de acuerdo a los datos del fabricante $T_1 = 404^\circ\text{C}$, por lo que la opción 3 es la seleccionada, ya que las dos primeras dan como resultado un valor mayor a T_1 (Tabla 2.4.2). Considerando además que la temperatura de los gases de emisión tendrá una disminución en su valor al pasar por el proceso de limpieza en el catalizador SCR.

Tabla 2.4.2. Resultados de Temperatura a la entrada del Intercambiador de Calor 1.

Intercambiador de Calor 1			
Opción	Potencia Térmica [kW]	T_3 [K]	T_2 [K]
1	1,474	390.87	761.50
2	1,250	390.87	705.17
3	1,050 *	390.87	654.87

*Opción seleccionada

2.5 Análisis del Proceso de Transferencia de Calor.

El sistema de cogeneración se ha diseñado con dos intercambiadores de calor del tipo y de acuerdo a las temperaturas de entrada y de salida del fluido de trabajo se determinará el tipo de éstos, contracorriente y paralelo, sin embargo como parte del ciclo termodinámico, se cuenta también con el intercambiador de calor del ciclo de enfriamiento del motor de combustión interna. Es decir, el sistema cuenta con tres intercambiadores.

Considerando las temperaturas de los gases de emisión a través del ciclo de cogeneración, y la potencia térmica en cada intercambiador se puede obtener la temperatura del contraflujo de agua en los intercambiadores del sistema de cogeneración propuesto.

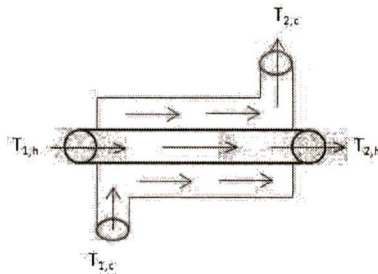
Intercambiador de Calor 2

Como la temperatura del agua al retorno del ciclo de radiación en los invernaderos es de 40°C (313 K) y que el flujo de agua que entra al intercambiador de calor 2^{17} es de $31.4\text{ m}^3/\text{hr}$, se puede calcular la temperatura de salida.

Con apoyo de la figura 2.5.1 se puede identificar el valor correspondiente de temperatura en cada punto del intercambiador de calor 2, y la temperatura $T_{2,c}$ sería el valor a calcular. En donde el diseño de este intercambiador de calor es en paralelo dado que la diferencia de temperaturas arroja un valor positivo.

$$\begin{aligned}T_{2,h} &= T_4 = 328\text{ K} \\T_{1,h} &= T_3 = 390.87\text{ K} \\T_{1,c} &= 313\text{ K}\end{aligned}$$

Figura 2.5.1. Representación gráfica de un Intercambiador de Calor Flujo en Paralelo.
Fuente: Elaboración propia.



¹⁷ Dato proporcionado por Bionatur/DPA. 2016

Como el valor de la potencia del intercambiador de calor es dato conocido, y también se conocen los fluidos de trabajo en el proceso, entonces se puede calcular el valor de temperatura $T_{2,c}$.

Datos:	Tablas termodinámicas:
$Q_2 = 250 \text{ kW}$	$C_{p_{CO_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$
$\dot{m}_{CO_2} = 16 \text{ 931 kg/hr}$	$\dot{m}_{H_2O} = 31.4 \text{ m}^3/\text{hr}$
	$C_{p_{H_2O}} = 1.8723 \text{ kJ/kg K}$

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_{H_2O} = 31.4 \frac{\text{m}^3}{\text{hr}} = 8.72 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

En un intercambiador existe un balance de calor, por lo que los calores son iguales, tal como se expresa en la ecuación 2.5.1.

$$q_{sist} = q_{ho} = q_{cold} \quad (2.5.1)$$

De la ecuación fundamental del calor 2.4.1 se puede expresar la igualdad como se muestra en la ecuación 2.5.2, basado en la curva del intercambiador de calor en paralelo y despejando $T_{2,c}$ que es nuestra incógnita, para saber a qué temperatura sale el agua del intercambiador de calor 2 en paralelo.

$$\dot{m}_h C_{p_h} (T_{2,h} - T_{1,h}) = \dot{m}_c C_{p_c} (T_{2,c} - T_{1,c}) \quad (2.5.2)$$

$$\rightarrow T_{2,c} = \frac{\dot{m}_h C_{p_h} (T_{2,h} - T_{1,h}) + \dot{m}_c C_{p_c} T_{1,c}}{\dot{m}_c C_{p_c}}$$

Sustituyendo los valores se obtiene el resultado.

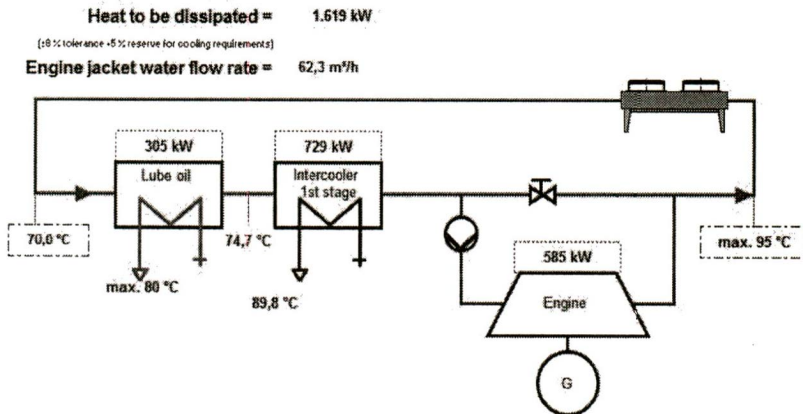
$$T_{2,c} = \frac{\left[\left(4.7 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(0.846 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (390.87 - 328) \text{K} \right] + \left[\left(8.72 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (313 \text{K}) \right]}{\left(8.72 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right)}$$

$$T_{2,c} = 328.3 \text{ K} = 55.3 \text{ °C}$$

Intercambiador de Calor 1

El cálculo de la temperatura a la entrada del intercambiador de calor 1 se realiza a partir del intercambio de calor del sistema de enfriamiento del motor; datos proporcionados por el fabricante del motogenerador (ver figura 2.5.2).

Figura 2.5.2. Circuito de enfriamiento del motor de combustión para Intercambio de Calor. Fuente GE Jenbacher



De acuerdo al diseño del diagrama termodinámico, existe una mezcla del flujo de agua saliendo del proceso de invernaderos en la salida del intercambiador de calor 2, por lo que se estima que la temperatura del agua a $T_{1,c}$ en el intercambiador del sistema de enfriamiento del motor es 44.2°C, con un flujo másico de 65.6 m³/hr; mientras que el flujo de vapor en el circuito de enfriamiento del motor es 62.3 m³/hr, por lo que podemos despejar $T_{2,c}$ de la ecuación 2.5.2 para saber la temperatura de entrada del agua al intercambiador de calor 1.

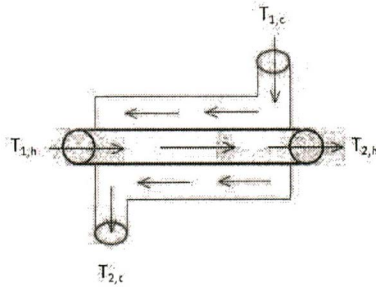
En la figura 2.5.3 se puede identificar la temperatura a la entrada y salida del intercambiador de calor del motor para así poder determinar la temperatura a la entrada del intercambiador de calor 1.

$$T_{2,h} = 95^{\circ}\text{C} = 368 \text{ K}$$

$$T_{1,h} = 70^{\circ}\text{C} = 343 \text{ K}$$

$$T_{1,c} = 44.2^{\circ}\text{C} = 317.2 \text{ K}$$

Figura 2.5.3. Representación gráfica de un Intercambiador de Calor Flujo en Contra.orientado.
Fuente: Elaboración propia.



Con los datos proporcionados por el fabricante (Fig. 2.3.1) se calcula la temperatura $T_{2,c}$, como se muestra a continuación:

Datos:	Tablas termodinámicas:
$Q_{\text{motor}} = 1,619 \text{ kW}$	$C_{p_{H_2O}} = 1.8723 \text{ kJ/kg K}$
$\dot{m}_{\text{motor}} = 62.3 \text{ m}^3/\text{hr}$	
$\dot{m}_1 = 65.6 \text{ m}^3/\text{hr}$	

$$\dot{m}_h = \dot{m}_{\text{motor}} = 62.3 \text{ m}^3/\text{hr} = 17.3 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_c = \dot{m}_1 = 65.6 \text{ m}^3/\text{hr} = 18.2 \text{ kg/s}$$

De la ecuación 2.5.2 se obtiene la temperatura $T_{2,c}$:

$$T_{2,c} = \frac{\dot{m}_h C_{p_h} (T_{2,h} - T_{1,h}) + \dot{m}_c C_{p_c} T_{1,c}}{\dot{m}_c C_{p_c}}$$

$$T_{2,c} = \frac{\left[\left(17.3 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (368 - 343) \text{K} \right] + \left[\left(18.2 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (317.2 \text{K}) \right]}{\left(18.2 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right)}$$

$$T_{2,c} = 341 \text{ K} = 68^\circ \text{C}$$

Una vez que se determina la temperatura del agua a la entrada del intercambiador de calor 1, y apoyado en la figura 2.5.3 del diagrama de un intercambiador de calor de flujo en contracorriente para determinar los valores de temperatura, se calcula la temperatura del agua a la salida del mismo, y que será la temperatura del agua que es enviada al proceso de los invernaderos.

$$T_{2,h} = 390.87 \text{ K}$$

$$T_{1,h} = 654.87 \text{ K}$$

$$T_{1,c} = 341 \text{ K}$$

Datos:	Tablas termodinámicas:
$Q_1 = 1,050 \text{ kW}$	$\dot{m}_{\text{CO}_2} = 4.70 \text{ kg/s}$
	$C_{p_{\text{CO}_2}} = 0.846 \text{ kJ/kg K}$
	$\dot{m}_1 = 18.2 \text{ kg/s}$
	$C_{p_{\text{H}_2\text{O}}} = 1.8723 \text{ kJ/kg K}$

De la ecuación 2.5.2 se obtiene la temperatura $T_{2,c}$ para el intercambiador de calor 1:

$$T_{2,c} = \frac{\dot{m}_h C_{p_h} (T_{2,h} - T_{1,h}) + \dot{m}_c C_{p_c} T_{1,c}}{\dot{m}_c C_{p_c}}$$

$$T_{2,c} = \frac{\left[\left(4.7 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(0.846 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (654.87 - 390.87) \text{K} \right] + \left[\left(18.2 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right) (341 \text{ K}) \right]}{\left(18.2 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \left(1.8723 \frac{\text{kJ}}{\text{kg K}} \right)}$$

$$T_{2,c} = 371.8 \text{ K} = 98.8 \text{ °C}$$

Con los valores calculados de la temperatura en todos los puntos del ciclo de cogeneración se tiene completo el diagrama termodinámico, con todas las variables estimadas y con el diseño final del Ciclo de Cogeneración (Fig. 2.5.4).

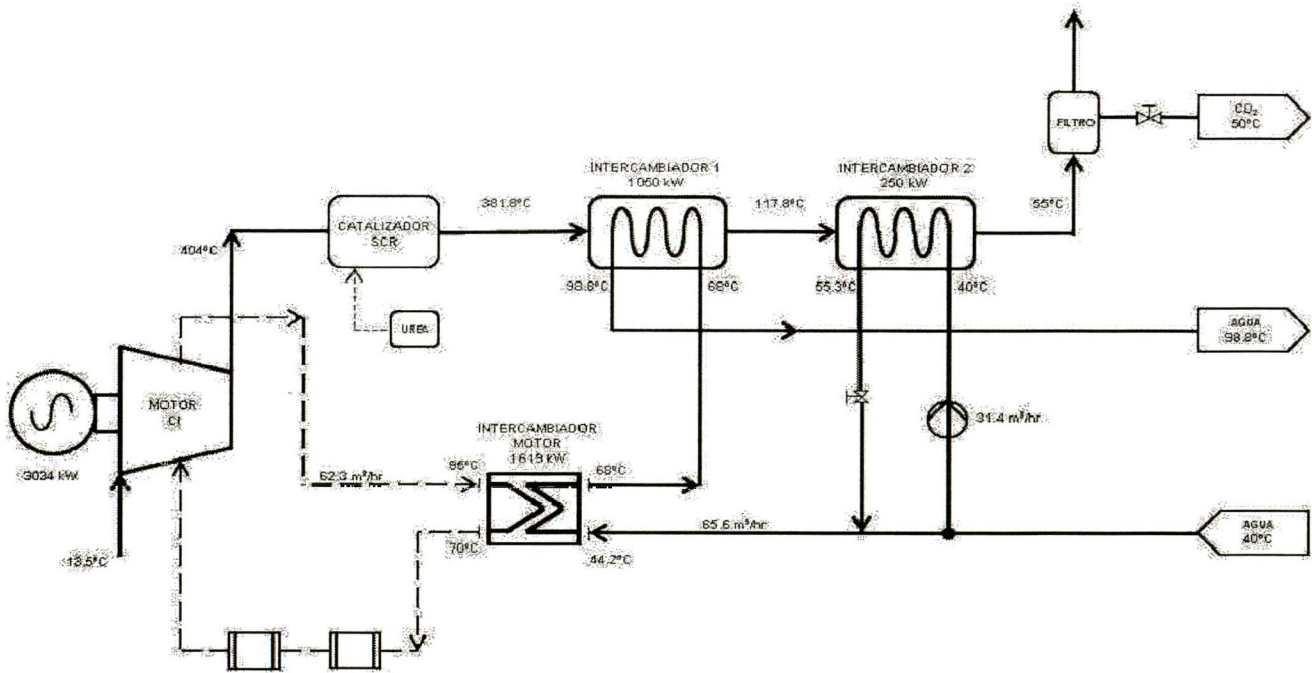


Figura 2.5.4. Diagrama termodinámico del Ciclo de Cogeneración del proyecto Invernaderos Bonatir/PA.

2.5.1 Dimensionamiento de la tubería para los Intercambiadores de Calor.

Contando con todas las variables de cada uno de los intercambiadores de calor, se procede al cálculo de las dimensiones para la tubería de los mismos.

Utilizando la ecuación 2.5.3 y despejando el área total requerida, empleando un coeficiente global de transferencia de calor de $2,000 \text{ W/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$, estimado para un condensador y para un calentador de agua¹⁸.

$$q_{sist} = UA \Delta T_{ml} \quad (2.5.3)$$

Temperatura Media Logarítmica

La *Temperatura Media Logarítmica* (TML) es un método que permite analizar la transferencia de calor en sistemas de flujo y se define por (ΔT_{ml}). Para calcular dicho gradiente (ΔT_{ml}) para un intercambiador de calor flujo en contracorriente se utiliza la ecuación 2.5.4 y para un intercambiador de calor flujo en paralelo la ecuación 2.5.5, valor que será útil para el cálculo del área de estos elementos.

$$\Delta T_{ml} = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}} \quad (2.5.4)$$

$$\Delta T_{ml} = \frac{\theta_2 - \theta_1}{\ln \frac{\theta_2}{\theta_1}} \quad (2.5.5)$$

¹⁸ Centrales Térmicas. Pedro Fernández Díez. Cap. X Intercambiadores de Calor.

2.5.1.a. Intercambiador de Calor 1 (Flujo en Contracorriente).

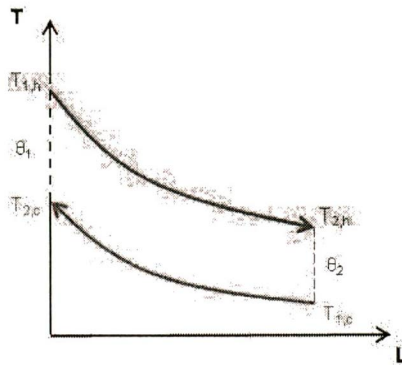
Con los datos obtenidos en el análisis termodinámico de temperaturas y de potencia térmica del Intercambiador de calor se determinará el área, número y longitud de la tubería que lo compone. Es común el uso de un intercambiador de calor flujo en contracorriente por la naturaleza del flujo en ambos sentidos de los fluidos de trabajo, gases de emisión y agua para el caso de este ciclo de cogeneración.

En la gráfica 2.3.2 del Intercambiador de Calor Flujo en Contracorriente se muestra el comportamiento de las temperaturas de los fluidos de trabajo, observando que la dirección del flujo es opuesta. Del diagrama $T-L$ del Intercambiador de Calor en Contracorriente se deducen los valores de θ_1 y θ_2 , ecuaciones 2.5.6 y 2.5.7.

$$\theta_1 = T_{1,h} - T_{2,c} \quad (2.5.6)$$

$$\theta_2 = T_{2,h} - T_{1,c} \quad (2.5.7)$$

Gráfica 2.5.1. Diagrama T-L de un Intercambiador de Calor Flujo en Contracorriente.
Fuente: Elaboración propia.



En el análisis termodinámico se determinaron las temperaturas en cada punto del ciclo de cogeneración, por lo que se puede identificar la temperatura de entrada y de salida, tanto de los gases de emisión como del agua, y de este modo los valores de temperatura de los intercambiadores de calor son conocidos.

Para el cálculo de las dimensiones de la tubería, se emplea la ecuación 2.5.3, sin embargo se necesita conocer el valor de θ_1 y θ_2 .

Datos:	
$q_{sist} = Q_1 = 1,050 \text{ kW}$	$T_{1,h} = 381.8 \text{ }^\circ\text{C}$
$U = 2 \text{ kW/m}^2 \text{ }^\circ\text{C}$	$T_{2,h} = 117.8 \text{ }^\circ\text{C}$
	$T_{1,c} = 98.8 \text{ }^\circ\text{C}$
	$T_{2,c} = 68.0 \text{ }^\circ\text{C}$

Sustituyendo en las ecuaciones 2.5.6 y 2.5.7 los valores de temperatura de los datos conocidos se obtienen los siguientes resultados:

$$\theta_1 = 381.8 - 68 = 313.8 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\theta_2 = 117.8 - 98.8 = 19.0 \text{ }^\circ\text{C}$$

Con los valores de θ se calcula la Temperatura Media Logarítmica a partir de la ecuación 2.5.4.

$$\Delta T_{ml} = \frac{313.8 - 19.0}{\ln \frac{313.8}{19.0}} = 105.13 \text{ }^\circ\text{C}$$

Ahora se calcula el área A de los tubos del intercambiador de calor, despejándola de la ecuación 2.5.3.

$$A = \frac{q_{sist}}{U \Delta T_{ml}} = \frac{1\,050 \text{ kW}}{(2 \text{ kW/m}^2 \text{ }^\circ\text{C})(105.13 \text{ }^\circ\text{C})} = 5 \text{ m}^2$$

Con los resultados anteriores se recomienda utilizar un diseño de tubos de 2 pulgadas de diámetro. Una vez calculada el área, de la ecuación 2.5.8 se determina la longitud del tubo.

$$A = 2\pi r L N \tag{2.5.8}$$

Donde:

A → área de la tubería

r → radio del tubo

L → longitud del tubo

N → número de tubos

El radio del tubo se determina considerando una tubería de 2" diámetro.

$$r = \frac{2in (0.0254 m/in)}{2} = 0.0254 m$$

La longitud de la tubería se puede optimizar y reducir su dimensión en arreglos de múltiples tubos, por lo que en este análisis se realizarán cálculos para diferentes arreglos por número par de tubos con la finalidad de seleccionar la opción más adecuada para el diseño en función del espacio del intercambiador de calor.

Se despeja la longitud de tubos del intercambiador de calor 1 (L_1) de la ecuación 2.5.8 y de ese modo se obtendrían los datos completos de diseño.

Opción para 2 tubos.

$$N = 2 \text{ tubos}$$

$$L_1 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{5 m^2}{2\pi (0.0254 m)(2)}$$

$$L_1 = 15.7 m \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 4 tubos.

$$N = 4 \text{ tubos}$$

$$L_1 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{5 m^2}{2\pi (0.0254 m)(4)}$$

$$L_1 = 7.8 m \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 6 tubos.

$$N = 6 \text{ tubos}$$

$$L_1 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{5 m^2}{2\pi (0.0254 m)(6)}$$

$$L_1 = 5.2 m \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 8 tubos.

$$N = 8 \text{ tubos}$$

$$L_1 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{5 \text{ m}^2}{2\pi (0.0254 \text{ m})(8)}$$

$$L_1 = 3.9 \text{ m} \quad \text{Longitud de tubería}$$

Se considerará para el diseño del intercambiador de calor 1 la opción de 6 tubos, dado que la distribución de espacio con la longitud obtenida es razonable para la implementación de este componente. Aunque la opción de 8 tubos es la de menor longitud eso implica un arreglo muy compacto y con demasiada altura.

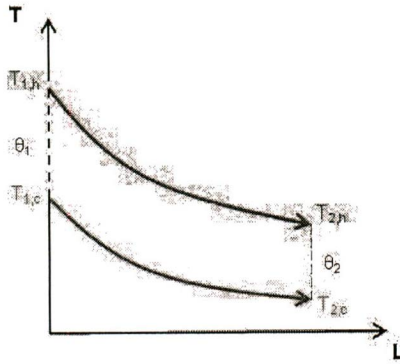
2.5.1.b. Intercambiador de Calor 2 (Flujo en Paralelo).

De la gráfica 2.3.3 del diagrama T - L del Intercambiador de Calor Flujo en Paralelo deducimos los valores de θ_1 y θ_2 , ecuaciones 2.3.10 y 2.3.11.

$$\theta_1 = T_{1,h} - T_{2,h} \quad (2.3.10)$$

$$\theta_2 = T_{1,c} - T_{2,c} \quad (2.3.11)$$

Gráfica 2.3.3. Diagrama T - L de un Intercambiador de Calor Flujo en Paralelo.
Fuente: Elaboración propia.



Sustituyendo en ambas ecuaciones los valores de temperatura de los datos obtenemos los siguientes resultados:

$$\theta_1 = 117.8 - 55.3 = 62.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\theta_2 = 55 - 40 = 15 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Con los datos calculados en el análisis termodinámico de temperatura y de potencia térmica del Intercambiador de calor se van a determinar el área, número y longitud de la tubería que lo compone.

Datos:	
$q_{\text{sist}} = Q_2 = 250 \text{ kW}$	$T_{1,h} = 117.8 \text{ } ^\circ\text{C}$
$U = 2 \text{ kW/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C}$	$T_{2,h} = 55.0 \text{ } ^\circ\text{C}$
	$T_{1,c} = 55.3 \text{ } ^\circ\text{C}$
	$T_{2,c} = 40.0 \text{ } ^\circ\text{C}$

Calculados ambos valores de θ , los sustituimos en la ecuación 2.5.5 para obtener el gradiente delta de *Temperatura Media Logarítmica*.

$$\Delta T_{ml} = \frac{15 - 62.5}{\ln \frac{15}{62.5}} = 33.28 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Ahora se determina el área A de los tubos del intercambiador de calor, despejándola de la expresión 2.5.3.

$$A = \frac{q_{sist}}{U \Delta T_{ml}} = \frac{250 \text{ kW}}{(2 \text{ kW/m}^2 \text{ } ^\circ\text{C})(33.28 \text{ } ^\circ\text{C})} = 3.75 \text{ m}^2$$

El radio del tubo se determina considerando una tubería de 1½" diámetro.

$$r = \frac{1.5 \text{ in } (0.0254 \text{ m/in})}{2} = 0.0190 \text{ m}$$

Se recomienda utilizar un diseño de dos tubos de 1½ pulgadas de diámetro. Utilizando nuevamente la ecuación 2.5.8 se puede determinar la longitud del tubo.

Opción para 2 tubos

$$N = 2 \text{ tubos}$$

Despejando la longitud de tubos del intercambiador de calor 2 (L_2) de la ecuación 2.3.9 y de ese modo se obtendrían los datos completos de diseño.

$$L_2 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{3.75 \text{ m}^2}{2\pi (0.0190 \text{ m})(2)}$$

$$L_2 = 15.7 \text{ m} \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 4 tubos

$$N = 4 \text{ tubos}$$

$$L_2 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{3.75 \text{ m}^2}{2\pi (0.0190 \text{ m})(4)}$$

$$L_2 = 7.8 \text{ m} \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 6 tubos

$$N = 6 \text{ tubos}$$

$$L_2 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{3.75 \text{ m}^2}{2\pi (0.0190 \text{ m})(6)}$$

$$L_2 = 5.2 \text{ m} \quad \text{Longitud de tubería}$$

Opción para 8 tubos

$$N = 8 \text{ tubos}$$

$$L_2 = \frac{A}{2\pi r N} = \frac{3.75 \text{ m}^2}{2\pi (0.0190 \text{ m})(8)}$$

$$L_2 = 3.9 \text{ m} \quad \text{Longitud de tubería}$$

De igual modo que con el intercambiador de calor 1, para el intercambiador de calor 2 se considera para diseño la opción de 6 tubos, dado que la distribución de espacio con la longitud obtenida es razonable para la implementación de este componente (Tabla 2.5.1).

Tabla 2.5.1. Resultados de la longitud de tubería para el diseño de los Intercambiadores de Calor.

Arreglo	Intercambiador de Calor 1 (2" Ø)	Intercambiador de Calor 2 (1½" Ø)
2 tubos	15.7 m	15.7 m
4 tubos	7.80 m	7.80 m
6 tubos	5.20 m *	5.20 m *
8 tubos	3.90 m	3.90 m

*Opción seleccionada

CAPÍTULO 3. MARCO LEGAL DE UN PROYECTO DE COGENERACIÓN

3.1 Capacidad de Generación.

Con el Ciclo de Cogeneración analizado se puede estimar la capacidad de generación de energía eléctrica en función del consumo de gas natural del motogenerador con que se ha diseñado el sistema.

Se pretende que el sistema de cogeneración del proyecto analizado esté disponible para operación los 365 días del año, aunque habrá situaciones en las que se presente falla de algún componente, o bien que haya un mantenimiento anual programado. Por lo que se espera que el sistema opere al 90% de los días del año, lo que equivale aproximadamente a 328 días de operación normal.

Si el consumo de gas natural (a plena carga) del motogenerador es 742 Nm³/h, de acuerdo con datos del fabricante, entonces se tendrá un consumo de 5,841,024 m³ al año. Con lo que al mismo tiempo de que se satisface la necesidad de suministro de agua caliente para el proceso de producción en los invernaderos, también se produce la generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda local, e incluso contar con sobrantes de energía que pueden ser inyectados a la red eléctrica del suministrador (CFE) para porteo a otros puntos de consumo.

El proyecto de Cogeneración diseñado para los invernaderos Bionatur/DPA contempla la implementación paulatina de los motogeneradores en tres etapas hasta llegar a los 20 MW; la primera de ellas incluye el montaje de dos equipos de generación en la empresa Bionatur por 5.5 MW en condiciones de sitio, a 2,560 msnm.

De acuerdo al programa de operación anual estimado y considerando situaciones de mantenimiento preventivo, se puede decir que la producción de energía eléctrica anual es 45,012 GWh. Con ello quedaría cubierta al 100% la demanda local, que es de 7,779 MWh, y la energía eléctrica sobrante se enviaría a través de la red eléctrica del suministrador a diferentes puntos de carga remota (Tabla 3.1.1).

Tabla 3.1.1. Consumo de energía eléctrica anual. Fuente Bionatur/DPA.

2013-2014	Energía consumida (kWh)	Demanda energía (Potencia kW)
marzo	686,183	1,227
abril	605,618	1,100
mayo	633,080	984
junio	615,251	954
julio	763,302	1,038
agosto	637,096	1,013
septiembre	590,848	1,016
octubre	537,060	1,073
noviembre	713,879	1,165
diciembre	645,900	1,041
enero	716,114	1,131
febrero	635,039	1,136
Total	7,779,370	
	Promedio: 648,281	Máxima: 1,227

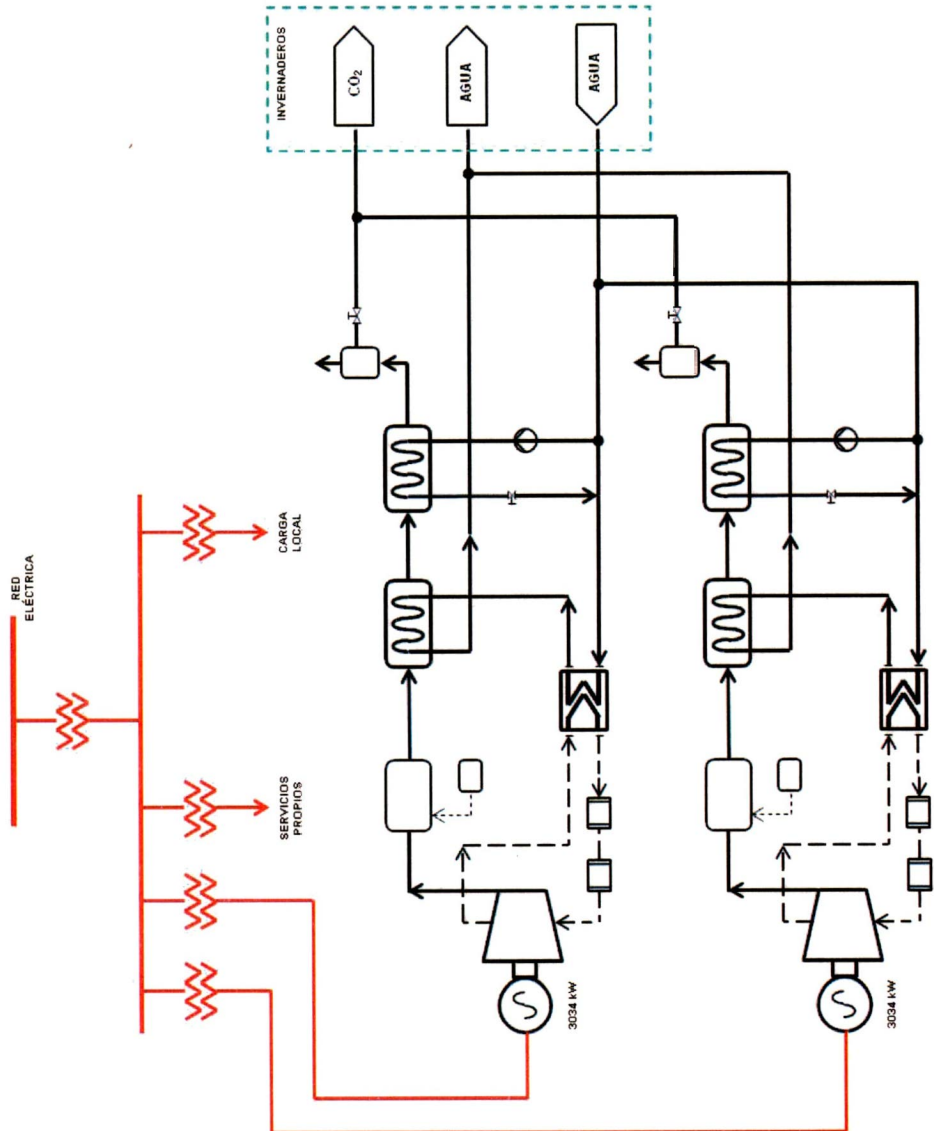
El proyecto de cogeneración considera un sistema *dual*, que consiste en instalar dos sistemas de cogeneración iguales conectados en paralelo; en donde el motogenerador inicia el ciclo con la combustión del gas natural para crear generación de electricidad y que será conducida a una subestación eléctrica de media tensión para suministro de energía eléctrica del proceso local, servicios propios e interconexión a la red del SEN.

Los gases de emisión del motogenerador circularán en un conducto que los dirige a los dos intercambiadores de calor para la recuperación térmica del proceso, una vez que termina la trayectoria del flujo de los gases de emisión, se evalúa si es necesario el suministro de CO₂ hacia los invernaderos o bien para su liberación hacia la atmósfera; al mismo tiempo el agua del ciclo se bombea hacia el interior de los invernaderos para mantener la temperatura adecuada para el cultivo de los vegetales, y en el retorno circula en un primer paso a través del intercambiador de calor 2 para elevar su temperatura, y posteriormente se dirige al intercambiador de calor del sistema de enfriamiento del motor de combustión interna para ganar mayor temperatura, y por último pasar en una tercera etapa por el intercambiador de calor 1 en donde alcanzará su valor máximo de temperatura para ser suministrada nuevamente hacia el sistema de radiadores de calor de los invernaderos. De esta manera el ciclo completo se duplica en su capacidad.

El diagrama 3.1.1 muestra el arreglo final de la primera etapa del proyecto Bionatur/DPA con un sistema *Dual de Cogeneración*, con el detalle eléctrico de

generación, carga local, servicios propios y su interconexión a la red eléctrica del suministrador CFE.

Diagrama 3.1.1. Central de Cogeneración Bionatur/DPA, 1er Etapa. Fuente: Iusasol.



3.2 Permiso de Generación y Contrato de Interconexión.

Como se ha visto a lo largo de este trabajo de investigación, la idea de implementar un proyecto de Cogeneración implica diversos factores y condiciones, de los cuáles se han analizado algunos; que van desde la identificación del potencial térmico del proceso, las condiciones ambientales, los consumos energéticos, la inversión necesaria para su adquisición con su respectivo estudio económico, y algunas otras consideraciones; un factor que es particularmente importante es el marco legal, puesto que existe la necesidad de realizar una serie de trámites ante diferentes entidades gubernamentales para poder llevar a cabo el proyecto, puesto que todos los proyectos de cogeneración requieren de un contrato de interconexión¹⁹. La CRE expide las Reglas Generales de Interconexión a través de la Resolución RES/119/2012, en donde define el concepto de Pequeña Escala y Mediana Escala de generación, y exige del requisito del título de Permiso para generación de energía eléctrica, en cuyo caso el solicitante que cumpla con esta capacidad deberá acudir directamente a la CFE para la elaboración de un Contrato de Interconexión. Mientras que para una capacidad de generación mayor a 0.5 MW se gestionará la solicitud de Permiso de generación ante la CRE.

En la actualidad en México se está pasando por un proceso de cambio en el sector energético debido al decreto de nuevas Leyes y la apertura a la comercialización de la energía eléctrica, así como el arranque del Mercado Eléctrico Mayorista. Con la entrada en vigor de la Reforma Energética se decreta la LIE y la creación el Mercado Eléctrico Mayorista en su artículo 96; y en lo que concierne al Suministro Eléctrico como un servicio de interés público. A pesar de que la LIE regula los lineamientos para la planeación y control del SEN para el servicio público de la energía eléctrica, existen algunos transitorios en los que se hace referencia a las condiciones de proyectos de generación existentes y en trámite. En la LIE se menciona la condición de los permisos de generación²⁰ para las modalidades de cogeneración, autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente, importación, exportación y usos propios continuos, mismos que conservarán su vigencia y estarán sujetos a las disposiciones emitidas por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, y que una vez que celebren un Contrato de Interconexión con el Suministrador, se les reconocerá como Contratos de Interconexión Legados (CIL). Tal es el caso que se presenta para el Grupo IUSA y su proyecto de cogeneración aplicado a los invernaderos de Bionatur/DPA, ya que cuenta con un título de permiso otorgado por la CRE en la

¹⁹ Reglas Generales de Interconexión. Art. 6.2.2. DOF: 22/may/2012

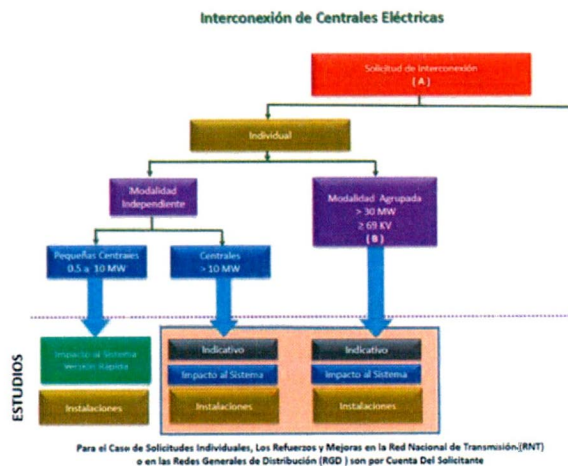
²⁰ Ley de la Industria Eléctrica. Transitorios Segundo y Décimo. DOF: 11/ago/2014

modalidad de Cogeneración por una capacidad hasta por 20.32 MW²¹. Este permiso da sustento legal para realizar la solicitud del Contrato de Interconexión Legado para satisfacer sus necesidades de demanda local, así como porteo a otros centros remotos de consumo.

Con la implementación de la LIE, la CRE determina a través de la Resolución RES/389/2015 los "Criterios mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga"²², mejor conocido en el sector eléctrico como *Criterios de Interconexión*. En dónde el objetivo principal de este documento es definir los estudios necesarios a fin de que el CENACE especifique los requerimientos de infraestructura para que se lleve a cabo la interconexión, ya sea en la Red Nacional de Distribución o a la Red Nacional de Transmisión, según sea el caso.

La figura 3.2.1 muestra los pasos que sigue una solicitud de interconexión de una central eléctrica ante el CENACE, indistintamente de la condición del permiso de generación bajo el amparo de la LSPEE (para el caso de los CIL) o de la LIE (para el caso de los nuevos solicitantes). Se puede apreciar que existen diferentes estudios durante el proceso de solicitud, y de acuerdo a los *Criterios de Interconexión* del CENACE establecerá el alcance y profundidad de los Estudios de Interconexión²³.

Figura 3.2.1. Diagrama del proceso de una solicitud de Interconexión. Fuente: CENACE-GCRC 2015.



²¹ CRE. Resolución RES/331/2015. 7/may/2015

²² Criterios de Interconexión. DOF: 02/jun/2015

²³ Op. Cit. Criterios de Interconexión. (2015).

Los estudios definidos en los Criterios de Interconexión que elabora el CENACE por cada solicitud son tres:

1. **Estudio Indicativo.** Tiene como objetivo principal retroalimentar al Solicitante para que evalúe la factibilidad de su proyecto. Se realizan análisis de estado estable en condiciones normales y ante contingencias sencillas, con el objeto de determinar si existe la necesidad de realizar obras de refuerzo o modificaciones a la RND o RNT, según sea el caso.

2. **Estudio de Impacto en el Sistema.** Tiene como finalidad evaluar de una manera detallada el impacto que se tiene en el SEN cuando se interconecta una central eléctrica con capacidad mayor a 10 MW. Se realizarán estudios de estado estable y de estabilidad transitoria en condiciones normales y ante contingencias, con el objeto de determinar los requerimientos de infraestructura para la interconexión para asegurar que se cumpla con los estándares de confiabilidad y las disposiciones operativas.
Para poder realizar este estudio se requiere solicitar previamente el Estudio Indicativo.

3. **Estudio de Instalaciones.** Tiene como finalidad documentar por parte del CENACE la cantidad, características de los elementos y equipos, así como los costos estimados para llevar a cabo las obras de interconexión.
Para poder realizar este estudio se requiere solicitar previamente el Estudio de Impacto en el Sistema

Según el mismo documento, para el caso de pequeñas centrales en mediana escala, en el rango de 0.5 a 10 MW el proceso de solicitud de interconexión queda sujeto a un estudio simplificado conocido como "Estudio de Impacto en el Sistema Versión Rápida", y posteriormente solicitar el Estudio de Instalaciones al CENACE.

Una vez cumplido el requisito de los estudios de interconexión, el solicitante estará listo para la firma del Contrato de Interconexión con el suministrador, y los requisitos para la formalización del contrato son los siguientes²⁴:

- a. Carta de aceptación de los resultados de los estudios.
- b. Permiso otorgado por la CRE.
- c. Garantías Financieras para la modalidad Individual, establecida en el punto 19 de los Criterios de Interconexión.
- d. Documentos que acrediten la constitución legal de la empresa.

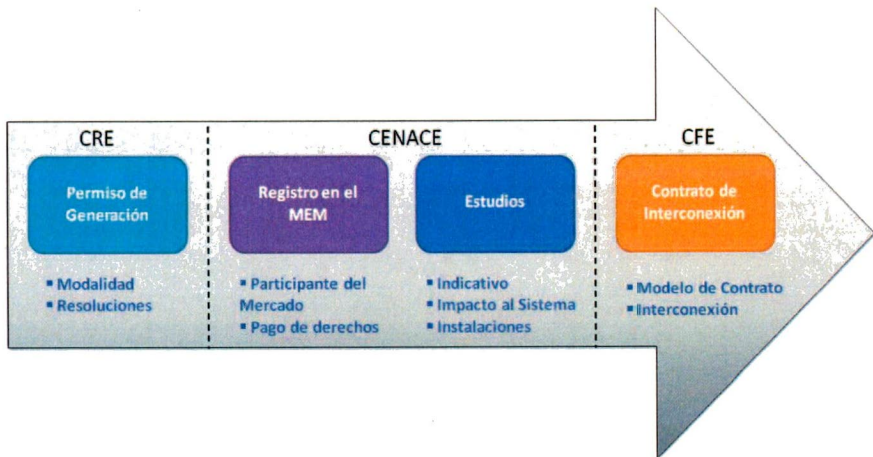
24 Op. Cit. Criterios de Interconexión. (2015).

- e. Poderes notariales de los representantes legales.
- f. Documentos que acrediten el control del predio en donde se ubicará la central eléctrica.
- g. Plan de trabajo a detalle para la construcción de las obras, indicando fecha de inicio y de terminación.
- h. Para el caso de las obras a cargo del solicitante, documentos que acrediten el compromiso de la construcción de dichas obras.

La interconexión no se permitirá sino se cuenta con el Contrato de Interconexión. Y el CENACE no participará en la firma del contrato, solamente será entre el titular del permiso de generación y el suministrador CFE, y tendrá una vigencia de veinte años a partir de la fecha de su firma.

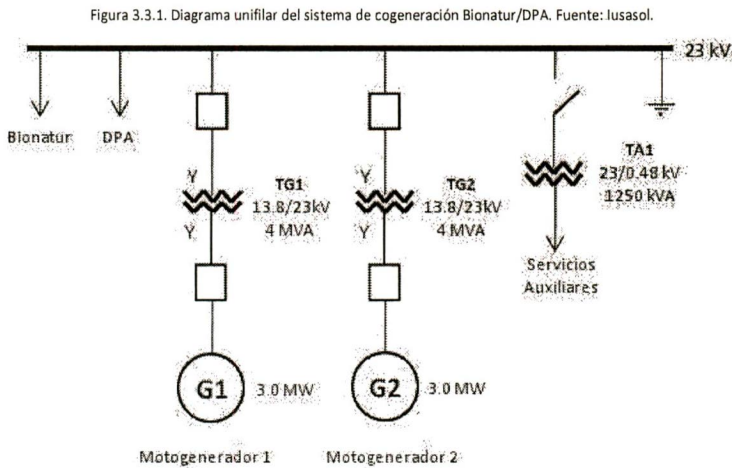
El proceso de interconexión inicia desde el análisis del inversionista, evaluando todos los factores que implican la puesta en servicio del proyecto de generación de electricidad. En caso de ser viable comienza el proceso de trámites ante las autoridades competentes. La figura 3.2.2 muestra el flujo que debe seguir el solicitante ante las instancias gubernamentales.

Figura 3.2.2. Diagrama del proceso de trámites para un proyecto de generación interconectado al SEN.
Fuente: Elaboración propia.



3.3 Interconexión a la red eléctrica.

Una vez obtenido el Contrato de Interconexión, se procede con los trabajos en el sitio del proyecto para cumplir con los requisitos técnicos que arrojaron los estudios de interconexión, y todos los trabajos y adecuaciones a la red eléctrica correrán a cargo del Permisionario. En el resultado del Estudio de Instalaciones se define el Punto de Interconexión, que es uno de los parámetros más importantes en este proceso, dado que va a delimitar con precisión el alcance de las instalaciones del Solicitante, así como el límite operativo y la ubicación física del proyecto; mientras que por el otro lado quedará definido el límite de la red eléctrica del SEN, es decir una frontera operativa que va a contener un equipo eléctrico de conexión y desconexión para seguridad de la RNT y/o RND según el nivel de tensión al que esté interconectada la planta de generación eléctrica (Fig. 3.3.1), y que será telecontrolado vía remota por el suministrador.

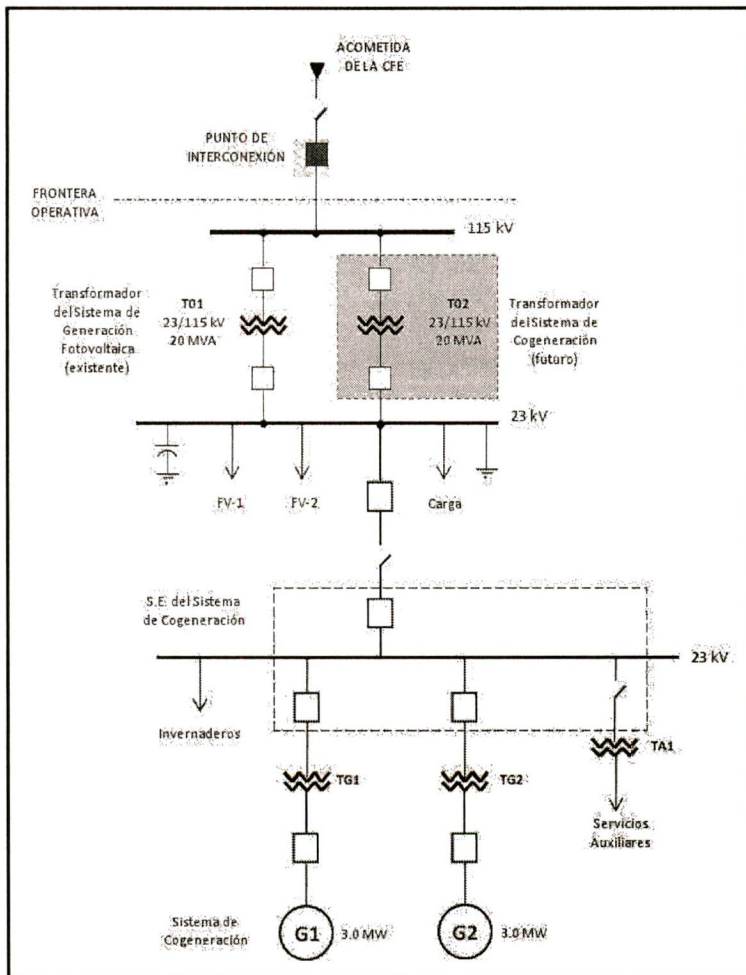


El circuito de alimentación del suministrador para los invernaderos Bionatur/DPA es de 115 kV, es decir, a nivel de Transmisión, y en consecuencia su interconexión será a la RNT. Sin embargo, como el motogenerador tiene una tensión de generación de 13.8 kV²⁵ y los servicios de la carga local de los invernaderos operan a una tensión de 23 kV, será necesario implementar una subestación eléctrica al interior de la planta con capacidad de transformación 13.8/23 kV, la figura 3.3.1 muestra la generación eléctrica de los motogeneradores y el arreglo de los equipos eléctricos primarios conectados a la barra de 23 kV de la subestación de generación.

²⁵ Op. Cit. GE Power (2015)

Dada la ubicación del proyecto, la interconexión física será por medio de la subestación eléctrica "Iusa Dos", que opera a niveles de transformación de voltaje 23/115 kV, y que para la interconexión del proyecto de cogeneración será necesario que cuente con un banco de transformación de 20 MVA adicional con la capacidad suficiente para la operación y estabilidad eléctrica del circuito de alimentación en alta tensión. La figura 3.3.2 muestra el diagrama unifilar de las instalaciones del Permisionario hasta el Punto de Interconexión.

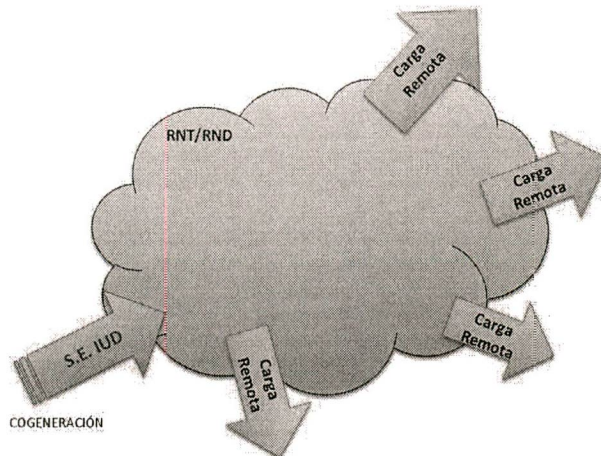
Figura 3.3.2 Diagrama unifilar de la S.E. Iusa Dos. Fuente: Iusasol.



Una vez que se han cumplido todos los requisitos de interconexión tanto técnicos como legales, y se cuenta con un Contrato de Interconexión celebrado entre el Permisionario y el Suministrador, el proyecto está listo para entrar en operación normal. Durante el análisis de la capacidad de generación se observó que la energía eléctrica era suficiente para abastecer la demanda local de los invernaderos, por lo que los sobrantes de energía del proyecto de cogeneración serán enviados a la red del SEN para compensación de energía y/o venta a la CFE, así como porteo a diferentes centros de consumo remotos.

La figura 3.3.3 muestra es esquema básico del sistema de porteo, donde en un punto de la RNT (S.E. Iusa Dos – IUD) se inyectan los sobrantes de energía para ser enviada a los diferentes centros de consumo, aún cuando tengan diferentes capacidades de demanda y diferentes niveles de tensión, a cualquier punto del territorio nacional por medio de la red del SEN. Para ello, el CENACE elaborará a solicitud del Permisionario un Estudio de Porteo y dará a conocer al Suministrador el resultado, con la finalidad de determinar el impacto que puede provocar en la red del SEN, sin afectaciones a terceros, y las obras necesarias que puedan requerir los centros de consumo para que se pueda incorporar el servicio de transmisión. Desde luego que si el estudio indica que el porteo no puede ser factible, la solicitud será rechazada.

Figura 3.3.3. Representación del Servicio de Transmisión en la red eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.



Para poder llevar a cabo el servicio de transmisión a las cargas remotas, el primer requisito es contar con un Contrato de Interconexión y posteriormente, con el Estudio de Porteó, se celebra ante el Suministrador un Convenio de Transmisión²⁶ detallando cada punto al que se enviará la energía sobrante, así como los costos que implica este servicio.

Entre los resultados del Estudio de Instalaciones, siempre se va a requerir de un equipo de medición con comunicación remota para poder elaborar el balance de energía en el Punto de Interconexión para saber con exactitud cuánta energía fue entregada a la red del SEN, y cuánta energía fue consumida por los centros de carga remota y si la energía porteada fue suficiente para satisfacer su demanda o habrá un cargo por suministro básico por parte de la CFE; existe también la posibilidad de que haya energía sobrante si la generación supera la demanda local y de las cargas remotas; por lo que el Suministrador tendrá que crear un inventario virtual de energía para compensación de la misma cuando así lo requiera el Permisionario o bien para su venta al Suministrador al término de un año. Con la salvedad que en ningún momento el Permisionario puede generar mayor capacidad de energía eléctrica que la que está definida en el permiso otorgado por la CRE.

²⁶ Reglamento de la LSPEE. Artículo 135. DOF: 24/ago/2012

3.4 Cogeneración Eficiente.

En un intento por promover las *Fuentes Renovables de Energía* (FRE), el gobierno mexicano a través del Artículo 36 Fracción II de la LSPEE y de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE) y su Reglamento, define las condiciones para la *Cogeneración Eficiente*. Estableciendo que el proceso de cogeneración debe tener una eficiencia superior a la mínima que establezca para tal efecto la CRE²⁷. Y que por medio de la Resolución RES/003/2011 define "La Metodología para el Cálculo de la Eficiencia de los Sistemas de Cogeneración de Energía Eléctrica y los Criterios para determinar la *Cogeneración Eficiente*", y que se modificaría posteriormente con la Resolución RES/206/2014.

En virtud de que la CRE expide la metodología de cálculo para la *Cogeneración Eficiente*, es necesario definir una serie de consideraciones para validar esta condición, como son las la determinación de valores y variables de medición, los requisitos de las personas aptas para efectuar estas mediciones y precisar la vigencia de este método; todo ello con la finalidad de establecer las mejores prácticas para obtener la acreditación de *Cogeneración Eficiente*. Y por ello la CRE se da a la tarea de emitir la Resolución RES/291/2012.

De acuerdo a la capacidad del proyecto de cogeneración de los invernaderos Bionatur/DPA (hasta 20.32 MW), la cláusula quinta de dicha resolución declara que la vigencia de la acreditación será de tres años (Tabla 3.4.1).

Tabla 3.4.1 Vigencia de acreditación como Cogenerador Eficiente. Fuente: CRE Resolución RES/291/2012.

Capacidad del sistema de cogeneración (MW)	Vigencia
De 0.03 hasta menos de 0.5	5 años
De 0.5 hasta menos de 30	3 años
De 30 hasta menos de 100	2 años
Igual o más de 100	1 año

Con la acreditación al Permissionario como *Cogenerador Eficiente* por parte de la CRE, éste puede gozar de diversos beneficios al ser reconocido como una FRE, como son la reducción de costos por servicios de transmisión, inventario de energía y ahora con

²⁷ Reglamento de la LAERFTE. Art. 2 Fracc. II. DOF: 02/sep/2009

el decreto de la LIE, la emisión de *Certificados de Energía Limpia* (CEL) según criterios de la LIE.

El modelo de Contrato de Interconexión, así como su Convenio de Transmisión es diferente al de una generación convencional con fuentes de energía no renovables. Por lo que será necesaria la suscripción de un nuevo modelo de contrato, así como de convenios asociados al mismo ante el Suministrador, con una vigencia máxima definida en el Permiso de generación.

Uno de los organismos acreditados para la certificación de la Cogeneración Eficiente en México, es el Instituto de Investigaciones Eléctricas, mismo que publica la "Guía para la Medición y Análisis de Variables para la Certificación como Cogenerador Eficiente"²⁸ en dónde detalla el proceso para medición y análisis de variables que validen esta condición.

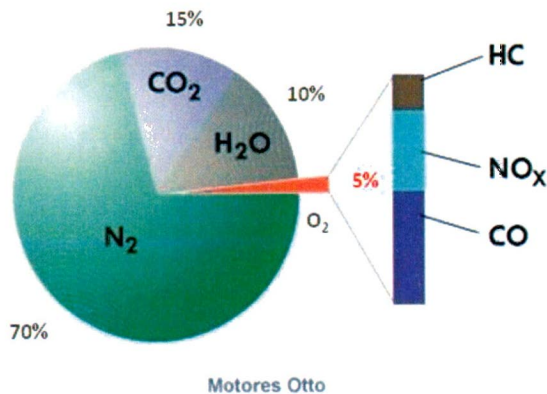
La operación comercial normal del proyecto estaría completa una vez que se hayan implementado todo el equipamiento del diseño del sistema de cogeneración, así como concretado todas las instalaciones eléctricas, y también haber cumplido con todos los requisitos contractuales, que van desde la obtención del permiso de generación, hasta los estudios de interconexión, la certificación de la cogeneración eficiente y la celebración de un contrato de interconexión y sus convenios asociados.

²⁸ IIE. Gerencia de Turbomaquinaria. Jun 2013.

3.5 Tratamiento y uso de los gases de escape.

Como se ha mencionado anteriormente, la utilización de la emisión de Dióxido de Carbono (CO_2) como elemento controlado para el desarrollo de los cultivos será utilizado a partir de la emisión obtenida por la combustión del motogenerador dentro del ciclo de cogeneración. Sin embargo, no solamente el proyecto pretende sacar el máximo beneficio de la emisión de CO_2 y la temperatura de los gases de emisión, sino que el Grupo IUSA en su constante compromiso con el medio ambiente, pretende que los gases de emisión tengan el menor contenido de contaminantes que son liberados hacia la atmósfera. Aunque en la emisión de gases de escape, por diseño del motogenerador, los gases NO_x son menores a $500\text{mg}/\text{Nm}^3$ (5% de O_2), datos del fabricante. El proyecto considera incluir un sistema reductor de NO_x y CO , que son los gases más contaminantes durante la combustión, a través de un sistema de *Reducción Catalítica Selectiva (SCR)* por medio de Urea, instalado a la salida del motor de combustión interna. La composición de los gases de escape del motogenerador en un Ciclo Otto se da en la siguiente proporción (Gráfica 3.5.1):

Gráfica 3.5.1. Composición de los gases de escape del motogenerador.
Fuente: Aficionados a la Mecánica.

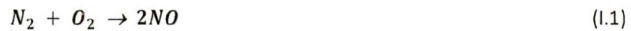


Se pretende que mediante el proceso del catalizador de Urea sobre el componente de O_2 se haga a su vez una reducción sobre los componentes de NO_x (95%) y CO (80%), los cuales se encuentran en las cantidades señaladas en la tabla 3.5.1.

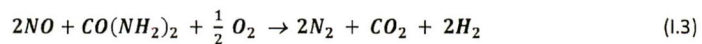
Tabla 3.5.1. Contenido de gases de escape (5% O₂). Fuente: GE AB Energy

EMISIONES EN GASES DE ESCAPE (5% O ₂)	
Componente	mg/Nm ³
NO _x	500
CO	750
HC	225

Los óxidos de Nitrógeno (NO_x) que se producen con la combustión del motor van formándose a medida que se enfrían los gases de combustión, su expresión química está dada por las relaciones I.1 para el *Monóxido de Nitrógeno* y I.2 para el *Dióxido de Nitrógeno*; el proceso del catalizador SCR por medio de la Urea ($CO(NH_2)_2$), se basa en la reducción química de la molécula NO_x a nitrógeno molecular y vapor de agua, lo que trae como consecuencia una emisión de gases menos contaminante.



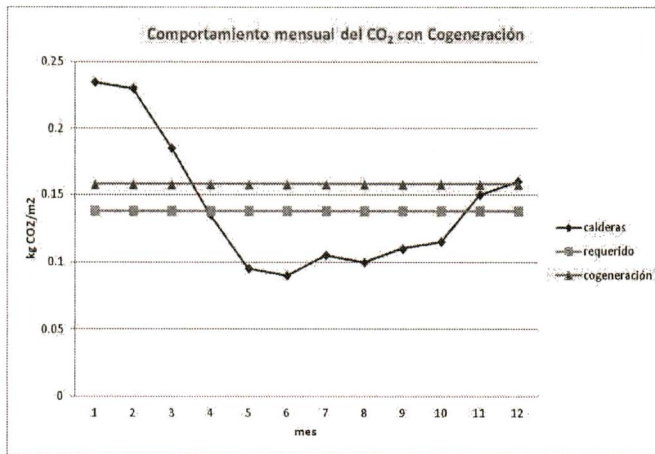
El uso de Urea tiene algunas ventajas respecto a otros componentes de catálisis, pues es un componente no tóxico, menos volátil y puede almacenarse y manejarse con seguridad. La solución de Urea puede penetrar muy dentro de los gases de combustión mejorando la mezcla para obtener un resultado más eficiente. La reacción de la Urea con los gases de combustión está dada por la relación I.3.



Mediante el uso de este sistema catalizador SCR, se podrá suministrar CO₂ de forma segura a los cultivos y al personal que labore dentro de ellos, mejorando los efectos de crecimiento de los vegetales.

Con la producción constante de energía del sistema de cogeneración también hay una producción constante de CO₂, situación que no sucedía con el uso de calderas, comportamiento que se observa en la gráfica 2.2.1; por lo que ahora el suministro de CO₂ queda abastecido siempre por encima de la curva de demanda requerida, la gráfica 3.5.2 ilustra la capacidad de CO₂ suministrada al complejo de invernaderos.

Gráfica 3.5.2. Emisiones mensuales de CO₂ con cogeneración durante un año. Fuente Bionatur/DPA



Dado que el suministro de CO₂ hacia los invernaderos se realiza durante el día, durante las noches se utiliza el sistema bypass de los gases de escape para liberarlos hacia la atmósfera con una reducción de NO_x y CO.

CONCLUSIONES:

La participación a nivel mundial de los diferentes sectores de la sociedad para combatir el cambio climático se ha incrementado en los últimos años, y cada día son más relevantes las acciones por preservar el medio ambiente; una de las actividades que más ha preocupado a los gobiernos, institutos y sociedad en general es la disminución de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera para evitar los trastornos ecológicos ocasionados por el calentamiento global, soslayando al máximo el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Esto debido a que México aparece entre los 10 países con mayor porcentaje de emisiones de GEI.

El enfoque hacia estos esfuerzos por favorecer el medio ambiente está dirigido principalmente al sector de generación de energía eléctrica favoreciendo el uso de fuentes renovables de energía como son la solar, eólica, geotérmica y maremotriz; y es por ello que el gobierno de la República se ha trazado metas importantes para poder llegar en el 2018 a un aproximado de 25% de generación de energía eléctrica a partir de dichas fuente, y un 35% para el 2024.

Sin embargo no se puede perder de vista que el desarrollo de nuevas tecnologías para el aumento en la eficiencia de los procesos térmicos industriales e incluso comerciales representan una aportación significativa al medio ambiente; tal es el caso de la Cogeneración y el Ciclo Combinado, que en México año con año se ha posicionado como una alternativa atractiva para los inversionistas y para las empresas en su búsqueda por reducir consumos de electricidad y el consecuente efecto producido en favor del medio ambiente. Se ha investigado que hasta el día de hoy en nuestro país, existe una capacidad de 28,374 MW instalados de Cogeneración y Ciclo Combinado. Considerando que a lo largo del territorio nacional se localizan proyectos particulares de pequeña y mediana escala que no se han logrado contabilizar en este censo y que aportan una cantidad adicional a la capacidad instalada.

Debido al impacto favorable en la eficiencia de los procesos derivados de esta tecnología, el presente trabajo de investigación se ha enfocado en la justificación del diseño y la implementación de un proyecto de cogeneración a partir del consumo térmico en un proceso de invernaderos. Identificando a partir del consumo energético de gas natural, así como las variables climáticas de la ubicación. Considerando a la temperatura como una variable a lo largo de todo el año se tiene que elaborar un

análisis preciso de la factibilidad de implementación. Para dicho análisis se recomienda trabajar con valores medios o bien con los valores más extremos que se puedan presentar en el año estudiado; dependiendo qué tan significativos son los cambios de temperatura en la localidad, esto con el fin de evaluar las condiciones ambientales más críticas donde se encuentra el proyecto.

Una vez identificado el potencial térmico del proyecto, se estima el tipo y capacidad del generador que se podría acoplar al proceso, diseñando un modelo termodinámico de cogeneración. En este estudio se utilizó un motogenerador compuesto de un motor de combustión interna acoplado a un generador de 3 MW de capacidad. Para el análisis térmico del motor se consideró que opera como Ciclo Otto ideal, y con ello se pudo obtener su eficiencia, así como la cantidad de calor generado. Posteriormente se determinaron las temperaturas de emisión de gases del motor es como se puede proponer el equipo intercambiador de calor más eficiente, además se consideraron dos equipos adicionales al intercambiador de calor que viene integrado por el fabricante del motogenerador.

En este trabajo de investigación se presentaron una serie de factores que se deben considerar para evaluar la posibilidad de llevar a cabo un proyecto de cogeneración, que van desde el aspecto técnico y contractual hasta la propia ubicación geográfica de la planta, el espacio disponible en sus instalaciones y las condiciones climáticas para que sea realmente viable; incrementando la eficiencia del proceso y reduciendo el consumo de energéticos para producir electricidad a partir de la recuperación del calor de desecho, lo cual implica no solamente una importante aportación en favor del medio ambiente, sino también en el aspecto económico en donde se puede considerar un ahorro significativo debido al autoabastecimiento de electricidad de la planta.

Dado que la capacidad de generación de los dos motogeneradores es de 6 MW y la demanda de los servicios del invernadero es de 1 MW, el consumo local de electricidad queda cubierto al 100% y solamente se tendría que pagar el cargo mínimo al suministrador del servicio básico, reflejándose un ahorro inmediato por consumo de electricidad; entonces se cuenta con un excedente de 5 MW para ser entregados a la red eléctrica. De acuerdo con el diseño de la estructura legal y comercial del proyecto se conforma una empresa encargada de administrar el servicio de cogeneración en el consorcio IUSA denominada "Compañía Productora de Electricidad CPQ S.A. de C.V." que se integra por diversos socios comerciales, como es el mismo Grupo IUSA y diferentes municipios del Estado de México para servicios de alumbrado público y

bombeo de agua potable a los que se les hará llegar el suministro de energía eléctrica excedente a través de un Convenio de Transmisión celebrado con CFE. Esto con el fin de cubrir la demanda de electricidad para los socios comerciales a un costo menor del que ofrece el suministrador. Por lo que se puede concluir que la recuperación de la inversión se da en un mediano plazo.

El alcance de este trabajo de investigación se acota hasta la metodología de trámites contractuales que hace el solicitante de un proyecto, sin embargo se deja la posibilidad para un trabajo futuro de elaborar un estudio económico de la inversión del proyecto y su financiamiento, y determinar el plazo de recuperación, evaluando el desempeño térmico del proceso y el consumo de gas en los invernaderos, así como el consumo eléctrico de cada socio comercial en función de la tarifa de suministro y su demanda contratada. La particularidad de la aplicación de un ciclo de cogeneración en un invernadero es el aprovechamiento de la emisión de CO₂ proveniente de los gases de emisión. Como se pudo establecer en el estudio de los gases de escape provenientes del proceso de combustión del motor, presentan compuestos contaminantes en una proporción de 5% de hidrocarburos, óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono que son sometidos a un tratamiento de reducción a través de una Reducción Catalítica Selectiva (SCR) con la utilización de urea, y cuyo balance ha sido analizado para comprobar la aportación de este sistema en beneficio de los cultivos, y que no ocasionen tampoco una situación de riesgo para el personal dentro de los invernaderos; de igual manera, cuando los cultivos no requieran el suministro de CO₂, éste podrá ser liberado a la atmósfera sin que contenga elementos contaminantes.

Por otra parte, los intercambiadores de calor son un elemento fundamental en un ciclo de cogeneración, y en este trabajo se han elaborado cálculos termodinámicos para determinar su capacidad térmica y así estar en condiciones de aportar los niveles de temperatura que se requieren en el proceso. También se desarrolló el cálculo de las dimensiones de la tubería, destacando que su diseño debe ser de acuerdo a la disponibilidad de espacio de las instalaciones donde se pretende situar el proyecto, es por ello que se realizaron diferentes escenarios para decidir cuál solución es la más adecuada.

Ya que en México se está viviendo un cambio debido al decreto de la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) proveniente de la Reforma Energética, se han explicado en este trabajo de investigación los trámites requeridos por el gobierno para poder llevarlo a cabo, y que la interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cumpla con los estudios, especificaciones y normatividad de las diferentes instituciones involucradas. Partiendo desde una solicitud de Permiso de Generación otorgado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), e identificando los escenarios de un proyecto de generación previo al decreto de la nueva Ley de la Industria Eléctrica (LIE), y posterior a la misma; hasta la celebración de un Contrato de Interconexión con la Comisión Federal de Electricidad (CFE). Algunos de los estímulos y beneficios que define la LIE y la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su reglamento, es la condición de fuente renovable de energía para proyectos de Cogeneración, en donde a partir de una metodología emitida por la CRE se puede alcanzar la certificación. Así puede contar con reducción de costos por servicio de porteo, contar con un inventario de energía y participar en el MEM con Certificados de Energía Limpia (CEL), adicional al beneficio principal del proyecto, que es el autoabastecimiento de la demanda de energía eléctrica.

Un proyecto de cogeneración implica una inversión considerable, dado que la adquisición de un motogenerador o una turbina, así como todos equipos necesarios que lo conforman, en conjunto con el diseño, la ingeniería, los estudios de interconexión, de impacto ambiental, permisos y certificaciones; representan una cantidad elevada de dinero, la cual debe ser evaluada por los propietarios e inversionistas; aunque vale la pena señalar que algunos estudios indican que dicha inversión llega a recuperarse en un mediano plazo; lo que da pauta a una implementación de sistemas de cogeneración bastante redituables.

Al analizar todos los factores que involucran un ciclo de cogeneración, y luego de identificar y calcular todas las variables para la elaboración de un diseño se puede concluir que el proyecto es factible de realizar; con el estricto apego a la ley y a la normatividad vigente del gobierno, cumpliendo los propios estándares definido por la empresa o corporativo propietaria del proceso térmico en donde se implementará el proyecto.

Finalmente, se pretende que este trabajo de investigación sea un documento que sirva de guía a aquellos profesionales interesados en la aplicación práctica de un estudio termodinámico para el diseño de un ciclo de cogeneración partiendo de un proceso térmico; y que conozcan además la línea principal de gestión contractual que requiere un proyecto de este tipo para poder llevarlo a cabo en cumplimiento de la ley. Conociendo el rol de participación de cada entidad gubernamental a la que se dirige el solicitante. Y que tenga consciencia de la aportación directa o indirecta derivado de la implantación del proyecto en beneficio del medio ambiente y de la reducción en el consumo combustibles fósiles, el diseño de un proyecto de cogeneración.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS:

1. Catálogo de Producto JGS 620 GS-N.L. General Electric. 26-01-2015.
2. Centrales Térmicas. Pedro Fernández Díez.
<http://files.pfernandezdiez.es/CentralesTermicas/PDFs/01CT.pdf>
3. Certificación de Cogeneradores Eficientes. Breves Técnicas. Gaudencio Ramos Niembro. Instituto de Investigaciones Eléctricas.
4. Cogeneración. Grupo de Investigación en Energías GIEN. Universidad Autónoma de Occidente. Colombia.
5. Contratos de Interconexión en Pequeña y Mediana Escala. Comisión Reguladora de Energía. Ejercicio 2016.
6. Criterios para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Centro Nacional de Control de Energía. DOF 02-06-2015.
7. Documento de Ingeniería Básica "Central de Cogeneración Eficiente en Bionatur Invernaderos". AESA – Ingeniería, Estudios y Proyectos. Noviembre 2014.
8. Estudio sobre Cogeneración en el Sector Industrial en México. Secretaría de Energía. Gobierno Federal 2009.
9. Guía para la Medición y Análisis de Variables para la Certificación como cogenerador Eficiente. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Gerencia de Turbomaquinaria. Junio 2013.
10. Intercambiadores de Calor. O. A. Jaramillo. Centro de Investigación de Energía. UNAM 20-11-2007.
11. Inventario de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático. Semarnat 2013.
12. Ley de la Industria Eléctrica. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Nueva Ley DOF 11-08-2014.
13. Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Ley Abrogada DOF 11-08-2014.
14. Ley para el aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Última Reforma DOF 12-01-2012.
15. Medición de Variables para la Certificación de Plantas de Cogeneración como Cogenerador Eficiente. Gaudencio Ramos Niembro. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Boletín julio-septiembre 2015.
16. Plan Nacional de Desarrollo 2012-2018. Gobierno de la República. Programa Especial para el aprovechamiento de Energías Renovables.

17. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Última Reforma DOF 30-11-2012.
18. Reglamento de la Ley para el aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión. Última Reforma DOF 30-22-2012.
19. Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional. Comisión Reguladora de Energía Resolución Núm. RES/119/2012. DOF 22-05-2012.
20. Tabla de Permisos de Generación e Importación de Energía Eléctrica. Comisión Reguladora de Energía 31-oct-2016.
21. Termodinámica. Yunes A. Çengel / Michael A. Boles. Editorial McGraw Hill. Séptima Edición.
22. Tesis Doctoral. Reducción Catalítica de Óxidos de Nitrógeno en Corrientes Gaseosas.
MSc Álvaro A. Uzcátegui Pardes. Universidad Politécnica de Valencia 2010.

REFERENCIAS ELECTRÓNICAS:

1. Aficionados a la Mecánica. Gases de Escape y Sistemas Anticontaminación.
<http://www.aficionadosalamecanica.net/emision-gases-escape.htm>
2. ClimaMéxico. Clima Ixtlahuaca de Rayón.
<https://www.climamexico.mx/mexico/mexico/clima-ixtlahuaca-de-rayon/>
3. Comisión Reguladora de Energía.
<https://www.gob.mx/cre>
4. Hortalizas. Aporte de CO₂ en un Invernadero.
<http://www.hortalizas.com/horticultura-prottegida/invernadero/aporte-de-co2-en-un-invernadero/>
5. Motores de Gas. El Ciclo Otto.
<http://www.motoresdegas.com/index.php/el-ciclo-otto>
6. Servicio Meteorológico Nacional.
<http://smn.cna.gob.mx/es/>
7. The EcoNote. ¿Cuáles países son los que emiten más CO₂ a la atmósfera?
<http://thenote.cl/category/cuales-paises-son-los-que-emiten-mas-co2-a-la-atmosfera/>
8. World Resources Institute. Climate Science, Explained in 10 Graphics.
<http://www.wri.org/blog/2017/04/climate-science-explained-10-graphics>

ANEXOS:

Anexo 1.

Permiso de Cogeneración Compañía Productora de Electricidad CPQ, S.A. de C.V.

Anexo 2.

Ficha Técnica Motogenerador GE JGS 620 GS-N.L.

Anexo 3.

Diagrama Termodinámico del Ciclo de Cogeneración.

Anexo 4.

Diagrama de la Central de Cogeneración Bionatur/DPA.

Anexo 5.

Diagrama Unifilar de la Planta y su Interconexión.



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

TÍTULO DE PERMISO

**DE COGENERACIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA**

E/1484/COG/2015

OTORGADO A

**COMPAÑÍA PRODUCTORA DE
ELECTRICIDAD CPQ, S. A. DE C. V.**

EN TÉRMINOS DE LA
RESOLUCIÓN Núm. RES/331/2015
DE 7 DE MAYO DE 2015

CONTINUA EN OTRA PÁGINA



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Este Permiso autoriza a **Compañía Productora de Electricidad CPQ, S. A. de C. V.**, en lo sucesivo "la Permisionaria", a generar energía eléctrica bajo la modalidad de cogeneración, de conformidad con la Resolución Núm. RES/331/2015, emitida por esta Comisión Reguladora de Energía el 7 de mayo de 2015 con los derechos y las obligaciones que se derivan de las siguientes:

CONDICIONES

PRIMERA. Actividad autorizada. La actividad autorizada consiste en la generación de energía eléctrica, bajo la modalidad de cogeneración, conjuntamente con vapor, para satisfacer las necesidades de energía eléctrica de las instalaciones de la Permisionaria consideradas como establecimientos asociados a la cogeneración, con una capacidad a instalar en condiciones ISO de 20.32 MW, correspondientes a una capacidad en condiciones de sitio de 17.20 MW.

SEGUNDA. Disposiciones jurídicas aplicables. La actividad autorizada se sujetará a lo previsto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y las demás disposiciones que emanen de la misma, en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica y sus transitorios.

TERCERA. Aprovechamiento de la energía eléctrica generada. La energía eléctrica generada será destinada exclusivamente para la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica de las instalaciones consideradas como establecimientos asociados a la cogeneración de la Permisionaria, de acuerdo con la siguiente distribución de demandas máximas:

Núm.	Establecimientos Asociados a la Cogeneración		Demanda máxima (MW) hasta
1	Industrias Unidas, S. A. de C. V.	RPU 306 980 800 568	20.320
		RPU 575 680 900 011	3.560
2	Forgamex, S. A. de C. V.	RPU 443 840 900 508	0.468
		RPU 443 810 404 775	0.294
3	BIONATUR Invernaderos Biológicos de México, S. A. de C. V.		13.800

E/1484/COG/2015

2

SECRETARÍA DE ENERGÍA



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Núm.	Establecimientos Asociados a la Cogeneración	Demanda máxima (MW) hasta
4	IUSA Iztapalapa, S. A. de C. V., RPU 147 050 705 171	1.604
5	Inmobiliaria Reforma Lomas Altas, S. A. de C. V., RPU 975 000 300 510	0.598
6	IUSASOL, S. A. de C. V.	0.000
7	Grupo CPQ, S. A. de C. V.	0.000
8	Desarrolladora y Promotora Agropecuaria, S. A. de C. V.	0.000
9	Compañía Productora de Electricidad CPQ, S. A. de C. V.	Usos propios
Total		40.644*

*Este valor es indicativo de la suma de las demandas máximas no coincidentes de los establecimientos asociados a la cogeneración con derecho a recibir energía eléctrica.

CUARTA. Descripción de las instalaciones. La generación de energía eléctrica se llevará a cabo utilizando una central integrada por cuatro motogeneradores a gas con una capacidad en condiciones ISO de 5.08 MW cada uno, para una capacidad en condiciones de sitio de 4.30 MW cada uno. La capacidad total de la central en condiciones ISO será de 20.32 MW, para una capacidad en condiciones de sitio de 17.20 MW, con una producción estimada anual de energía eléctrica de 135.779 GWh y un consumo anual estimado de 31 970 960.0 m³ de gas natural, estará ubicada en el Kilómetro 109 de la Carretera Panamericana México-Querétaro, Pastaje, 50700, Jocotitlán, Estado de México. El proceso de cogeneración de energía eléctrica consiste en la generación de energía eléctrica a través de los cuatro motogeneradores a gas, cuyos gases de escape serán conducidos a los generadores de agua caliente por recuperación de calor para producir aceite térmico, así como agua caliente la cual pasará por un sistema de absorción de calor para producir agua helada la cual al igual que el aceite térmico serán utilizados en los procesos productivos de la empresa BIONATUR Invernaderos Biológicos de México, S. A. de C. V., en su carácter de operador del proceso que da lugar a la cogeneración.

QUINTA. Programa, inicio y terminación de obras. El programa de obras a ser desarrollado por la Permissionaria iniciará en septiembre de 2015 conforme a las siguientes etapas: La obra civil la cual contempla la preparación del sitio para el montaje del equipo electromecánico, así como del sistema de tratamiento de los

E/1484/COG/2015

3

SECRETARÍA DE ENERGÍA



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

gases y de la caldera de recuperación; continuará con la instalación del transformador correspondiente y los sistemas en media y alta tensión; y finalizará con los trabajos para la interconexión con el Sistema Eléctrico Nacional y las pruebas correspondientes. La entrada en operación comercial será en septiembre de 2016.

SEXTA. Cumplimiento del despacho y la operación. La entrega de energía eléctrica a la red del servicio público por parte de la Permisataria se sujetará a las reglas del despacho y operación del Sistema Eléctrico Nacional que establezca el Centro Nacional de Control de Energía y se hará acorde con las disposiciones jurídicas aplicables.

SÉPTIMA. Obligaciones generales. La Permisataria tendrá, además, las obligaciones que a continuación se mencionan:

- I. Satisfacer las necesidades de energía eléctrica de los establecimientos asociados a la cogeneración de la Permisataria, en los términos previstos en el contrato correspondiente.
- II. En términos de las disposiciones jurídicas aplicables, contar con la autorización en materia de impacto ambiental, de uso de suelo y la documentación que demuestre la propiedad, posesión o autorización para el aprovechamiento de la superficie que ocuparán las instalaciones.
- III. Comunicar a la Comisión Reguladora de Energía la fecha de puesta en servicio de la central de generación dentro de los 15 días hábiles siguientes a que esto suceda, de acuerdo con el Programa de obras y conforme el formato autorizado.
- IV. Una vez que inicie la operación de las instalaciones, informar trimestralmente por medio de los formatos autorizados, dentro de un plazo máximo de 10 días hábiles siguientes al vencimiento de un trimestre natural, la cantidad de energía eléctrica generada entregada a la Comisión Federal de Electricidad conforme el formato autorizado.

EF1484/COG/2016

SECRETARÍA DE ENERGÍA



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

OCTAVA. Vigencia del Permiso. El Permiso tendrá la misma duración que el Contrato de interconexión que se suscriba; y su vigencia terminará por la actualización de cualquiera de las causas mencionadas en la Condición Decimoprimerasiguiente o por las que deriven de otras disposiciones jurídicas que resulten aplicables.

NOVENA. Transferencia del Permiso. Los derechos derivados de este Permiso sólo podrán transferirse en términos de lo señalado por los artículos 93, 94, 95, 96, 97 y 98 del Reglamento.

DÉCIMA. Terminación del Permiso. El Permiso terminará por la actualización de cualquiera de los supuestos siguientes:

- I. Disolución de la Permissionaria.
- II. Por revocación, en términos del artículo 99, fracción IV, del Reglamento y cuando la Comisión Reguladora de Energía determine, como resultado de una verificación, que la Permissionaria no cuenta con los permisos y autorizaciones que conforme a las disposiciones jurídicas aplicables resultan necesarias para dar viabilidad al proyecto que ampara este permiso.
- III. Por caducidad, en términos de del artículo 99, fracción V, del Reglamento.
- IV. Por renuncia de la Permissionaria, en cuyo caso deberá comunicar su intención por escrito a la Comisión Reguladora de Energía, con una anticipación mínima de tres meses al momento en que dicha renuncia se haga efectiva.

DECIMOPRIMERA. Otorgamiento. Este permiso de generación de energía eléctrica no supone ni constituye prelación, preferencia, requisito u obligación entre el Centro Nacional de Control de Energía, la Comisión Federal de Electricidad y su titular, o entre éste y las dependencias y entidades de la

E/1484/COG/2016

5

SECRETARÍA DE ENERGÍA



COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

Administración Pública Federal y demás autoridades federales, estatales o municipales relacionadas con otras autorizaciones y/o permisos que resulten necesarios, conforme al marco jurídico aplicable.

México, Distrito Federal, a 7 de mayo de 2015.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Jiménez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

E/1484/COG/2015

6

SECRETARÍA EJECUTIVA



Technical Description

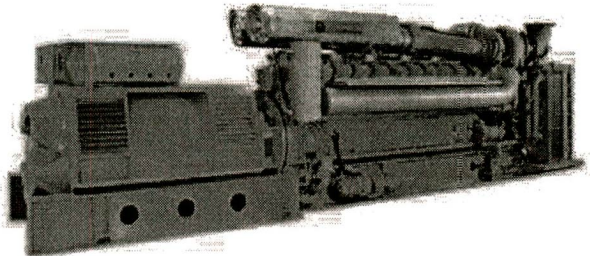
Genset

JGS 620 GS-N.L

no special Grid Code

AB Energy 620 F07 2560m 25°C 90mbar

With special turbo charger (A-Type ABB) and hot country Intercooler



Electrical output

3034 kW el.

Emission values

NOx < 500 mg/Nm³ (5% O₂)



0.01 Technical Data (at genset)	3
Main dimensions and weights (at genset)(with gearbox)	4
Connections	4
Output / fuel consumption	4
0.02 Technical data of engine	5
Thermal energy balance	5
Exhaust gas data	5
Combustion air data	5
Sound pressure level	6
Sound power level	6
0.02.01 Technical data of gearbox	6
0.03 Technical data of generator	7
Reactance and time constants (saturated)	7
connection variant 1K	8
0.05 Cooling water circuit	9
Oil - heat (Engine jacket water cooling circuit)	9
Engine jacket water - heat (Engine jacket water cooling circuit)	9
Mixture Intercooler (1st stage) (Engine jacket water cooling circuit)	9
Mixture Intercooler (2nd stage) (Low temperature circuit)	9
0.10 Technical parameters	10



0.01 Technical Data (at genset)

Data at:			Full load		
			100%	75%	50%
Fuel gas LHV		MWh/m ³	9.5		
			100%	75%	50%
Energy input		kW	7.051	5.448	3.845
Gas volume		m ³ /h	742	566	399
Mechanical output		kW	3.119	2.339	1.559
Electrical output		kW _e	3.094	2.256	1.479
Heat to be dissipated		kW			
~ Intercooler 1st stage (Engine jacket water cooling circuit)		kW	729		
~ Intercooler 2nd stage (Low temperature circuit)		kW	186		
~ Lube oil (with gearbox) (Engine jacket water cooling circuit)		kW	305		
~ Jacket water		kW	585		
~ Surface heat	ca.	kW	263		
~ Exhaust gas cooled to 120 °C		kW	1.474		
~ Exhaust gas cooled from 120 to 50 °C		kW	351		
Spec. fuel consumption of engine electric		mWh/kWh	2.32	2.41	2.80
Spec. fuel consumption of engine		mWh/kWh	2.26	2.33	2.47
Lube oil consumption	ca.	kg/h	0.04	~	~
Electrical efficiency		%	43.0%	41.5%	38.4%

*) approximate value for pipework dimensioning
 [] Explanations: see 0.10 - Technical parameters

All heat data is based on standard conditions according to attachment 0.10. Deviations from the standard conditions can result in a change of values within the heat balance, and must be taken into consideration in the layout of the cooling circuit/equipment (intercooler, emergency cooling, ...). In the specifications in addition to the general tolerance of ±5% on the thermal output a further reserve of +5% is recommended for the dimensioning of the cooling requirements.



Main dimensions and weights (at genset)(with gearbox)

Length	mm	~ 12.000
Width	mm	~ 2.200
Height	mm	~ 2.800
Weight empty	kg	~ 43.200
Weight filled	kg	~ 44.300

Connections

Jacket water inlet and outlet	DNPN	100/10
Exhaust gas outlet	DNPN	600/10
Fuel Gas (at genset)	DNPN	100/10
Water drain - ISO 228	G	3/8"
Condensate drain	mm	18
Safety valve - jacket water ISO 228	DNPN	2x1 1/2/2,5
Lube oil replenishing (pipe)	mm	28
Lube oil drain (pipe)	mm	28
Jacket water - filling (flex pipe)	mm	13
Intercooler water-Inlet/Outlet 1st stage	DNPN	100/10
Intercooler water-Inlet/Outlet 2nd stage	DNPN	65/10

Output / fuel consumption

ISO standard fuel stop power (CFN)	kW	3.119
Mean effe. press. at stand. power and nom. speed	bar	20,00
Fuel gas type		Natural gas
Based on methane number Min. methane number	MZ d)	94 80
Compression ratio	Epsilon	11
Min. fuel gas pressure for the pre chamber	bar	3,45
Min./Max. fuel gas pressure at inlet to gas train	bar	3,5 - 8 c)
Allowed fluctuation of fuel gas pressure	%	± 10
Max. rate of gas pressure fluctuation	mba/sec	10
Maximum Intercooler 2nd stage inlet water temperature	°C	40
Spec. fuel consumption of engine	kWh/kWh	2,26
Specific lube oil consumption	g/kWh	0,30
Max. Oil temperature	°C	80
Jacket-water temperature max.	°C	95
Filling capacity lube oil (refill)	lit	~ 785

c) Lower gas pressures upon inquiry
d) based on methane number calculation software AVL 3.1 (calculated without N2 and CO2)



0.02 Technical data of engine

Manufacturer		GE Jenbacher
Engine type		J 620 GS-F07
Working principle		4-Stroke
Configuration		V 60°
No. of cylinders		20
Bore	mm	190
Stroke	mm	220
Piston displacement	lit	124,75
Nominal speed	rpm	1.500
Mean piston speed	m/s	11,00
Length	mm	5.542
Width	mm	1.900
Height	mm	2.540
Weight dry	kg	15.000
Weight filled	kg	16.000
Moment of inertia	kgm²	69,21
Direction of rotation (from flywheel view)		left
Radio interference level to VDE 0875		N
Starter motor output	kW	20
Starter motor voltage	V	24
Thermal energy balance		
Energy input	kW	7.051
Intercooler	kW	915
Lube oil (with gearbox)	kW	305
Jacket water	kW	585
Exhaust gas cooled to 180 °C	kW	1.175
Exhaust gas cooled to 100 °C	kW	1.580
Surface heat	kW	171
Exhaust gas data		
Exhaust gas temperature at full load	°C [5]	404
Exhaust gas temperature at bmeep= 15 fbar	°C	~ 453
Exhaust gas temperature at bmeep= 10 fbar	°C	~ 503
Exhaust gas mass flow rate, wet	kg/h	18.931
Exhaust gas mass flow rate, dry	kg/h	15.816
Exhaust gas volume, wet	Nm³/h	13.410
Exhaust gas volume, dry	Nm³/h	12.025
Max. admissible exhaust back pressure after engine	mbar	80
Combustion air data		
Combustion air mass flow rate	kg/h	16.435
Combustion air volume	Nm³/h	12.718
Max. admissible pressure drop at air-intake filter	mbar	10



Sound pressure level

Aggregate b)	dB(A) re 20µPa	
31.5 Hz	95	88
63 Hz	95	85
125 Hz	95	101
250 Hz	95	99
500 Hz	95	94
1000 Hz	95	93
2000 Hz	95	92
4000 Hz	95	94
8000 Hz	95	95
Exhaust gas a)	dB(A) re 50µPa	
31.5 Hz	95	112
63 Hz	95	121
125 Hz	95	131
250 Hz	95	119
500 Hz	95	117
1000 Hz	95	118
2000 Hz	95	117
4000 Hz	95	112
8000 Hz	95	98

Sound power level

Aggregate	dB(A) re 1pW	
Aggregate	122	
Measurement surface	m ²	144
Exhaust gas	dB(A) re 1pW	131
Measurement surface	m ²	6,28

a) average sound pressure level on measurement surface in a distance of 1m according to DIN 45635, precision class 2.
 b) average sound pressure level on measurement surface in a distance of 1m (converted to free field) according to DIN 45635, precision class 3.
 The spectra are valid for aggregates up to $b_{mep}=20$ bar, (for higher b_{mep} add safety margin of 1dB to all values per increase of 1 bar pressure).
 For operation with 1200 rpm see above values, for operation with 1800 rpm add 3 dB to the above values.
 Engine tolerance ± 3 dB

0.02.01 Technical data of gearbox

Manufacturer		EISENBEISS
Type		-
Gearbox ratio		1:1,2
Efficiency	%	99,51
Mass	kg	1,700



0.03 Technical data of generator

Manufacturer		TDPS e)
Type		TD125-F1R7.e)
Type rating	kVA	4.530
Driving power	kW	3.104
Ratings at p.f. = 1.0	kW	3.034
Ratings at p.f. = 0.8	kW	3.012
Rated output at p.f. = 0.8	kVA	3.765
Rated reactive power at p.f. = 0.8	kvar	2.250
Rated current at p.f. = 0.8	A	158
Frequency	Hz	60
Voltage	VV	13.8
Speed	rpm	1.800
Permissible overspeed	rpm	2.250
Power factor (lagging - leading)		0.8 - 1.0
Efficiency at p.f. = 1.0	%	97.8%
Efficiency at p.f. = 0.8	%	97.1%
Moment of inertia	kgm ²	337.70
Mass	kg	17.000
Radio interference level to EN 55011 Class A (EN 61000-6-4)		N
Construction		B3B14
Protection Class		IP 23
Insulation class		F
Temperature (rise at driving power)		B
Maximum ambient temperature	°C	40

Reactance and time constants (saturated)

x_d direct axis synchronous reactance	p.u.	1.34
x_d' direct axis transient reactance	p.u.	0.24
x_d'' direct axis sub transient reactance	p.u.	0.18
x_2 negative sequence reactance	p.u.	0.23
T_d' sub transient reactance time constant	ms	39
T_a Time constant direct-current	ms	139
T_{d0}' open circuit field time constant	s	2.20

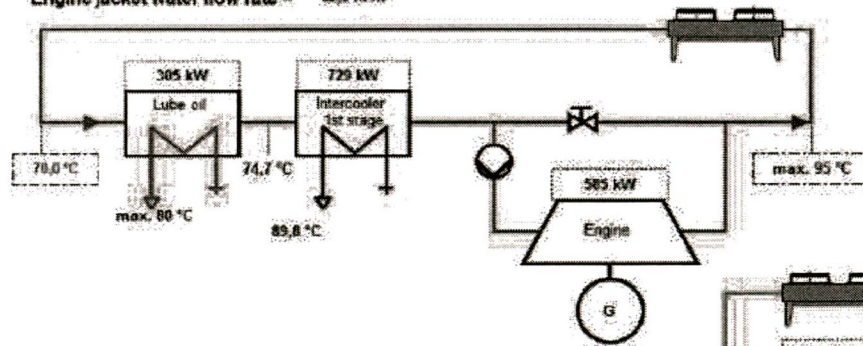
e) GE Jenbacher reserves the right to change the generator supplier and the generator type. The contractual data of the generator may thereby change slightly. The contractual produced electrical power will not change.

connection variant 1K

AB Energy 620 F07 2560m 25°C 90mbar J 620 GS-F07

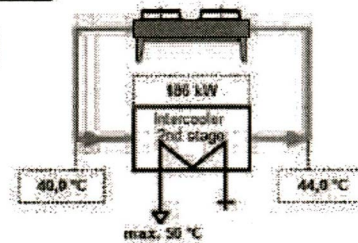
Engine jacket water cooling circuit (calculated with Glykol 37%)

Heat to be dissipated = 1.619 kW
(85% tolerance - 15% reserve for cooling requirements)
Engine jacket water flow rate = 62,3 m³/h



Low temperature circuit (calculated with Glykol 37%)

Heat to be dissipated = 186 kW
(85% tolerance - 15% reserve for cooling requirements)
Cooling water flow rate = 43,9 m³/h





0,05 Cooling water circuit

Oil - heat (Engine jacket water cooling circuit)

Nominal output	kW	305
Max. Oil temperature	°C	80
Loss of nominal pressure of engine jacket water	bar	0,40
Safety valve - max press. set point	bar	3,50

Engine jacket water - heat (Engine jacket water cooling circuit)

Nominal output	kW	585
Max. engine jacket water temperature (outlet engine)	°C	65
Engine jacket water flow rate	m ³ /h	62,3
Safety valve - max press. set point	bar	3,50

Mixture Intercooler (1st stage) (Engine jacket water cooling circuit)

Nominal output	kW	729
Max. inlet cooling water temp. (intercooler)	°C	74,7
Nominal pressure of cooling water / (max. operating pressure)	PN	10
Loss of nominal pressure of engine jacket water	bar	0,50
Safety valve - max press. set point	bar	3,50

Mixture Intercooler (2nd stage) (Low temperature circuit)

Nominal output	kW	186
Max. inlet cooling water temp. (intercooler)	°C	40
Aftercooler water flow rate	m ³ /h	45,0
Nominal pressure of cooling water / (max. operating pressure)	PN	10
Intercooler water pressure drop	bar	0,60
Safety valve - max press. set point	bar	3,50

The final pressure drop will be given after final order clarification and must be taken from the PAIO order documentation.



0.10 Technical parameters

All data in the technical specification are based on engine full load (unless stated otherwise) at specified temperatures and the methane number and subject to technical development and modifications.

All pressure indications are to be measured and read with pressure gauges (psi.g.).

- (1) At nominal speed and standard reference conditions ICFN according to DIN-ISO 3046 and DIN 6271, respectively
- (2) According to DIN-ISO 3046 and DIN 6271, respectively, with a tolerance of $\pm 5\%$.
Efficiency performance is based on a new unit (immediately upon commissioning). Effects of degradation during normal operation can be mitigated through regular service and maintenance work.
- (3) Average value between oil change intervals according to maintenance schedule, without oil change amount.
- (4) At p. f. = 1.0 according to VDE 0530 REM / IEC 34.1 with relative tolerances
- (5) Total output with a tolerance of $\pm 8\%$
- (6) According to above parameters (1) through (5)
- (7) Only valid for engine and generator; module and peripheral equipment not considered (at p. f. = 0,8)
- (8) Exhaust temperature with a tolerance of $\pm 8\%$

Radio interference level

The ignition system of the gas engines complies the radio interference levels of CISPR 12 and EN 55011: class B, (30-75 MHz, 75-400 MHz, 400-1000 MHz) and (30-230 MHz, 230-1000 MHz), respectively.

Definition of output

• ISO-ICFN continuous rated power:

Net brake power that the engine manufacturer declares an engine is capable of delivering continuously, at stated speed, between the normal maintenance intervals and overhauls as required by the manufacturer. Power determined under the operating conditions of the manufacturer's test bench and adjusted to the standard reference conditions.

• Standard reference conditions:

Barometric pressure:	1000 mbar (14,5 psi) or 100 m (328 ft) above sea level
Air temperature:	25°C (77°F) or 298 K
Relative humidity:	30 %

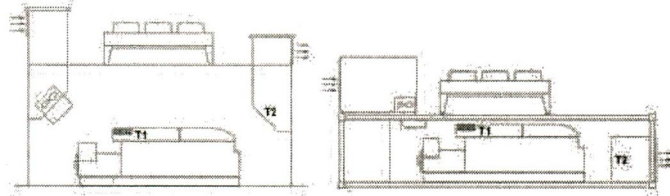
• Volume values at standard conditions (fuel gas, combustion air, exhaust gas)

Pressure:	1013 mbar (14,7 psi)
Temperature:	0°C (32°F) or 273 K

Output adjustment for turbo charged engines

Standard rating of the engines is for an installation at an altitude ≤ 2560 m and combustion air temperature $\leq 25^\circ\text{C}$ (T1), and 90mbar

Engine room outlet temperature: 50°C (T2) -> engine stop



If the actual methane number is lower than the specified, the knock control responds: First the ignition timing is changed at full rated power. Secondly the rated power is reduced. These functions are carried out by the engine management system.
Exceedance of the voltage and frequency limits for generators according to IEC 60034-1 Zone A will lead to a derate in output.

Parameters for the operation of GE Jenbacher gas engines

The genset fulfills the limits for mechanical vibrations according to ISO 8628-9.

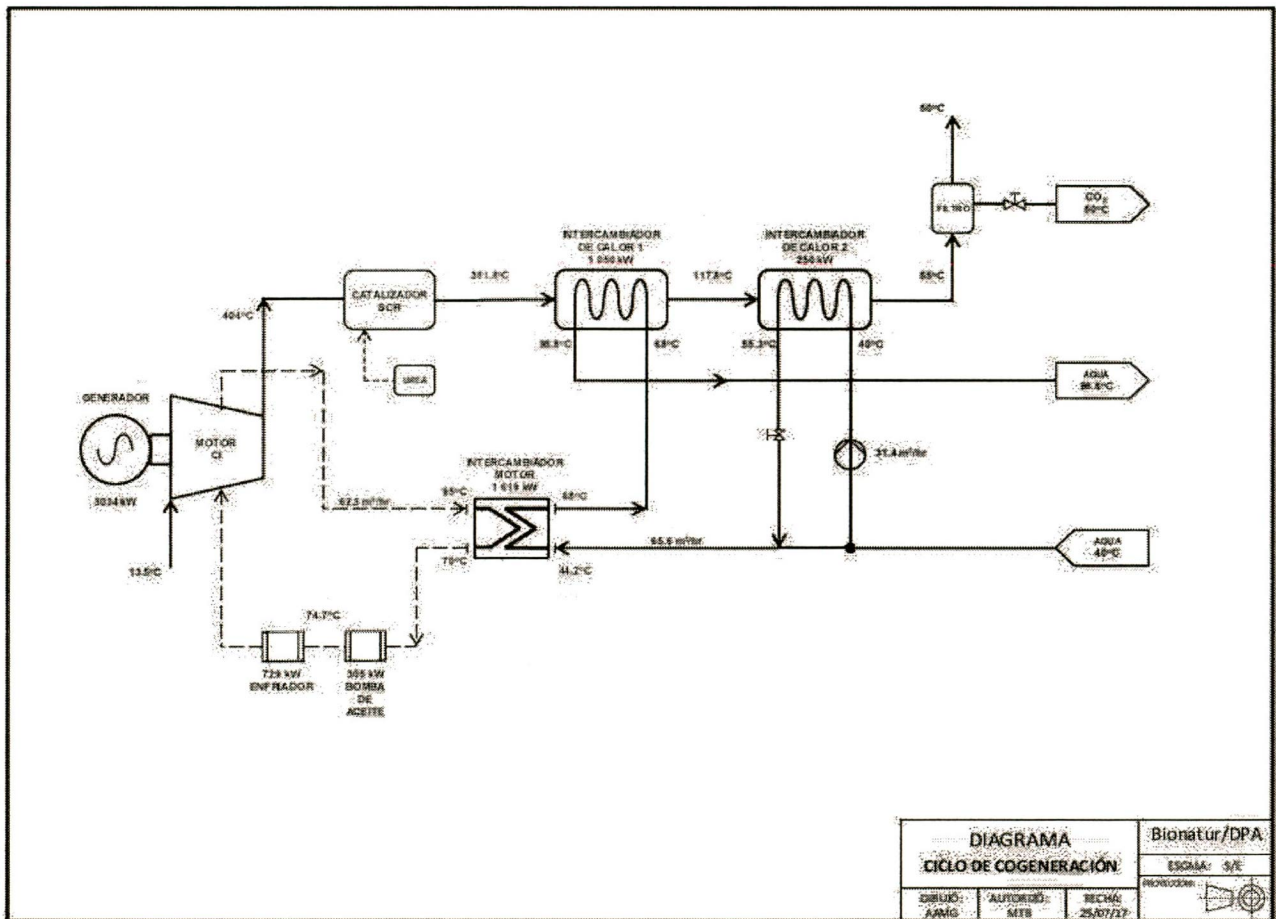
If possible, railway trucks must not be used for transport (TI 1000-0046).

The following "Technical Instruction of GE JENBACHER" forms an integral part of a contract and must be strictly observed: TI 1100-0110, TI 1100-0111, and TI 1100-0112.

Parameters for the operation of control unit and the electrical equipment

Relative humidity 50% by maximum temperature of 40°C.

Altitude up to 2000m above the sea level.



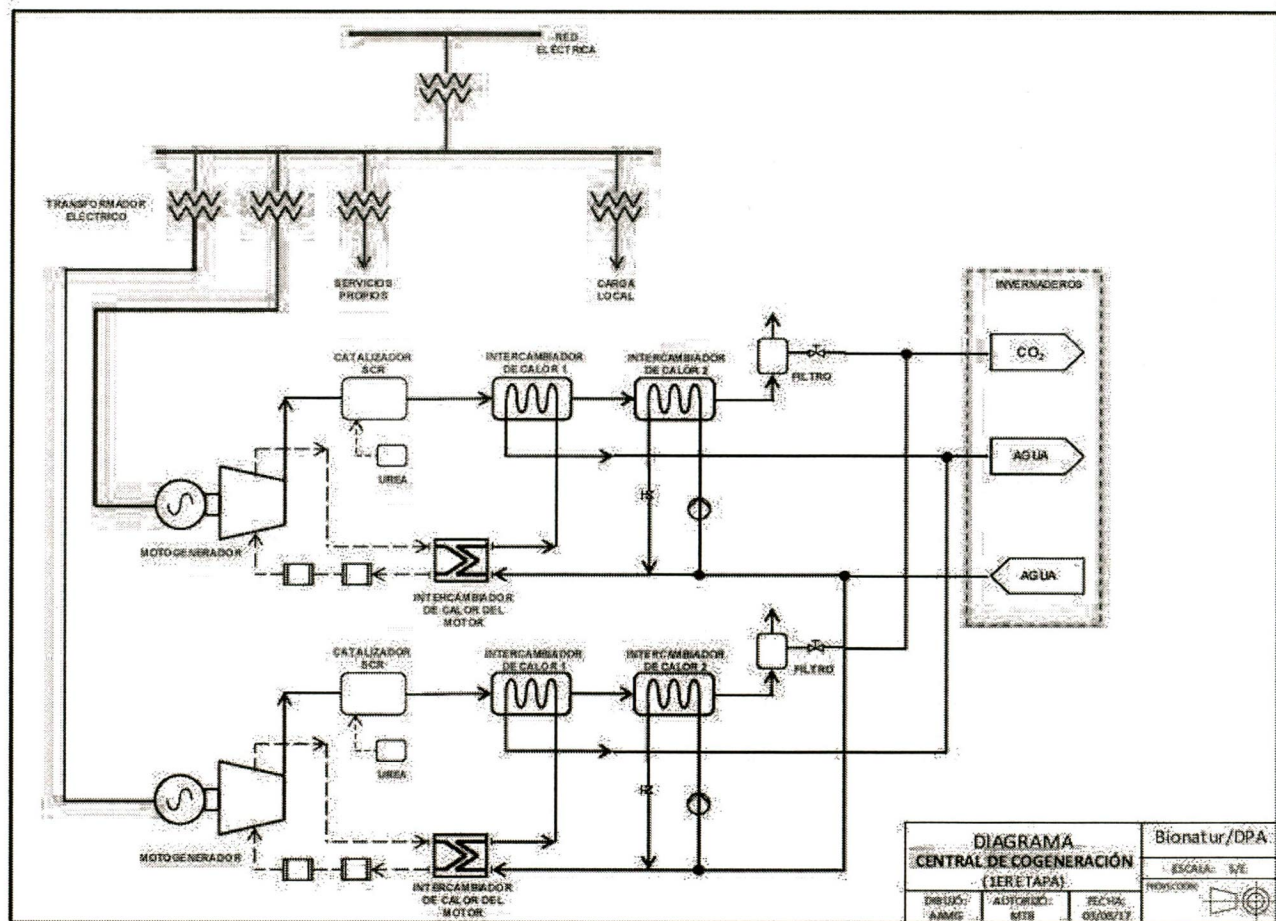
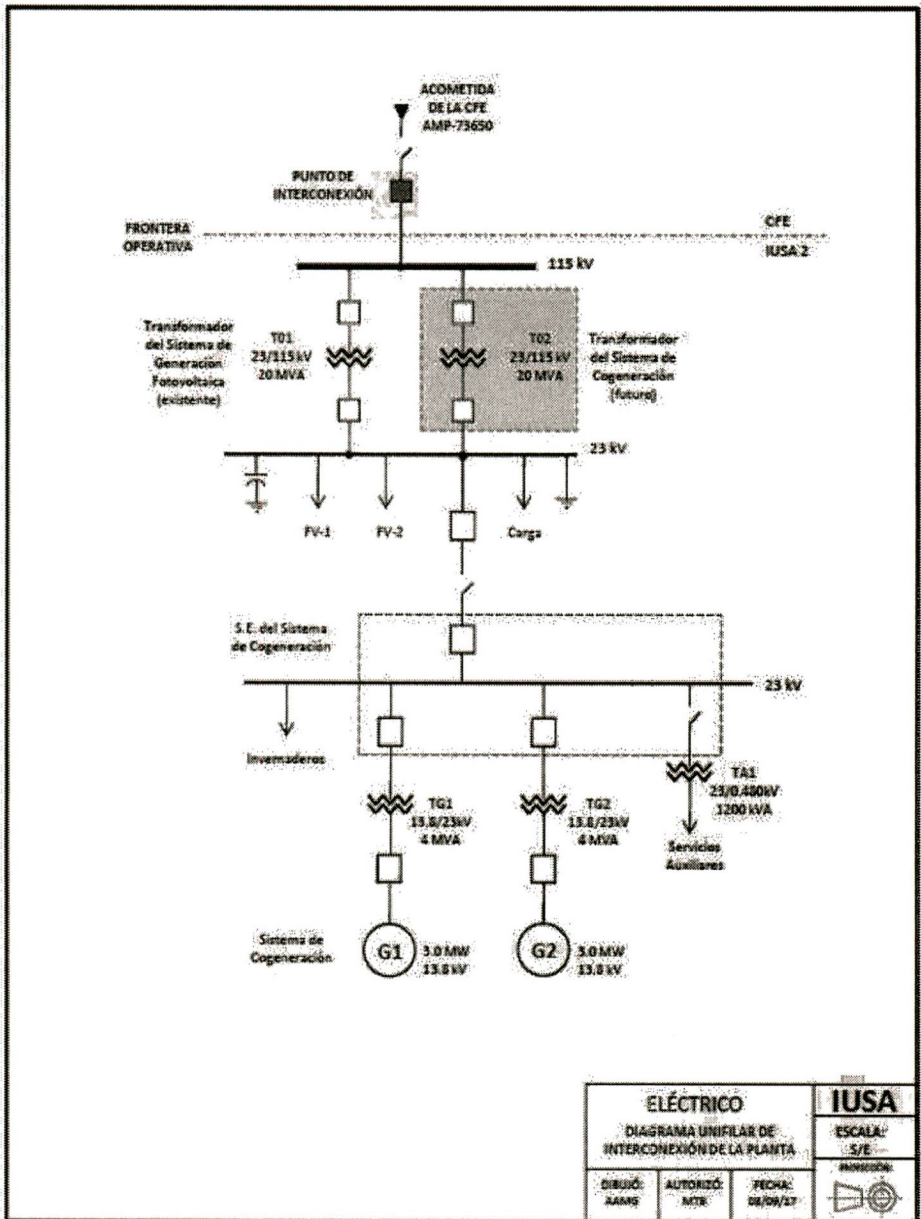


DIAGRAMA		Bionatur/DPA	
CENTRAL DE COGENERACIÓN		ESCALA: 1/E	
(JERE TAPA)		PROYECTOR	
DIBUJO: ANME	ADJUDICADO: MTB	FECHA: 01/08/17	

Anexo 4

Anexo 5



Coordinación de Certificación y Registro

UACM

Universidad Autónoma
de la Ciudad de México

Nada Humano me es ajeno