



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Programa Único de Especializaciones en Ingeniería

**Proceso, Aplicación y
Selección de Chiller para
Sistemas de Cogeneración**

TESINA

Que para obtener el título de

Especialista en Ahorro y Uso Eficiente de la Energía

P R E S E N T A

José Miguel López Franco

DIRECTOR DE TESINA

José Enrique Morales Sahagún



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Índice

Lista de abreviaturas	1
Introducción	3
Planteamiento de problema.....	5
Justificación	5
Objetivos.....	5
CAPÍTULO I Marco contextual de los sistemas de cogeneración en México	6
1.1. Marco Institucional.....	7
1.2. Antecedentes de proyectos de cogeneración en México	8
1.3. Marco regulatorio y normativo previo a la reforma energética.....	9
1.3.1. Disposiciones relacionadas con cogeneración antes de la reforma energética	9
1.3.2. Cogeneración y cogeneración eficiente	11
1.3.2.1. Cogeneración	11
1.3.2.2. Cogeneración eficiente.....	12
1.3.2.3. Disposiciones regulatorias de cogeneración eficiente	12
1.3.2.4. Criterios de eficiencia	12
1.3.2.5. Beneficios de la cogeneración eficiente bajo la LSPEE	13
1.4. Marco regulatorio a la entrada de la Reforma energética.....	14
1.4.1. Definición de cogeneración con la entrada de la reforma energética 16	
1.4.2. Mercado Eléctrico Mayorista, (MEM)	16
1.4.2.1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	16
1.4.2.2. Participantes del MEM.....	16
1.4.3. Energías Limpias	17
1.4.3.1. Certificados de Energía Limpia, (CEL).	18
1.4.3.2. Disposiciones sobre CEL	18
1.4.4. Abasto aislado	19
1.4.4.1. Disposiciones sobre abasto aislado	20
Capítulo II Sistemas de cogeneración con chiller de absorción.....	21
2.1. Antecedentes de los sistemas de cogeneración con Chiller de absorción 22	

2.2.	Tecnologías de cogeneración	23
2.2.1.	Motor de Combustión Interna, (MCI).....	23
2.2.2.	Turbina de Gas, (TG).....	24
2.2.3.	Turbina de Vapor, (TV)	25
2.2.4.	Recuperador de calor, (HRSG).....	26
2.2.5.	Caldera de vapor	27
2.2.6.	Intercambiador de calor	28
2.3.	Descripción del equipo de refrigeración	29
2.3.1.	Clasificación de los chiller de absorción	29
2.3.2.	Funcionamientos de la máquina de refrigeración por absorción.....	30
2.3.3.	Principales elementos de una máquina de refrigeración por absorción	32
2.3.4.	Coeficiente de rendimiento (COP)	33
2.3.5.	Esquema térmico del sistema de refrigeración por absorción.....	34
2.3.6.	Ventajas y desventajas del chiller de absorción.....	35
2.4.	Aplicaciones de los chillers de absorción	35
2.5.	Fallos en equipos de absorción.....	36
2.6.	Mantenimiento	36
2.7.	Capacidades	36
2.8.	Esquemas de cogeneración con chiller de absorción.....	37
2.8.1.	Cogeneración con recuperador de agua caliente	37
2.7.2.	Cogeneración con recuperador de agua caliente y gases de combustión.....	38
2.7.3.	Cogeneración con recuperación de gases de combustión	39
2.7.4.	Cogeneración con recuperación de calor para generación de vapor	39
Capítulo III Implementación de un chiller de absorción en un sistema de cogeneración		
		40
3.1.	Descripción del proyecto	41
3.2.	Procedimiento.....	41
3.2.1.	Selección del MCI	44
3.2.1.1.	Memoria de cálculo Selección del Motor de Combustión Interna	45
3.2.2.	Selección del chiller de absorción.....	46

3.2.2.1.	Memoria de cálculo selección del chiller de absorción.....	46
3.2.2.1.1.	Cálculo de capacidad de enfriamiento con relación a los gases de escape del MCI.....	47
3.2.2.1.2.	Cálculo de capacidad de enfriamiento con relación al agua de las camisas del MCI	48
3.2.2.1.3.	Cálculo del flujo del agua helada y flujo de agua de enfriamiento.....	49
3.3.	Porcentaje de Energía Libre de Combustible, (%ELC).....	52
Capítulo IV	Evaluación técnica económica.....	55
4.1.	Evaluación técnica.....	56
4.2.	Definiciones para la evaluación económica.....	56
4.2.1.	Valor del dinero en el tiempo	57
4.2.2.	Financiamiento.....	57
4.2.3.	Interés.....	57
4.2.4.	Tasa de interés	57
4.2.5.	Valor Presente Neto, (VPN)	58
4.2.6.	Paridad	58
4.2.7.	Costo del proyecto	58
4.2.8.	Facturación eléctrica.....	58
4.2.9.	Costos de operación y mantenimiento.....	59
4.2.10.	Consumibles	59
4.2.11.	Costo de combustible	60
4.2.12.	Costos por CEL.....	60
4.2.13.	Otros costos asociados al proyecto	61
4.2.14.	Inversión	62
4.3.	Evaluación económica del proyecto de cogeneración.....	62
4.2.1.	Flujos de efectivos	64
4.2.2.	Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno	66
Conclusiones	68
Referencias	70
Anexos.....	73
Anexo I.	Catálogo de Motores de Combustión Interna de Guascor.....	74

Anexo II. Catálogo de chiller de absorción maraca BROAD X Absorption Chiller	76
Anexo III. RES/1838/2016	80
Anexo IV. Grafica Energía Libre de Combustible	85
Anexo V. Cálculo de tarifa eléctrica CFE.....	87
Anexo VI. Graficas de los Índices de rentabilidad, Valor Presente Neto, (VPN) y Tasa Interna de Retorno, (TIR).....	89

Lista de abreviaturas

AEP: Ahorro de energía primaria.

APEP: Ahorro porcentual de energía primaria.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.

CEL: Certificado de Energía Limpia.

CFE: Comisión Federal de Electricidad.

Condiciones ISO: Condiciones nominales de diseño que son de 15 °C, 60% de humedad relativa y presión al nivel del mar.

COP: Coeficiente de desempeño.

CRE: Comisión Reguladora de Energía.

DOF: Diario Oficial de la Federación.

ELC: Energía Libre de Combustible.

%ELC: Porcentaje de Energía Libre de Combustible.

E: Energía eléctrica neta.

EE: Eficiencia atribuible a la generación eléctrica.

Econv: Energía eléctrica generada por convencional.

Elc: Energía eléctrica libre de combustible.

EP: Energía primaria.

F: Combustible.

Fe: Combustible en generación eléctrica.

Fh: Combustible en producción de calor.

fp: Factor de pérdidas.

H: Calor útil o energía térmica.

HRSG's: Calderas de recuperación (Heat recovery steam generation).

LAERFTE: Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética.

LIE: Ley de la Industria Eléctrica.

LSPEE: Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Máquina de absorción: Chiller de absorción

MRA: Máquina de Refrigeración por Absorción.

MCI: Motor de Combustión Interna.

MEM: Mercado Eléctrico Mayorista.

P: Presión.

PCI: Poder Calorífico Inferior.

Permisionario: Persona física o moral que es titular de un permiso de generación eléctrica otorgado por la Comisión Reguladora de Energía.

RefE': Rendimiento de referencia eléctrico.

Resolución RES/003/2011: Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente.

Resolución RES/291/2012: Disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente.

RGD: Redes Generales de Distribución.

RNT: Red Nacional de Transmisión.

SEMARNAT: Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

SEN: Sistema Eléctrico Nacional.

SENER: Secretaria de Energía.

T: Temperatura.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

TG: Turbinas de Gas.

TV: Turbina de Vapor

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VAN: Valor Presente Neto.

η : Eficiencia de un sistema.

Introducción

El sector energético en México ha ido evolucionando hacia la eficiencia energética o uso eficiente de la energía y tiene como fin el desarrollo sostenible del país.

El sector industrial proporciona bienes y servicios los cuales requieren de fuertes demandas de energía eléctrica y energía térmica para llevar a cabo sus actividades productivas.

Con el propósito de suministrar energía eléctrica y térmica a los procesos productivos en el sector industrial, se han implementado centrales de cogeneración por su alta eficiencia y rentabilidad, en comparación con las centrales convencionales.

Las centrales de cogeneración realizan procesos que generan de manera simultánea energía eléctrica y térmica a partir de una fuente primaria de energía.

Estas centrales pueden tener diferentes configuraciones de acuerdo a la tecnología de generación eléctrica y el aprovechamiento de calor.

Una de estas configuraciones, poca explorada en la industria pero con mucho potencial en la eficiencia energética, es el aprovechamiento de energía térmica para la producción de agua helada destinada a la refrigeración y climatización, haciendo uso del chiller de absorción.

Las aplicaciones con este aprovechamiento de energía térmica en chillers de absorción son necesarias para abatir los costos energéticos y buscar la rentabilidad de proyectos de cogeneración y ser competitivos en los procesos industriales que permiten dicha aplicación.

Es importante diseñar y evaluar ampliamente las aplicaciones de los sistemas de cogeneración para su implementación, considerando las necesidades de los tipos de procesos en la industria.

Actualmente en México, todavía bajo la Ley de la Industria Eléctrica, se promueve el uso de tecnologías que son amigables con el medio ambiente a base de beneficios regulatorios. Entre estas tecnologías se encuentra los sistemas de cogeneración por el aprovechamiento eficiente de la energía primaria, y generada la mayoría de veces para usos propios de la carga eléctrica y térmica de la industria.

El presente trabajo muestra la selección de un Motor de Combustión Interna, (MCI), y un chiller de absorción en un proyecto de cogeneración, considerando las aplicaciones industriales, parámetros técnicos y económicos involucrados.

También se expone el análisis energético y evaluación económica para conocer la rentabilidad del proyecto.

El capítulo 1 expone el marco regulatorio eléctrico para poner en contexto a los proyectos de cogeneración en la industria.

El capítulo 2 expone las tecnologías utilizadas en los sistemas de cogeneración para la generación de energía eléctrica y la producción de energía térmica, e introduce al chiller de absorción como tecnología de refrigeración, sus aplicaciones, funcionamiento y clasificación.

El capítulo 3 muestra la selección de un MCI, y la selección de un chiller de absorción para un proyecto de cogeneración con base en parámetros técnicos y requerimientos energéticos.

El capítulo 4 presenta la evaluación económica del proyecto de cogeneración mostrando indicadores de rentabilidad.

Planteamiento de problema

El problema en el desarrollo de proyectos de cogeneración, que tienen como finalidad la producción de frío, es el desconocimiento de la propia industria sobre sus necesidades energéticas y de las tecnologías que pueden satisfacer dichas necesidades. Asimismo, se desconoce por parte de los usuarios los beneficios económicos, regulatorio y ambientales de este tipo de proyectos.

Justificación

Este trabajo de tesina presentará un panorama en las aplicaciones y procesos de cogeneración, involucrando como tecnología el chiller de absorción para la refrigeración.

La importancia de la tesina es mostrar un caso práctico para la selección de un chiller de absorción y un Motor de Combustión Interna, (MCI), en un sistema de cogeneración que servirá para proyectos de eficiencia energética y rentabilidad en la industria.

Objetivos

Mostrar los antecedentes de los sistemas de cogeneración en el sector eléctrico.

Investigar los procesos que involucren a los chiller de absorción en sistemas de cogeneración y sus aplicaciones.

Proponer una configuración de un sistema de cogeneración para la producción de energía eléctrica y agua helada destinada a la refrigeración.

Seleccionar de un Motor de Combustión Interna, (MCI), para un sistema de cogeneración.

Seleccionar un chiller de absorción para un sistema de cogeneración.

Calcular el porcentaje de Energía Libre de Combustible del sistema de cogeneración.

Evaluar la factibilidad del sistema de cogeneración a partir de un análisis energético, propuesta, evaluación técnica y evaluación económica.

CAPÍTULO I

Marco contextual de los sistemas de cogeneración en México

Es importante dar a conocer el contexto energético, en el sector eléctrico en México, para vislumbrar ampliamente las oportunidades de los proyectos de cogeneración, por esta razón en este capítulo se muestran los antecedentes del sector energético y la perspectiva del sector eléctrico en el desarrollo de proyectos de cogeneración.

1.1. Marco Institucional

Las instituciones que son las protagonistas en llevar a cabo las actividades de regulación en el sector eléctrico, y quienes tienen como objeto conducir la política energética del país para un desarrollo eficiente y sustentable, se describen a continuación:

Secretaría de Energía, (SENER).

La SENER es un órgano del estado que encabeza el marco institucional en el sector energético cuyo objetivo es conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional.

Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, (SEMARNAT).

SEMARNAT es la encargada de incorporar criterios para la protección, restauración y conservación del medio ambiente y recursos naturales de la Nación.

Además, lleva bajo la Ley General de Equilibrio y Protección Ambiente, (LGEEPA), y su reglamento la regulación y normatividad para las centrales eléctricas.

Comisión Reguladora de Energía, (CRE).

La CRE es el órgano regulador y coordinador en materia energética, promotor del desarrollo eficiente del sector y del suministro confiable de hidrocarburos y electricidad.

Es la encargada de emitir los títulos de permisos en el sector hidrocarburos y de generación de electricidad.

Centro Nacional de Control de Energía, (CENACE).

El CENACE es un organismo público descentralizado cuyo objeto es ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, (SEN); la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT), y a las Redes Generales de Distribución (RGD).

Comisión Federal de Electricidad, (CFE).

La CFE es una empresa del gobierno mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica. Presta el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad.

A partir de la reforma energética, la CFE se reestructuró en siete empresas especializadas en las actividades de generación, transmisión, distribución, suministro básico, generación de intermediación, suministro calificado y proveeduría de insumos primarios para ser más competitiva bajo el nuevo esquema energético.

1.2. Antecedentes de proyectos de cogeneración en México

Uno de los retos nacionales en cuanto a eficiencia energética es contribuir a la mitigación del cambio climático, en consecuencia, se ha optado por promover sistemas de cogeneración en la industria para generar energía eléctrica y térmica de manera eficiente, esto contribuye en el ahorro energético de combustibles primarios y por ende la disminución de emisiones contaminantes a la atmosfera como beneficio ambiental a nivel nacional.

La cogeneración es la producción de energía eléctrica y térmica de manera simultánea a partir de una fuente primaria de energía y ha jugado un papel importante en el desarrollo energético del país, inicialmente con la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, (LSPEE) en el año 1992, en donde se le otorga más participación al sector privado para generar su propia energía.

Una de las bondades de la cogeneración y por lo cual la industria empezó a optar por instalar este tipo de centrales fue la factibilidad de generar energía eléctrica y consumirla en sus propias instalaciones con opción de vender los excedentes o comprar faltantes eléctricos, este tipo de esquema de generación de energía eléctrica podría ser bajo la modalidad de cogeneración o como autoabastecimiento.

Otro esquema de generación eléctrica era el abasto remoto en la que se hacía uso de la Red General de Transmisión o las Redes Generales de Distribución para enviar energía eléctrica de un punto a otro, con un cobro por porteo o transmisión.

Así mismo, como resultado de la reforma a la LSPEE, la Comisión Reguladora de Energía, (CRE), fue creada.

La CRE fue la encargada en emitir los primeros permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente, exportación y usos propios continuos.

El interés de la nación para implementar medidas de ahorro y uso eficiente de energía llevó a la Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, (CONAE), creada en el año de 1989, actualmente llamada Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía, (CONUE), a realizar el estudio del Potencial Nacional de Cogeneración 1995, con la finalidad de promover los sistemas de cogeneración.

El compromiso de la nación de acuerdo al Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012, era desarrollar y mejorar el suministro eléctrico a precios competitivos, promoviendo el uso racional y eficiente de la energía y, la diversificación de fuentes primaria, esto conllevó a impulsar las energías renovables entre estas la cogeneración por medio de incentivos regulatorios como los es el banco de energía, cargo por servicio de transmisión tipo estampilla postal y reconocimiento de potencia.

El 20 de diciembre de 2013 fue promulgada la Reforma Energética por el Ejecutivo de la Republica con la finalidad de aprovechar los recursos energéticos de manera racional y sustentable, esto conllevó a la publicación de la Ley de Industria Eléctrica, (LIE).

La LSPEE fue derogada a partir de la entrada de la LIE, publicada en el DOF el 11 de agosto del 2014, dando inicio una nueva etapa en el desarrollo energético del país, en donde la cogeneración tiene mayores opciones para desarrollarse.

1.3. Marco regulatorio y normativo previo a la reforma energética

Para entender el contexto de la regulación en México es importante mencionar las disposiciones siguientes que daban forma a la estructura del marco legal en el sector eléctrico, antes de la reforma energética, y que están relacionadas con la cogeneración.

1.3.1. Disposiciones relacionadas con cogeneración antes de la reforma energética

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, (LSPEE). Esta ley establecía que la Nación era la única en generar, conducir, transmitir y distribuir la energía eléctrica para dar prestación de servicio público, emitida el 22 de diciembre de 1975, posteriormente dicha ley fue reformada en 1992, permitiendo al sector privado generar energía eléctrica.

Dado lo anterior, la LSPEE dio pauta en su artículo 3 a la inclusión de las siguientes actividades que no se consideraban como servicio público:

- Generación de energía eléctrica para autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción.
- Generación de energía eléctrica que realicen los productores independientes para su venta a la CFE.
- Generación de energía eléctrica para su exportación derivada de cogeneración, producción independiente y pequeña producción.
- Importación de energía eléctrica para el abastecimiento de usos propios.
- Generación de energía eléctrica destinada al uso en emergencias derivadas de interrupciones en el servicio público.

Actualmente la LSPEE esta derogada a partir de la entrada de la Ley de la Industria Eléctrica en el año 2014.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, (Reglamento). Este reglamento es una serie de preceptos que describen las actividades para llevar a cabo la prestación del servicio público de energía eléctrica, publicado el 31 de marzo de 1993.

Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, (LAERFTE). Esta ley tiene como 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, así como establecer la estrategia nacional y los instrumentos para el financiamiento de la transición energética. Esta ley fue publicada el 28 de noviembre de 2008 en el DOF.

Contrato de Interconexión para Fuentes de Energía Renovable

Modelo de contrato que sirve para realizar y mantener durante la vigencia del mismo, la interconexión entre el sistema eléctrico nacional y la fuente de energía renovable o el sistema de cogeneración, así como establecer las condiciones generales para los actos jurídicos que celebren las partes relacionadas con la generación y, en su caso, con la transmisión a sus puntos de carga.

NORMA Oficial Mexicana NOM-085-SEMARNAT-2011, Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición. Esta norma fue publicada el 2 de febrero de 2012, tiene como objeto establecer los niveles máximos permisibles de emisión de humo, partículas, monóxido de carbono (CO), bióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x) de los equipos de combustión de calentamiento indirecto que

utilizan combustibles convencionales o sus mezclas, con el fin de proteger la calidad del aire.

NORMA Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994. Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición. Esta norma fue publicada el 13 de enero de 1995, establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido que genera el funcionamiento de las fuentes fijas y el método de medición por el cual se determina su nivel emitido hacia el ambiente.

NORMA Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010. Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. Esta norma fue publicada el 9 de diciembre de 2010. Establece los requerimientos para la prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo.

1.3.2. Cogeneración y cogeneración eficiente

El Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables publicada en 2009-2012 señala como línea de acción, en materia de infraestructura, estudiar la posible aplicación de instrumentos regulatorios para el impulso de la cogeneración eficiente.

Con base en lo anterior, se promueven los sistemas de cogeneración otorgando incentivos regulatorios siempre y cuando cumplan con los requisitos de eficiencia estipulados en las disposiciones emitidas por la CRE, denominándose como cogeneración eficiente.

1.3.2.1. Cogeneración

De acuerdo a la LSPEE en su artículo 36, fracción II y el artículo 103 del Reglamento de la LSPEE, la cogeneración se define como la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, o ambos; cuando la energía térmica no aprovechada en los procesos se utilice para la producción directa o indirecta de energía eléctrica o cuando se utilicen combustibles producidos en sus procesos para la generación directa o indirecta de energía eléctrica y siempre que, en cualesquiera de los casos:

a) La electricidad generada se destine a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, siempre que se incrementen las eficiencias energética y económica de todo el proceso y que la primera sea mayor que la

obtenida en plantas de generación convencionales. El permisionario puede no ser el operador de los procesos que den lugar a la cogeneración.

b) El solicitante se obligue a poner sus excedentes de producción de energía eléctrica a la disposición de la Comisión Federal de Electricidad.

1.3.2.2. Cogeneración eficiente

Bajo esta regulación, las centrales de cogeneración eran catalogadas como energías renovables siempre y cuando cumplan con los criterios de eficiencia emitidos por la CRE, denominándose así cogeneración eficiente.

1.3.2.3. Disposiciones regulatorias de cogeneración eficiente

Como línea de acción para regular e impulsar la cogeneración eficiente se emitieron las siguientes disposiciones.

- Metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la cogeneración eficiente, (RES/003/2011), publicado el 22 de febrero de 2011. Este documento expone las definiciones, los criterios y metodología para evaluar la eficiencia de los sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente.
- Disposiciones generales para acreditar sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente, (RES/291/2012), publicado el 26 de septiembre de 2012. En este documento se presentan los requisitos que deben considerar los permisionarios y personas autorizadas para realizar la medición de variables energéticas con el fin de acreditar los sistemas de cogeneración como de cogeneración eficiente.
- Resolución por la que se modifica la diversa por el que se emitió la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y los criterios para determinar la Cogeneración Eficiente, (RES/206/2014).

1.3.2.4. Criterios de eficiencia

Con base en el artículo 2, fracción II, del Reglamento de la LAERFTE define a la cogeneración eficiente como la generación de energía eléctrica, conforme a lo

establecido en el artículo 36, fracción II, de la LSPEE, siempre que el proceso tenga una eficiencia superior a la mínima que establezca la CRE.

Para acreditar un sistema como cogeneración eficiente, la CRE elaboró la metodología para el cálculo de la eficiencia de los sistemas de cogeneración de energía eléctrica y criterios para determinar la cogeneración eficiente.

Capacidad del Sistema	η_{min} (%)
0.03 < Capacidad MW < 0.5	5
0.5 ≤ Capacidad MW < 30	10
30 ≤ Capacidad MW < 100	15
Capacidad MW ≥ 100	20

Tabla 1.1 Criterios de eficiencia de la CRE para centrales de cogeneración.

Los criterios de eficiencia que marca la CRE de acuerdo a la capacidad de la central para determinar si una central de cogeneración es o no eficiente, es establecida bajo los términos de la RES/003/2011, mostrada en las Tablas 1.1 y 1.2.

Para los sistemas con capacidad igual o menor a 30 MW instalados a una altura superior a 1500 metros sobre el nivel del mar, generada con motores de combustión interna o con TG, el requisito de eficiencia mínima será el siguiente:

Capacidad del Sistema	η_{min} (%)
0.03 < Capacidad MW < 0.5	2
0.5 ≤ Capacidad MW < 30	5

Tabla 1.2 Criterios de la CRE por capacidad igual o menor 30 MW a 1500 m.

1.3.2.5. Beneficios de la cogeneración eficiente bajo la LSPEE

La acreditación de un sistema de cogeneración como de cogeneración eficiente, le permite al permisionario acceder a los beneficios que diversos instrumentos regulatorios les conceden a las energías renovables, mismas que se describen a continuación:

- Cálculo de los costos de transmisión mediante el método de estampilla postal, lo cual permite al permisionario calcular anticipadamente los costos en que incurrirá por el uso de la red del SEN.
- Acceso al mecanismo de intercambio de energía para reducir el problema de la intermitencia en la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, esto se realiza aprovechando al máximo la energía eléctrica producida para después intercambiarla en aquellos periodos en los que sea insuficiente la generación propia.
- Potencia autoabastecida, consiste en el reconocimiento de la capacidad aportada por la central de cogeneración en las horas de mayor demanda al SEN. Con esto el permisionario puede disminuir la facturación eléctrica de sus cargas en lo relativo a los cargos por demanda facturable del servicio público.

1.4. Marco regulatorio a la entrada de la Reforma energética

La reforma energética fue promulgada en el año de 2013 como un giro en la política energética del país, tiene como objetivo mejorar la economía familiar, aumentar la inversión y los empleos, desarrollar el sector eléctrico y el sector de hidrocarburos, reforzar a Pemex y a CFE, y proteger la rectoría del Estado como propietario del petróleo y gas.

Posteriormente se publicó la Ley de la Industria Eléctrica el 11 de agosto de 2014, en el DOF, la cual tiene como fin regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica.

Bajo este nuevo esquema se abre el Mercado Eléctrico Mayorista, (MEM), y se crea el CENACE que tiene como atribución la operación de dicho mercado. A partir de lo anterior se publican diversas disposiciones para dar cabida a la industria eléctrica en el sector energético, por dicha razón se exponen las siguientes leyes y disposiciones en materia de electricidad:

Ley de la Industria Eléctrica, (LIE). La LIE establece un nuevo marco normativo 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, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías

limpias y de reducción de emisiones contaminantes, fue publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. El Reglamento tiene por objeto establecer las disposiciones que regulan la planeación y control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la industria eléctrica; procurar el cumplimiento de las obligaciones de Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y de servicio universal que propicien la operación continua, eficiente y segura de la Industria Eléctrica.

Ley de la Transición Energética, (LTE). Ley publicada en el DOF el 24 de diciembre de 2015, tiene como objetivo promover el aprovechamiento sustentable de la energía para cumplir metas y obligaciones en materia de energías limpias y reducción de emisiones.

Bases del Mercado Eléctrico Mayoristas, (BMEM). Son disposiciones administrativas de carácter general emitida el 8 de septiembre de 2015 por la SENER, que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Código de Red. El Código de Red es una disposición de carácter técnico emitido por la CRE el 8 de abril de 2016, que contiene los requerimientos técnicos mínimos necesarios para asegurar el desarrollo eficiente de todos los procesos asociados con el Sistema Eléctrico Nacional.

Manuales de Prácticas de Mercado. De acuerdo con las BMEM, los Manuales de prácticas de mercados son documentos extensiones de las bases de mercado eléctrico mayorista, que establecen los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista.

Guías Operativas. De acuerdo con las BMEM, las Guías Operativas son las disposiciones operativas del mercado que establecen fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los Manuales de Prácticas de Mercado, según sea necesario.

ACUERDO Núm. A/049/2017. Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado.

1.4.1. Definición de cogeneración con la entrada de la reforma energética

De acuerdo con la Ley de la Transición Energética, (LTE), publicada el 24 de diciembre de 2015, la cogeneración se define como la generación de energía eléctrica producida conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambos; producción directa o indirecta de energía eléctrica mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos, o generación directa o indirecta de energía eléctrica cuando se utilicen combustibles producidos en los procesos.

1.4.2. Mercado Eléctrico Mayorista, (MEM)

El Mercado Eléctrico Mayorista es un mercado operado por el CENACE en donde los participantes pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias y los demás productos que se requieren para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.

1.4.2.1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista

De acuerdo a las BMEM, el MEM se compone por:

(a) Mercado de Energía de Corto Plazo, que a su vez se integra por:

- el Mercado del Día en Adelanto.
- el Mercado de Tiempo Real; y, a partir de la SEGUNDA ETAPA,
- el Mercado de Una Hora en Adelanto.

(b) Mercado para el Balance de Potencia;

(c) Mercado de Certificados de Energías Limpias; y,

(d) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.

1.4.2.2. Participantes del MEM

De acuerdo a la LIE en el artículo 3 fracción XXVIII, los participantes del MEM se define como persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado

1.4.3. Energías Limpias

El nuevo esquema regulatorio que parte de la LIE pone como centro de atención a las energías limpias, por dicha razón es importante definir las.

De acuerdo a la LIE, en su artículo 3 fracción XXII, define a las energías limpias como aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

Con base en este artículo y la fracción mencionada de la LIE, las energías limpias son:

- a) El viento;
- b) La radiación solar, en todas sus formas;
- c) La energía oceánica en sus distintas formas: maremotriz, maremotérmica, de las olas, de las corrientes marinas y del gradiente de concentración de sal;
- d) El calor de los yacimientos geotérmicos;
- e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos;
- f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales, entre otros;
- g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales en su ciclo de vida;
- h) La energía proveniente de centrales hidroeléctricas;
- i) La energía nucleoelectrica;
- j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las normas oficiales mexicanas que al efecto emita la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente en términos de los criterios de eficiencia emitidos por la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de bióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de bióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales;

n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales, y

o) Otras tecnologías que determinen la Secretaría y la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida;

1.4.3.1. Certificados de Energía Limpia, (CEL).

Uno de los planteamientos en el nuevo esquema regulatorio para alcanzar las metas en materia de energía limpia, es el cumplimiento de obligaciones asociada al consumo de energía eléctrica mediante instrumentos denominados CEL.

La LIE en su artículo 3 fracción VIII, define un CEL como un título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los centros de carga.

Un CEL equivale a un MWh generado en una central eléctrica limpia, los CEL tienen un valor monetario en función del comportamiento del MEM.

1.4.3.2. Disposiciones sobre CEL

Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. Estos lineamientos, publicados el 31 de octubre de 2014 en el DOF, establecen las definiciones, criterios, mecanismos y esquemas de operación de los Certificados de Energías Limpias.

Modificación en los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. Esta modificación se publicó el 28 de octubre de 2019, establece que se les otorgaran CEL a las centrales eléctricas legadas que generen a partir de energías limpias.

Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energía limpia, (RES/174/2016). Estas disposiciones tienen como objeto el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias y establecen el procedimiento administrativo mediante el cual se emitirán y otorgarán los CEL, publicado el 30 de marzo de 2016 en el DOF.

Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican y adicionan las disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, (Acuerdo Núm. A/067/2017). Este documento fue publicado en el DOF el 23 de enero de 2018, contiene las modificaciones y adiciones de disposiciones realizadas en la RES/174/2016.

Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el Porcentaje de Energía Libre de Combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica, (RES/1838/2016). Fue publicada en el DOF el 22 de diciembre de 2016, la CRE expidió los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el Porcentaje de Energía Libre de Combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.

Términos para acreditar a las unidades que certificarán a las centrales eléctricas limpias y que certificarán la medición de variables requeridas para determinar el Porcentaje de Energía Libre de Combustible, (RES/2910/2017). Documento publicado el 24 de enero de 2018, por la que la Comisión Reguladora de Energía establece los términos para acreditar a las unidades que certificarán a las centrales eléctricas limpias y que certificarán la medición de variables requeridas para determinar el porcentaje de Energía Libre de Combustible.

1.4.4. Abasto aislado

La nueva regulación propone nuevos esquemas de operación para centrales eléctricas y centros de cargas, una de estas se le denomina abasto aislado.

De acuerdo en la LIE, se entiende por abasto aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la RNT o por la RGD.

1.4.4.1. Disposiciones sobre abasto aislado

Criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado, (ACUERDO Núm. A/049/2017). Esta disposición tiene como objetivo precisar el alcance del concepto de "necesidades propias" establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), así como describir los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado, fue publicado en el DOF el 21 de noviembre de 2017.

Manual de Medición para Liquidaciones. Es el Manual de Prácticas de Mercado que establece los requerimientos de los Sistemas de Medición necesarios para registrar los intercambios de energía de los Usuarios de Transmisión o Distribución, Transportistas y Distribuidores, así como para la adquisición, procesamiento y envío de Registros de medición, publicado en el DOF el 10 de enero de 2018.

Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Tiene como finalidad establecer los requisitos, describir los procesos y procedimiento, definir las obligaciones y derechos que deben observarse en la atención de solicitud de interconexión de centrales eléctricas o de conexión de centros de carga incluyendo la mecánica bajo la cual se lleva a cabo el análisis de atención de los estudios de interconexión y conexión, este documento fue publicado en el DOF el 9 de febrero de 2018.

Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW. Establece los lineamientos generales en materia administrativa y de infraestructura que deberán cumplir los Distribuidores, Generadores Exentos y Generadores que representen Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW para realizar la interconexión de sus Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución de manera ágil y oportuna, garantizando las condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, este documento fue publicado en el DOF el 15 de diciembre de 2016.

Capítulo II

Sistemas de cogeneración con chiller de absorción

En este capítulo se describen las tecnologías de generación en los sistemas de cogeneración, así como el funcionamiento de los chillers de absorción, su clasificación, mantenimiento, funcionamiento térmico y configuraciones típicas en conjunto con los sistemas de cogeneración para la producción de agua helada.

2.1. Antecedentes de los sistemas de cogeneración con Chiller de absorción

La Máquina de Refrigeración por Absorción, (MRA), industrial, fue creada por los hermanos Carre en Francia a fines de la década de 1850.

Las MRA se empezaron a construir en Estados Unidos, principalmente para fabricar hielo y almacenar alimentos, en 1950, fueron remplazadas por equipos de compresión mecánica, sin embargo, se volvieron a retomar a finales de los 70 por ser económicamente viables al utilizar una fuente térmica alternativa como la energía residual. Como antecedente histórico las MRA se usaron para la producción de pólvora durante la Guerra Civil.

En la industria, las MRA son conocidas habitualmente como chiller de absorción. Los chillers de absorción trabajan bajo el ciclo de refrigeración por absorción donde se utiliza una fuente térmica y actúan dos componentes, uno que es el refrigerante y otro el absorbente, para enfriar un espacio.

De acuerdo con ISAGEN, (2017), Recopilación de artículos para eficiencia de equipos y sistemas, en Colombia, las primeras plantas de acondicionamiento de aire por absorción se instalaron en empresas de pescadería y multinacionales que trajeron la tecnología, en ese momento no se realizaba el mantenimiento adecuado que llevó al deterioro de las máquinas por corrosión, esto conllevó a ser reconocidos con mala fama, actualmente se tiene una mejor tecnología y mayor conocimiento para su mantenimiento para que los chillers de absorción tengan una vida útil de 30 años aproximadamente.

La principal ventaja de los chillers de absorción es la capacidad de aprovechar los calores residuales de los procesos industriales dando lugar a la cogeneración.

El aprovechamiento térmico del calor residual fomentó la implementación de las máquinas de absorción en sistemas de cogeneración para la producción de frío, dado lo anterior, las centrales de cogeneración se hicieron rentables en situaciones donde el aprovechamiento de energía eléctrica y calor útil no lo eran.

2.2. Tecnologías de cogeneración

Los sistemas de cogeneración se dividen principalmente en dos tipos, en sistemas topping donde el objetivo principal es la generación de energía eléctrica y como resultado el aprovechamiento de la energía térmica residual; y los sistemas bottoming cuyo objetivo es la generación de energía térmica y el aprovechamiento de esta que consecuentemente se utiliza para la generación eléctrica.

Los sistemas de cogeneración están conformados de equipos principales para la generación de energía eléctrica, tales como Motores de Combustión Interna, (MCI), Turbinas de Gas, (TG), y Turbinas de Vapor, (TV).

Por otra parte, los equipos en los procesos de calentamiento se encuentran los recuperadores de calor (HRSG), intercambiadores de calor y calderas, que son muy comunes en los sistemas de cogeneración.

A continuación, se describen estas tecnologías de generación de energía eléctrica y los equipos en los procesos de calentamiento y en el apartado 2.3 se explicara la tecnología de refrigeración en sistemas de cogeneración a detalle.

2.2.1. Motor de Combustión Interna, (MCI)

El MCI también se denomina motor recíprocante o alternativo. El MCI aprovecha la energía contenida en un combustible mediante el desplazamiento de pistones que están conectados a un cigüeñal para producir un movimiento rotatorio que a la vez mueve un generador eléctrico, que acoplado al eje del motor genera energía eléctrica.

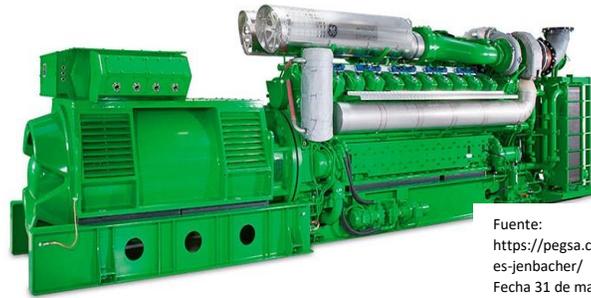
Los MCI pueden ser de cuatro tiempos o dos tiempos, estos MCI se componen de 4 a 20 cilindros con un arreglo en V.

Para el funcionamiento de los MCI se pueden utilizar gas lp, gas natural, biocombustibles, diesel y combustóleo. El combustible más empleado en la cogeneración es el gas natural por su bajo costo, menor residuos contaminantes y mayor disponibilidad.

Dentro de los sistemas de cogeneración se aprovecha la energía térmica residual de los gases de escape producto de la combustión y el calor que emana de las camisas del MCI, para una mayor eficiencia global esto quiere decir la suma de eficiencia eléctrica y la térmica.

La eficiencia eléctrica de un MCI se estima en un rango de 34% - 45%.

A continuación, se muestra la imagen de un MCI, (Fig. 2.3).



Fuente:
<https://pegsa.com.co/2016/08/31/motor-es-jenbacher/>
Fecha 31 de mayo 2019

Fig. 2.3 MCI Jenbacher.

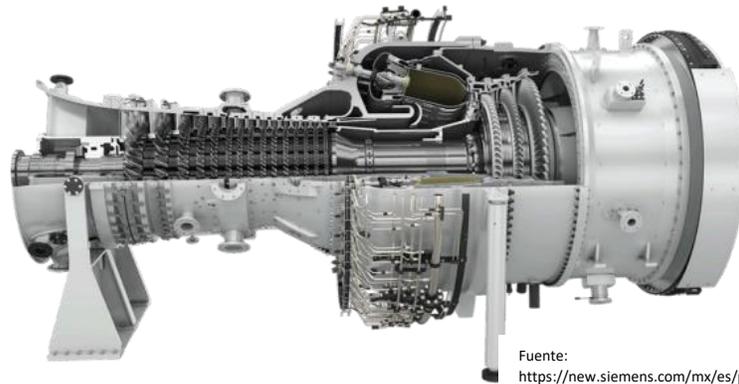
2.2.2. Turbina de Gas, (TG)

La turbina TG es una máquina de combustión interna utilizada para la generación de energía eléctrica. Debido a su funcionamiento y para tener una mayor eficiencia, en los sistemas de cogeneración se utilizan los gases de escape a altas temperaturas para la generación de vapor mediante un recuperador de calor, (HRSG), esto adicional a la generación de electricidad. La TG opera bajo el ciclo Brayton y está compuesta por tres elementos principales: Compresor, cámara de combustión y turbina.

Las eficiencias eléctricas rondan en un 33%, es decir que alrededor de una tercera parte de la energía del combustible empleado es convertido en energía eléctrica.

Las turbinas de gas se pueden clasificar en aeroderivadas e industriales. Las turbinas de gas aeroderivadas proceden de la tecnología desarrollada para la industria aeronáutica y las turbinas de gas industriales fueron desarrolladas meramente para la industria con capacidades mayores a las aeroderivadas.

A continuación, se ilustra una turbina de gas marca Siemens, (Fig. 2.4).



Fuente:
<https://new.siemens.com/mx/es/productos/energia/generacion/turbinas-de-gas.html>
Fecha 31 de mayo 2019

Fig. 2.4 Turbina de gas siemens.

2.2.3. Turbina de Vapor, (TV)

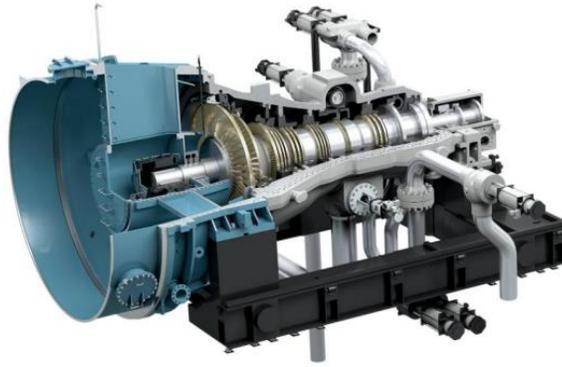
El funcionamiento de una TV se basa en el uso de energía térmica y cinética que produce una corriente de vapor. La corriente de vapor pasa por la turbina y mueve el eje de la TV que acoplado a un generador tiene como fin la producción de energía eléctrica.

Uno de los esquemas habituales donde la turbina de vapor es empleada en un sistema de cogeneración es bajo una configuración de ciclo combinado, en esta configuración se utiliza la energía térmica de los gases producto de la combustión de una turbina de gas en un HRSG para generar vapor requerido en una TV para la generación eléctrica y el vapor de escape es enviado a proceso.

Otra configuración utilizada es la producción de vapor mediante calderas, el flujo de vapor utilizado en una turbina de vapor para la generación eléctrica y el vapor de escape de la turbina es enviado a proceso.

Los tipos de turbinas de vapor son de contrapresión condensación y extracción-condensación, las más utilizadas en la industria es la de contrapresión para enviar vapor a proceso.

A continuación, se muestra una TV siemens, (Fig. 2.5).



Fuente:
<https://new.siemens.com/es/es/productos/energia/power-generation/turbinas-vapor.html>
Fecha: 31 de mayo de 2019

Fig. 2.5 Turbina de vapor siemens.

2.2.4. Recuperador de calor, (HRSG)

Es un conjunto de sistema que aprovecha el calor residual para la generación de vapor, ya sea saturado o sobrecalentado, utilizando los principios de cambio de fase del agua, es decir con parámetros de flujo, presión y temperatura.

Los recuperadores de calor, conocidos por sus siglas en ingles Heat Recovery Steam Generation, (HRSG), son utilizados para recuperar el calor de los gases de escape de las máquinas térmicas de combustión interna.

De acuerdo con la página de RENOVETEC: HRSG - Ciclos Combinados las partes fundamentales de los HRSG son los siguientes:

- Desgasificador, es el encargado de eliminar los gases disueltos en el agua de alimentación, oxígeno principalmente y otros gases que nos podría provocar corrosiones.
- Tanque de agua de alimentación, depósito donde se acumula el agua que alimenta a nuestro sistema, esta agua debe ser muy pura para evitar impurezas que nos podrían obstruir los conductos, erosionarlos o corroerlos por las sustancias que llevasen con ellos.
- Calderín, es el lugar de donde se alimenta el evaporador de agua y el sobrecalentador de vapor. Puede haber diferentes tipos de calderines según la turbina de vapor que alimenten ya sean de baja, media o alta presión.
- Bombas de alimentación, son las encargadas de enviar el agua desde el tanque de agua de alimentación a su calderín correspondiente.
- Economizadores, son los intercambiadores encargados de precalentar el agua de alimentación con el calor residual de los gases de escape, aprovechando su energía con lo que aumentamos el rendimiento de nuestra instalación y evitamos saltos bruscos de temperatura en la entrada de agua.

- Evaporadores, son intercambiadores que aprovechan el calor de los gases de escape de temperatura intermedia para evaporar el agua a la presión del circuito correspondientes, la circulación del agua a través de ellos puede ser forzada o natural, en la forzada se utilizan bombas y en la natural el efecto termosifón, aunque también se usan bombas en los momentos de arranque o cuando sea necesario, devolviendo el vapor al calderín.
- Sobrecalentadores y Recalentadores, son los intercambiadores que se encuentran en la parte más cercana a la entrada de los gases procedentes de la combustión en la turbina de gas, el vapor que sale ya está listo para ser enviado a la turbina de vapor, este vapor debe ser lo más puro posible y debe ir libre de gotas de agua que deteriorarían nuestra turbina, también debemos tener controlada la temperatura y presión del vapor para evitar estrés térmico en los diferentes componentes.

En la siguiente figura se ilustra un HRSG, (Fig. 2.6).



Fuente:
<https://www.ge.com/power/gas/hrsg>
 Fecha: 14 de enero de 2020

Fig. 2.6 HRSG GP Power.

2.2.5. Caldera de vapor

Las calderas son máquinas térmicas que generan vapor a base de la combustión de una fuente primaria de energía, al igual que el recuperador de calor el principio de funcionamiento se basa en los cambios de parámetros de flujo, presión y temperatura.

A continuación, se ilustra una caldera de vapor, (Fig. 2.7).



Fuente:
<https://www.directindustry.es/prod/hurst-boiler/product-22135-846317.html>
Fecha: 14 de enero de 2020

Fig. 2.7 Caldera de vapor.

2.2.6. Intercambiador de calor

Los intercambiadores de calor son equipos que utiliza un fluido como medio de calentamiento para calentar otro, los fluidos puede ser agua, aceite térmico y gases de escape.

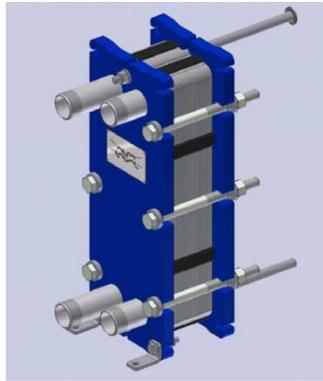
De acuerdo la página Naturgy, intercambiadores de calor y como usarlos en la recuperación de energía, se comenta que, los intercambiadores de calor se clasifican en intercambiadores de contacto directo e indirecto,

Los intercambiadores de calor utilizados comúnmente en sistemas de cogeneración son los de contacto indirecto debido a que no hay una mezcla entre los fluidos involucrados en el proceso de intercambio de calor.

Los intercambiadores de calor de contacto indirecto pueden ser de varios tipos, siendo los más usados:

- De tubosconcéntricos o doble tubo
- De carcasa y tubos
- De placas
- Intercambiadores compactos
- Regeneradores

En la siguiente imagen se ilustra un intercambiador tipo placa que son los más comunes para recuperación de calor aprovechando el calor residual de los MCI, (Fig 2.8).



Fuente:
<https://blog.froztec.com/por-que-elegir-un-intercambiador-de-calor-de-placas-para-tu-sistema-de-refrigeracion>
Fecha: 14 de enero de 2020

Fig. 2.8 Intercambiador de calor tipo placa.

2.3. Descripción del equipo de refrigeración

El chiller de absorción es una máquina de refrigeración que utiliza una fuente de calor para su funcionamiento.

La refrigeración por absorción es económicamente viable porque se puede utilizar energía térmica barata, esta energía térmica pueden ser: la energía residual de centrales de cogeneración, energía geotérmica, energía solar, e incluso el gas natural cuando su costo es factible. Debido a esta característica frecuentemente es rentable usar chillers de absorción dentro de la cogeneración.

El funcionamiento del chiller de absorción se basa en el ciclo de refrigeración por absorción.

El ciclo de refrigeración por absorción utiliza un refrigerante y un absorbente, esta puede ser amoniaco como refrigerante y agua como absorbente, así mismo en la industria es más utilizado la combinación de bromuro de litio como absorbente y agua como refrigerante, esto debido a que no es tóxico.

2.3.1. Clasificación de los chiller de absorción

La clasificación más común es dada por el número de generadores, (fuentes de calor), que hay en el arreglo del sistema de enfriamiento, denominándose así de simple efecto o doble efecto, sin embargo, hay otras maneras de clasificarlos que a continuación se mencionan.

Clasificación de acuerdo a servicios

- **Unidades enfriadoras.** El chiller de absorción proporciona frío ya sea para refrigeración o climatización.
- **Unidades mixtas enfriadoras-calentadoras.** El chiller de absorción proporciona refrigeración y calefacción

Clasificación por número de efectos

- **Simple efecto.** Con una sola etapa de generación o de separación de refrigerante y sustancia absorbente.
- **Doble efecto.** Con dos etapas de generación, tiene una eficiencia superior al de simple efecto.

En la primera etapa, o de alta temperatura, la solución recibe calor directamente del quemador.

En la segunda, o de baja temperatura la solución recibe una aportación de calor procedente del vapor del refrigerante antes de pasar al condensador mediante un intercambiador.

Clasificación por fuente térmica

- **Llama directa:** La fuente de calor es proporcionada por un combustible de manera directa.
- **Indirecto:** La fuente de calor es aprovechada de la transferencia de calor entre dos corrientes de fluido por medio de un intercambiador.

Clasificación por solución empleada

- **Bromuro de Litio- Agua:** Son los equipos que usan una solución compuesta por Agua como refrigerante y el Bromuro de Litio como absorbente.
- **Amoniaco- Agua:** Son los equipos que utilizan como solución compuesta de amoníaco como refrigerante y agua como absorbente.

2.3.2. Funcionamientos de la máquina de refrigeración por absorción

Procesos de refrigeración por absorción

Para entender el ciclo de refrigeración por absorción, a continuación, se muestra un sistema agua-amoniaco, (Fig. 2.9).

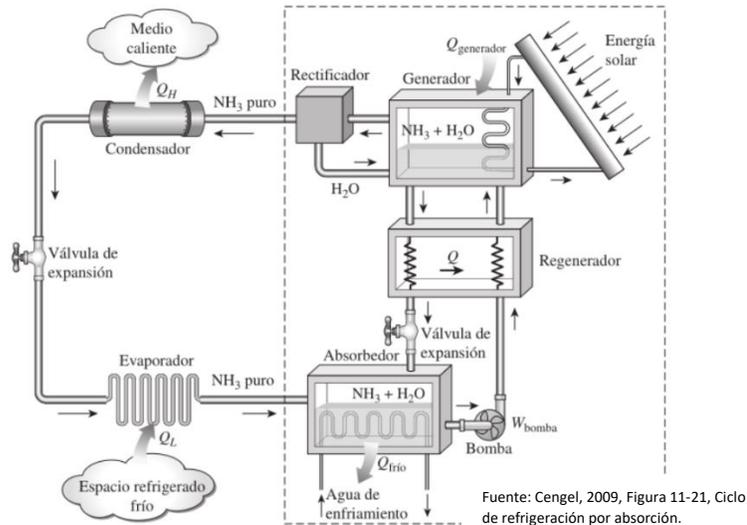


Fig. 2.9 Ciclo de refrigeración por absorción.

Para entender el ciclo de refrigeración por absorción podemos considerar el ciclo de refrigeración por compresión de vapor de manera análoga, y considerar la parte punteada de la derecha de la imagen como lo equivalente al compresor.

Con base en la imagen anterior, los componentes principales en el ciclo de refrigeración por absorción son: condensador, válvula de expansión, evaporador, absorbedor, una bomba, un generador un regenerador y un rectificador.

En la imagen se muestra el funcionamiento del ciclo de refrigeración por absorción que consiste en retirar calor de un espacio a refrigerar por medio de un evaporador donde circula el amoníaco, (refrigerante), en este punto el refrigerante es evaporado por el calor retirado en el espacio a refrigerar, a baja presión, el vapor del refrigerante es absorbido por el agua, (absorbente), este proceso químico es exotérmico y para tener una cantidad rica en amoníaco en la mezcla amoníaco-agua, se baja la temperatura retirando calor del absorbedor.

La solución rica en amoníaco es bombeada hacia el generador donde se le transfiere calor desde una fuente térmica para que se evapore la mayor parte de amoníaco y se dirija al rectificador, donde se separa el agua y la regresa al generador.

La solución caliente, pobre en amoníaco, pasa por un regenerador para transferir el calor a solución, rica en amoníaco, que entra al generador.

El amoníaco puro de alta presión pasa al condensador para rechazar el calor al Medio caliente y esta es expansionada por una válvula para reducir la presión a la presión del absorbedor para iniciar el proceso de refrigeración.

A continuación, se ilustra un chiller de absorción marcar Thermax, (Fig2.10).



Fig. 2.10 Chiller de absorción marca Thermax.

2.3.3. Principales elementos de una máquina de refrigeración por absorción

Los componentes esenciales de un chiller de absorción son:

Evaporador.

Es un intercambiador de calor, usualmente de tubos y coraza sobre el cual el líquido refrigerante es rociado y evaporado. Los tubos del evaporador usualmente son de cobre o una aleación de cobre-níquel, acero inoxidable o titanio.

Absorbente.

Es un conjunto de tubos sobre el cual una solución absorbente fuerte es esparcida en la presencia del vapor del refrigerante. El vapor del refrigerante es absorbido dentro de la solución absorbente liberando así el calor de dilución y el calor de condensación.

Los materiales de construcción son acero templado para las piezas de contención absorbentes y aleaciones de cobre o cobre-níquel, acero inoxidable o titanio para el tubo de acero inoxidable se han utilizado con éxito.

Condensador.

El condensador se compone de haz de tubos ubicados en el espacio de vapor de refrigerante cerca del generador de una máquina de efecto simple o el generador de la segunda etapa de una máquina de efecto doble. El haz de tubos enfriado por agua condensa el refrigerante del generador a las superficies de los tubos.

Los materiales de construcción son acero templado, acero inoxidable u otros materiales resistentes a la corrosión, para las piezas de contención de refrigerante y cobre para el paquete de tubos.

Generador de fuego indirecto:

Usualmente son de tubos y coraza con la solución absorbente ya sea inundada o rociada fuera de los tubos, y la fuente caliente dentro de los tubos. Los materiales ferrosos son utilizados para contener, para los tubos se utiliza cobre, aleación cobre-níquel, acero inoxidable o titanio.

Generador de fuego directo:

Consiste en una sección de tubo para el fuego producto de una combustión, una sección para el fluido y una sección para separar vapor y líquido.

Bomba de evaporador

Se utilizan para recircular el refrigerante sobre el haz de tubos de la sección del evaporador.

Bomba de solución

Se usa para bombear la solución hasta el generador.

Unidad de purga

La unidad de purga recoge el gas no condensable de la enfriadora y lo guarda en el depósito de purga.

2.3.4. Coeficiente de rendimiento (COP)

El coeficiente de rendimiento es un término utilizado en refrigeración que indica la eficiencia de un refrigerador, se define como el cociente del calor removido entre el trabajo de entrada, se expresa de la siguiente manera:

$$COP_R = \frac{\text{Salida deseada}}{\text{Entrada requerida}} = \frac{Q_L}{W_{\text{neto de entrada}}}$$

Donde Q_L es el calor removido y $W_{\text{neto de entrada}}$ el trabajo de entrada, que para el caso de un sistema de refrigeración por compresión de vapor es el trabajo del compresor. Para el caso de una máquina de absorción el COP se define de la siguiente manera:

$$COP_{abs} = \frac{Q_L}{Q_{\text{generador}} + W_{\text{bomba, entrada}}}$$

Donde Q_L es el calor removido del espacio a enfriar, $Q_{generador}$ es el calor del generador y $W_{bomba,entrada}$ el trabajo de bomba. Por practicidad $W_{bomba,entrada}$ no se considera debido al poco aporte de energía en comparación al calor del generador, expresando al COP como sigue:

$$COP_{abs} = \frac{Q_L}{Q_{generador}}$$

2.3.5. Esquema térmico del sistema de refrigeración por absorción

A continuación, se muestra el esquema del ciclo de refrigeración como una maquina térmica reversible, (Fig. 2.11).

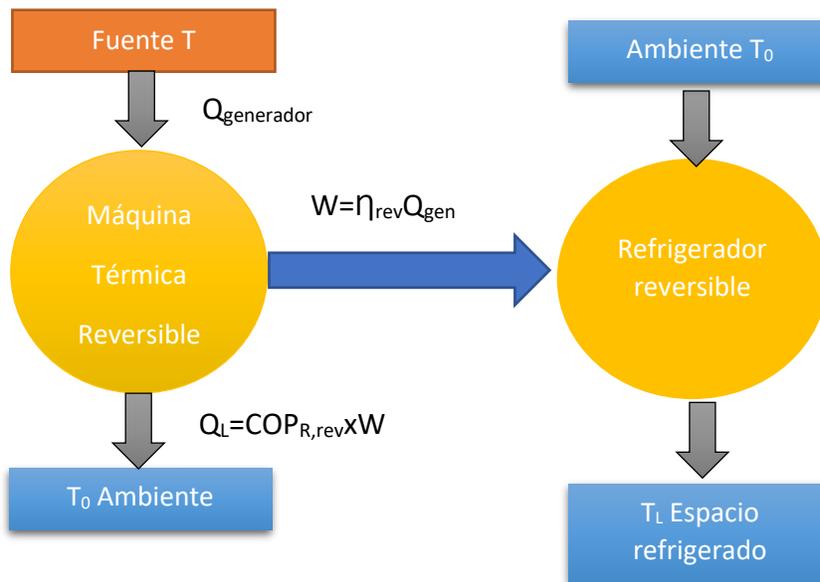


Fig. 2.11 Esquema del ciclo reversible del sistema de refrigeración por absorción.

Donde $Q_{generador}$ es el calor de la fuente, W trabajo que sale de la maquina térmica, η_{rev} es la eficiencia térmica reversible de la máquina térmica y Q_L es el calor removido del espacio a refrigerar, dado lo anterior se pueden obtener las siguientes relaciones:

$$W = \eta_{rev} Q_{generador} = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) Q_{generador}$$

$$Q_L = COP_{R,rev} W = \left(\frac{T_L}{T_0 - T_L}\right) W$$

$$COP_{rev,absorción} = \frac{Q_L}{Q_{gen}} = \left(1 - \frac{T_0}{T}\right) \left(\frac{T_L}{T_0 - T_L}\right)$$

2.3.6. Ventajas y desventajas del chiller de absorción

Después de describir el funcionamiento del chiller de absorción es importante dar a conocer sus ventajas y desventajas, para que sean considerados en un proyecto de cogeneración, en la Tabla 2.1 se muestran las ventajas y desventajas de los chillers de absorción.

Ventajas	Desventajas
La vida útil de los equipos de absorción es de 30 años.	Costo de inversión alto.
Posibilidad de usar calor residual.	Mayor espacio para su instalación.
Costo operativo bajo.	
Consumen bajos niveles de electricidad.	
Mantenimiento preventivo casi nulo.	
No emite clorofluorocarbonos.	
Consta de tres funciones (Agua helada, calefacción y agua caliente).	
Bajo ruido durante la operación.	
Recuperación rápida por ahorros.	

Tabla 2.1 Ventajas y desventajas de un chiller de absorción

2.4. Aplicaciones de los chillers de absorción

Los chillers de absorción se utilizan en proyectos de recuperación de energía, en los procesos de cogeneración y trigeneración, enfriamiento del aire de admisión en turbinas de gas para aumentar la potencia.

A parte de la refrigeración, otra aplicación es el uso del chiller de absorción como bomba de calor para calefacción.

Los sistemas de cogeneración con chiller de absorción son implementados en el sector comercio, industrial, alimentario, químico, etc.

2.5. Fallos en equipos de absorción

Con base en el libro Cogeneración, Diseño, Operación y Mantenimiento de plantas, escrito por Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico, los fallos habituales en los chillers de absorción son:

- Cristalización de la disolución de bromuro de litio.
- Perforación de alguno de los haces tubulares de los intercambiadores.
- Fallo en la bomba de vacío.
- Falla de purga de la bomba de vacío

2.6. Mantenimiento

Una de las bondades de los chillers de absorción es el bajo costo de mantenimiento en comparación con sistema de refrigeración por compresión, ya que no tiene partes móviles en las que pueda haber desgaste.

El mantenimiento a un chiller de absorción se realiza bajo el manual del proveedor. Básicamente, el mantenimiento periódico es purga, limpieza del refrigerante y limpieza de tuberías.

Las únicas partes móviles son las bombas de solución y las bombas refrigerantes que pueden ser reparadas a través del aislamiento de las válvulas de la bomba.

2.7. Capacidades

En la Tabla 2.2 se exponen las características de los chillers de absorción de acuerdo a la solución que utiliza y las etapas, de acuerdo en la Presentación Modulo X Tipos y Aplicaciones de Equipos Centrales, Sistemas de Absorción de AMERIC, A.C..

Se observa que un chiller de absorción tiene mayor COP en una configuración de dos etapas y el de menor COP es un chiller que usa Amoniaco como refrigerante, aunque este último puede operar en un rango de menor temperatura.

También se observa los rangos de temperatura y las fuentes térmicas que se utilizan para transferir energía al generador del chiller.

Esta tabla es una guía para darse una idea para seleccionar el tipo de chiller a utilizar en procesos de refrigeración.

Tipo de chiller	Amoniaco	Bromuro de Litio	
		1 Etapa	2 Etapas
Absorbente	Agua	Agua	Agua
Rango de temperatura	-60 °C a 3°C	> 5 °C	> 5 °C
COP	0.3 - 0.6	0.5 - 0.75	1.5
Rango Inversión	2,500-3500 USD/TR	800-1,800 USD/TR	
Fuentes de Energía Aprovechable			
Agua Caliente	95 °C	70 °C	180 °C
Gases de Escape	400 °C	300°C	500°C
Vapor	0.8 Mpa	0.1 MPa	0.8 Mpa

Recuperada de: Avendaño Eduardo, Junio 2017, "Presentación Modulo X Tipos y Aplicaciones de Equipos Centrales, Sistemas de Absorción"

Tabla 2.2 Características de los chillers de absorción.

2.8. Esquemas de cogeneración con chiller de absorción

A continuación, se muestran arreglos de los sistemas de cogeneración utilizando un chiller de absorción para refrigeración, accionado con diversos medios de calentamiento como fuente de energía.

2.8.1. Cogeneración con recuperador de agua caliente

El sistema de cogeneración consiste en la generación de energía eléctrica mediante un equipo motogenerador y la producción de energía de enfriamiento que se obtiene a partir del chiller de absorción que utiliza el calor residual del circuito de alta temperatura del sistema de enfriamiento del MCI, utilizando agua como medio de transferencia, así como se muestra en la siguiente imagen, (Fig. 2.12).

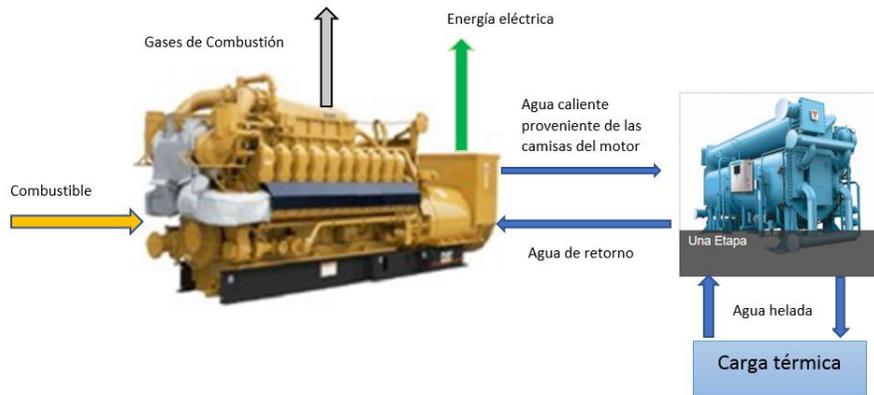


Fig. 2.12 Sistema de cogeneración con MCI y chiller accionado con agua caliente.

2.7.2. Cogeneración con recuperador de agua caliente y gases de combustión

En esta configuración, el sistema de cogeneración genera energía eléctrica por medio de un equipo motogenerador y la generación de frío se obtiene en un chiller de absorción de dos etapas que utiliza dos fuentes de calor provenientes del motor, una del calor aprovechado en la camisa de enfriamiento del MCI, (utilizando agua como medio de transferencia), y el calor aprovechado por los gases producto de la combustión del MCI, (Fig. 2.13).

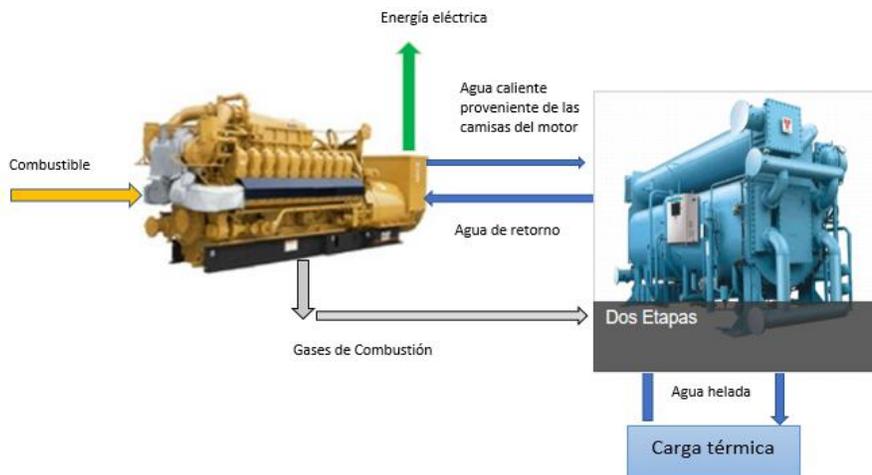


Fig. 2.13 Sistema de cogeneración con MCI y chiller accionado con agua caliente y gases de combustión.

2.7.3. Cogeneración con recuperación de gases de combustión

En este esquema de cogeneración la producción de energía eléctrica es a partir de un equipo turbogenerador y el frío es generado por un chiller de absorción que aprovecha los gases directos, producto de la combustión en una turbina de gas, (Fig. 2.14).

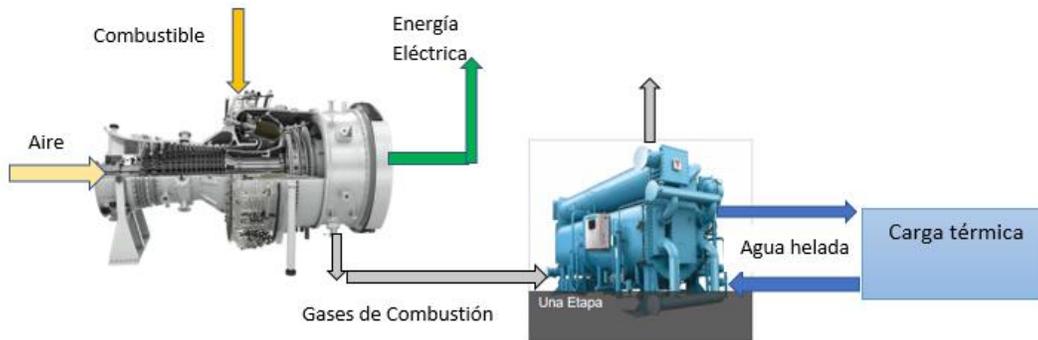


Fig. 2.14 Sistema de cogeneración con turbina de gas y chiller accionado con agua caliente y gases de combustión.

2.7.4. Cogeneración con recuperación de calor para generación de vapor

El sistema de cogeneración mostrado a continuación, genera energía eléctrica a base de un equipo turbogenerador y produce energía térmica en forma de frío a partir de un chiller de absorción de una etapa accionado por el vapor generado en una caldera de recuperación de calor que utiliza los gases de combustión de la turbina de gas, (Fig. 2.15).

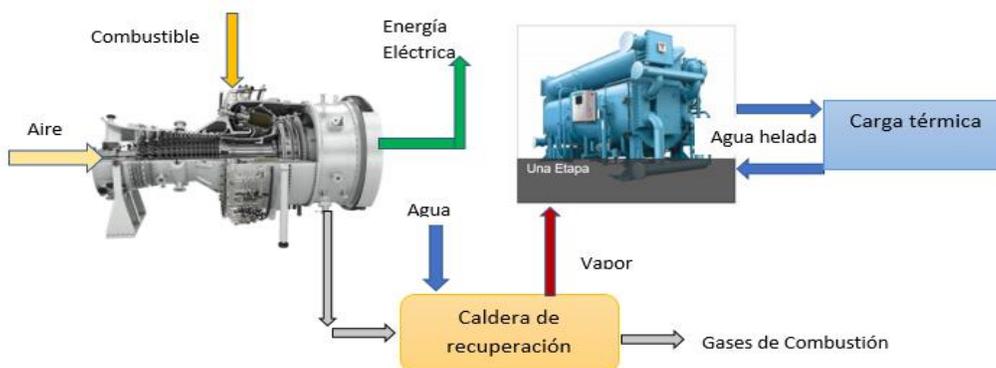


Fig. 2.15 Sistema de cogeneración con turbina de gas y chiller accionado con vapor

Capítulo III

Implementación de un chiller de absorción en un sistema de cogeneración

En este capítulo se expondrá la implementación de un Motor de Combustión Interna en conjunto con un chiller de absorción en un proyecto de cogeneración, con base en los requerimientos eléctricos y térmicos de un usuario.

3.1. Descripción del proyecto

Se pretende desarrollar un proyecto de cogeneración para satisfacer la demanda eléctrica y térmica de una empresa dedicada a la producción de lácteos, (la empresa).

La demanda eléctrica total de la empresa para llevar a cabo sus procesos productivos es de 1,480 kW, de los cuales 280 kW es la demanda eléctrica consumida en un chiller tipo tornillo para satisfacer la demanda térmica de 350 TR, para la refrigeración de agua de 14 °C a 7 °C.

Con el proyecto de cogeneración se pretende sustituir el chiller eléctrico con compresor tipo tornillo por un chiller de absorción para la refrigeración y satisfacer la demanda máxima eléctrica de 1,200 kW.

A continuación, se resumen los requerimientos eléctricos, térmicos, y datos del sitio donde se pretende instalar el proyecto, Tabla 3.1.

Requerimientos térmicos del proceso		Datos del sitio	
Capacidad de enfriamiento	350 TR	ASNM	2400 m
Capacidad de enfriamiento	1,230.60 kWt	Presión atmosférica	0.7559628 Bar
		Temperatura ambiente	25 °C
Requerimientos eléctricos			
Demanda eléctrica requerida	1,200 kW		
Factor de carga medio operativo	90 %		

Tabla 3.1 Resumen de requerimientos del proceso

3.2. Procedimiento

Se desea satisfacer la demanda eléctrica y térmica para que el usuario lleve a cabo sus procesos productivos.

Para seleccionar la configuración pertinente del sistema de cogeneración, se dimensionó los rangos operativos de las tecnologías primarias a emplear, así como contar con la disponibilidad del combustible que se usara.

En primera instancia se contempla el uso de un chiller de absorción en la configuración del sistema de cogeneración para la producción de frío.

En la selección de la tecnología de generación de energía eléctrica se tomó en cuenta las características de las tecnologías que puedan estar acorde a las necesidades del usuario, para tal efecto a continuación se muestra la Tabla 3.2 extraída de la presentación de IBERDROLA MÉXICO, junio 2017, “La eficiencia como driver en el diseño de Proyectos de Cogeneración”, que presenta algunas características a considerar para la selección de equipos de generación.

CONCEPTO	MCI	TURBINAS
Rango de capacidades	10 kW a 8 MW	500 kW a 250 MW
Eficiencia Eléctrica	25% a 43%	25% a 42%
Eficiencia total	65% a 90%	70% a 90%
Ventajas	<p>Excelente desempeño ante fluctuaciones de carga</p> <p>Encendido rápido</p> <p>Tecnología ampliamente difundida</p> <p>Mecánicamente sencillo, lo que facilita su mantenimiento</p> <p>Cuenta con dos fuentes térmicas (Gases de escape y agua caliente de las camisas del motor)</p> <p>Requiere poca presión de Gas Natural</p> <p>Sufre menos derrateo con la altitud</p>	<p>Existe una sola fuente térmica (Gases de escape)</p> <p>Alta temperatura de los gases de escape</p> <p>Hay un amplio rango de capacidades eléctricas</p> <p>Ambientalmente más amigables</p> <p>Por la elevada temperatura de los gases de escape, se puede generar vapor para hacer un ciclo combinado</p> <p>Durante el mantenimiento mayor se puede repotenciar a turbina con mejoras en la resistencia de los materiales</p> <p>Buena relación volumen con respecto a capacidad</p>
Desventajas	<p>Rango limitado de temperatura en gases de escape</p> <p>Si no se aprovecha directamente en proceso el calor de las camisas, se puede volver complicado aprovechar esta fuente térmica.</p>	<p>El desempeño se ve disminuido con la altitud o con cargas eléctricas parciales</p> <p>Requiere presión de suministro de gas elevado</p>
En que procesos se recomienda	<p>Industria alimenticia</p> <p>Hospitales</p> <p>Sector Hotelero</p> <p>Multifamiliares</p> <p>Industria textil</p>	<p>Industria cerámica</p> <p>Industria química</p> <p>Industria petroquímica</p> <p>Industria alimenticia con proceso de secado</p> <p>Procesos con demandas de altos flujos de aire caliente</p>

Fuente: Iberdrola México, 2017, Presentación “La eficiencia como driver en el diseño de proyectos de cogeneración.”

Tabla 3.2 Consideraciones para selección de tecnología de generación.

El siguiente factor para la selección de la tecnología de generación de energía eléctrica se consideró el aprovechamiento del calor disponible para alcanzar la máxima eficiencia global de cogeneración.

Se deduce en la práctica que en situaciones donde la energía eléctrica es más representativa que la energía térmica, lo más conveniente es instalar un MCI, esto parte de la relación $\frac{Q}{E}$, donde de Q es el calor requerido y E es la energía eléctrica requerida.

De acuerdo con el artículo de De León Gabriel, septiembre 2005, “Claroscuros en la gestión de la potencialidad de la cogeneración en las instalaciones de PEMEX”, expone la relación de calor para la selección de equipos primarios de generación de energía eléctrica en sistemas de cogeneración, Tabla 3.3.

Tecnología	Q/E
Motor de Combustión Interna	0.6 a 1.2
Turbina de gas	2.3 a 4.8
Turbina de vapor	4.4 a mayores

Fuente: De León Gabriel, 2005, Claroscuros en la gestión de la potencialidad de la cogeneración en las instalaciones de PEMEX.

Tabla 3.3. Selección de tecnología para sistemas de cogeneración

La relación $\frac{\dot{Q}}{\dot{E}} = \frac{914.91 \text{ kW}}{1,200 \text{ kW}} = 0.76$, el resultado corresponde al intervalo del MCI mostrado en la anterior tabla.

Donde 914.91 kW se obtuvo de la potencia térmica estimada en el proceso del usuario para la refrigeración, considerando un COP aproximado de 1.4 para un chiller de absorción de dos etapas.

Con la tecnología primaria ya seleccionada, se considerará que se aprovechará todo el calor residual utilizando un chiller de absorción de doble efecto, recuperando el calor aportado por las camisas y los gases de escape del MCI, este criterio se basa en la Tabla 2.2 del capítulo anterior.

El sistema de cogeneración se contempla como se muestra en el siguiente diagrama, (Fig. 3.1).

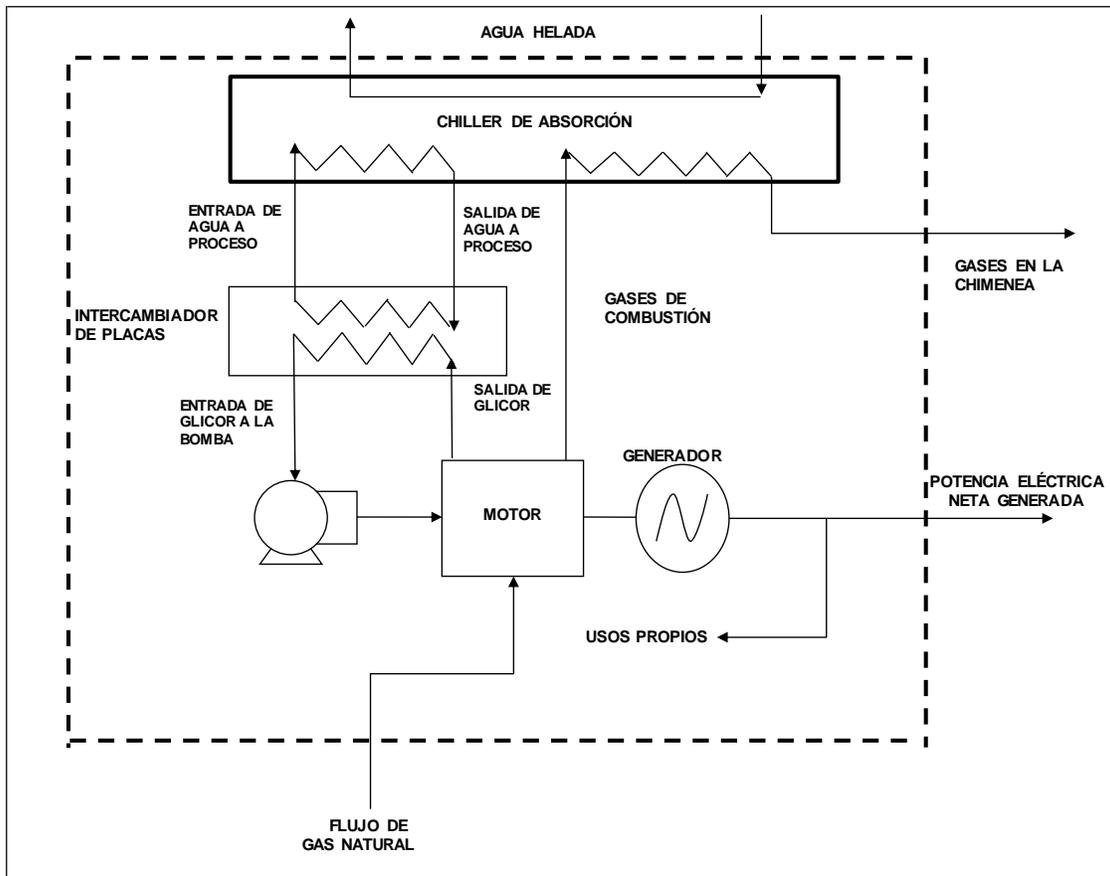


Fig. 3.1 Diagrama del sistema de cogeneración.

Cabe mencionar que para el dimensionamiento y diseño de un sistema de cogeneración no hay una metodología cien por ciento establecida debido a las particularidades que hacen único a un proyecto, así que para el diseño de un sistema de cogeneración se toman criterios con base en la experiencia, habilidad y conocimientos técnicos del Ingeniero de diseño o de la ingeniería que ejecutara el proyecto.

3.2.1. Selección del MCI

En la selección del MCI, se consideró la demanda máxima de energía eléctrica neta de 1,200 kW con un factor de carga medio anual del 90%.

3.2.1.1. Memoria de cálculo Selección del Motor de Combustión Interna

Se realizó una evaluación técnica con base en la capacidad neta requerida, Tabla 3.4.

DATOS

Capacidad máxima neta requerida	1200	kW
Factor de carga medio anual	90%	%
Capacidad media operativa	1080	kW

Sitio	ASNM	2400	m
	T _{ambiente}	25	°C

Tabla 3.4. Datos para la evaluación técnica.

La altura sobre el nivel del mar es un factor que afecta a los motores alternativos por la baja densidad del aire que se utiliza en la combustión. Dado lo anterior se consideró un derrateo de 2% cada 1000 metros sobre el nivel del mar, cuyo factor se tomó de los apuntes del Ing. Noriega Luis Enrique, "UNAM- Facultad de Ingeniería Plantas Termoeléctricas, Motores Reciprocantes de Combustión Interna".

Así mismo se consideró que la temperatura del sitio no afecta al desempeño del motor, Tabla 3.5.

Ajuste a capacidad	2% c/1000 m	2% cada 10 °C arriba de 35°	
	Por ASNM	Por Temperatura	Total
0.048	0.952	1	0.952

Tabla 3.5. Derrateo por altura y temperatura.

Entre otros parámetros se consideraron lo siguiente para determinar la capacidad requerida bruta mecánica, Tabla 3.6.

Porcentaje de usos propios	2.00%
Eficiencia cople y generador	0.97

SELECCIÓN DEL MOTOR A 100% de carga

Capacidad neta eléctrica en sitio	1200	kW
Capacidad bruta eléctrica en sitio	1224	kW
Capacidad bruta mecánica en sitio	1262.36061	kW
Capacidad requerida bruta mecánica - ISO	1326.01	kW

Tabla 3.6. Cálculo de la capacidad bruta requerida del MCI

Con la capacidad bruta calculada, se seleccionó el MCI tomando como referencia el catálogo de Guascor mostrado en el Anexo I, Tabla 3.7.

SELECCIÓN HGM560		
Capacidad mecánica	1350	kW
Capacidad eléctrica	1308	kW
Verificando		
Capacidad bruta eléctrica en sitio	1245.216	kW
Capacidad neta eléctrica en sitio	1220.31168	kW

Tabla 3.7. Selección del MCI.

3.2.2. Selección del chiller de absorción

En la selección del chiller de absorción, se tomaron en cuenta los requerimientos térmicos del usuario, se consideró la capacidad del chiller tipo tornillo que el usuario tenía instalado de 350 TR y el calor disponible proporcionado por el MCI.

3.2.2.1. Memoria de cálculo selección del chiller de absorción

Se seleccionó el chiller de absorción por la demanda térmica de 350 TR que equivale 1,230.60 kW, así mismo se consideró una temperatura de 470 °C en los gases de escape del motor.

El chiller de absorción propuesto se tomó del catálogo de la empresa Broad X Non-Electric Chiller, en el Anexo II se muestra los chiller de absorción tipo multienergía del catálogo, Tabla 3.8.

	Requerimientos del usuario	Chiller propuesto	Unidades
Modelo		BHE 125	
Capacidad de enfriamiento	350	413.538111	RT
Capacidad de enfriamiento	1,230.60	1454	kW
Capacidad de enfriamiento	105.883365	125.105163	10 ⁴ kcal/h

Tabla 3.8. Parámetros del chiller de absorción.

Para un mejor aprovechamiento del calor disponible en los gases de escape en la salida del chiller de absorción se tomó en cuenta una temperatura 160 °C.

3.2.2.1.1. Cálculo de capacidad de enfriamiento con relación a los gases de escape del MCI

Se calculó la potencia necesaria en la fuente para la producción de frío considerando los COP del fabricante, de 1.4. El flujo másico de los gases de escape y el flujo del agua de las camisas del motor se definió con la selección del MCI para precisar la disponibilidad del calor residual.

La fórmula utilizada se describe a continuación:

$$\dot{Q}_g = \dot{m}_g * C p_g * (T_1 - T_2) [kW]$$

Donde:

\dot{Q}_g : Calor disponible de gases de escape, [kW].

\dot{m}_g : Flujo másico de los gases de escape, [kg/s].

$C p_g$: Capacidad térmica de los gases de escape, [1.1 kJ/kg°k].

T_1 : Temperatura de entrada de los gases de escape, [°C].

T_2 : Temperatura de salida de los gases de escape, [°C].

La capacidad de enfriamiento viene dada por la siguiente fórmula:

$$COP_1 = \frac{Q_{r1}}{\dot{Q}_g};$$

$$Q_{r1} = COP_1 * \dot{Q}_g$$

Donde:

COP_1 : Coeficiente de rendimiento para la refrigeración por parte de los gases de escape del MCI, (1.4).

\dot{Q}_g : Calor disponible de gases de escape, [kW].

Q_{r1} : Capacidad de enfriamiento por los gases de escape del MCI, [kW].

En la Tabla 3.9 se resume los resultados obtenidos del calor disponible en los gases de escape del MCI y la capacidad de enfriamiento.

Fuente de gases de escape	chiller propuesto	Unidades
Temperatura de salida de escape	160.00	°C
Temperatura de entrada de escape	470.00	°C
Flujo	6,692.00	kg/h
Calor disponible de gases	633.88	kW
Capacidad de enfriamiento	887.43	kW
COP_1	1.40	

Tabla 3.9. Calor disponible en gases de escape y capacidad de enfriamiento.

3.2.2.1.2. Cálculo de capacidad de enfriamiento con relación al agua de las camisas del MCI

Para calcular la capacidad de enfriamiento que aporta el agua caliente de las camisas del MCI, se calculó el calor disponible del agua caliente con la siguiente fórmula:

$$\dot{Q}_a = \dot{m}_a * C_{p_a} * (T_3 - T_4) [kW]$$

Donde:

\dot{Q}_a : Calor disponible de las camisas del MCI, [kW].

\dot{m}_a : Flujo másico de agua de las camisas del MCI, [kg/s].

C_{p_a} : Capacidad térmica del agua de las camisas del MCI, considerando un 40% de glicol, [3.685 kJ/kg k].

T_3 : Temperatura de entrada del agua de las camisas del MCI, [°C].

T_4 : Temperatura de salida del agua de las camisas del MCI, [°C].

La capacidad de enfriamiento viene dada por la siguiente fórmula:

$$COP_2 = \frac{Q_{r2}}{\dot{Q}_a}$$

$$Q_{r2} = COP_2 * \dot{Q}_a$$

Donde:

COP_2 : Coeficiente de rendimiento para la refrigeración por parte del agua de las camisas del MCI, (0.69).

\dot{Q}_a : Calor disponible de las camisas del MCI, [kW].

Q_{r2} : Capacidad de enfriamiento del agua de las camisas del MCI, [kW].

En la Tabla 3.10 se resume los resultados obtenidos del calor disponible del agua de las camisas del MCI y la capacidad de enfriamiento.

Fuente agua de las camisas	chiller propuesto	Unidades
Temperatura de salida de agua	80.00	°C
Temperatura de entrada de agua	90.00	°C
Flujo	55,705.94	kg/h
CP agua-glicol 40%	3.685	kJ/kg k
Calor disponible de agua	570.21	kW
Capacidad de enfriamiento	393.45	kW
COP_2	0.69	

Tabla 3.10. Calor disponible del agua y capacidad de enfriamiento.

3.2.2.1.3. Cálculo del flujo del agua helada y flujo de agua de enfriamiento

El cálculo del flujo del agua helada se llevó a cabo con las diferencias de temperaturas entre el agua helada requerida en el proceso del usuario y la temperatura del agua a enfriar; y considerando la capacidad de refrigeración en kW.

$$\dot{Q}_r = \dot{m}_{ah} * C_{p_{ah}} * (T_5 - T_6) [kW]$$

$$\dot{m}_{ah} = \frac{\dot{Q}_r}{C_{p_{ah}} * (T_5 - T_6)}$$

Donde:

Q_r : Capacidad total de enfriamiento, [kW].

\dot{m}_a : Flujo másico de agua helada, [kg/s].

Cp_{ah} : Capacidad térmica del agua helada, [4.186 kJ/kg k].

T_5 : Temperatura de entrada del agua helada, [°C].

T_6 : Temperatura de salida del agua de helada, [°C].

El flujo de la torre de enfriamiento se calculó con base al calor a retirar del sistema de enfriamiento, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$\dot{Q}_{r1} + \dot{Q}_{r2} + \dot{Q}_g + \dot{Q}_a = \dot{m}_{ae} * Cp_{ae} * (T_7 - T_8) [kW]$$

Donde:

Q_{r1} : Capacidad de enfriamiento por los gases de escape del MCI, [kW].

Q_{r2} : Capacidad de enfriamiento del agua de las camisas del MCI, [kW].

\dot{Q}_g : Calor disponible de gases de escape, [kW].

\dot{Q}_a : Calor disponible de las camisas del MCI, [kW].

\dot{m}_{ae} : Flujo másico de agua helada, [kg/s].

Cp_{ae} : Capacidad térmica del agua de enfriamiento, [4.186 kJ/kg k].

T_7 : Temperatura de entrada del agua de enfriamiento, [°C].

T_8 : Temperatura de salida del agua de enfriamiento, [°C].

La temperatura de salida y de entrada del agua de enfriamiento es la de la torre de enfriamiento y fue proporcionada por la empresa.

En la Tabla 3.11 se resume los resultados obtenidos del flujo del agua y temperatura de salida del agua de enfriamiento.

Agua enfriada	chiller propuesto	Unidades
Agua helada temperatura de salida	7	°C
Agua helada de temperatura de entrada	14	°C
Flujo	157.37	m3/h
Presión estática	0.8	MPa
Agua de enfriamiento		
Agua de enfriamiento temperatura de salida	36	°C
Agua de enfriamiento temperatura de entrada	29	°C
Flujo	305.30	m3/h
Presión estática	50	MPa

Tabla 3.11. Cálculo del flujo de agua y temperatura de salida del agua de enfriamiento.

Finalmente, el COP del sistema es la suma de los porcentajes de las capacidades de enfriamiento proporcionadas por las fuentes de calor multiplicadas por los COP correspondientes de acuerdo con la fórmula siguiente.

$$COP \text{ del sistema} = (COP_1 * \%Q_{r1}) + (COP_2 * \%Q_{r2})$$

Donde:

COP_1 : Coeficiente de rendimiento para la refrigeración por parte de los gases de escape del MCI, (1.4).

COP_2 : Coeficiente de rendimiento para la refrigeración por parte del agua de las camisas del MCI, (0.69).

$\%Q_{r1}$: Porcentaje de capacidad de enfriamiento por los gases de escape del MCI.

$\%Q_{r2}$: Porcentaje de capacidad de enfriamiento del agua de las camisas del MCI.

En la tabla siguiente se resume los cálculos realizados.

Gases de combustión	633.88	kW	%Q _{r1} :
COP	1.40		
Capacidad de enfriamiento	887.433556	kW	
Agua caliente	570.21	kW	%Q _{r2}
COP	0.69		
Capacidad de enfriamiento	393.446412	kW	
Capacidad de enfriamiento total	1280.87997	kW	
COP del sistema	1.18191012		

Tabla 3.12. Cálculo del COP del sistema.

3.3. Porcentaje de Energía Libre de Combustible, (%ELC)

Como se mencionó en el Capítulo 1, las centrales de cogeneración pueden ser consideradas como energía limpia en términos de eficiencia estipulados por la CRE, estas deben ser certificadas por una Unidad Acreditada para medir el %ELC.

A continuación, se hace una corrida con valores aproximados en la operación de la central y con base en la RES/1838/2016, disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el Porcentaje de Energía Libre de Combustible, en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica Caso I Ver Anexo III.

La variable F es la energía en el combustible consumido en el sistema para la generación de electricidad y la producción simultánea de calor útil o energía térmica, medida con el poder calorífico inferior, en MWh.

La variable H es la energía térmica o el calor útil producido en el sistema de cogeneración y que es transferido y aprovechado en una zona de consumo, en MWh.

La variable E es la diferencia entre la energía bruta generada menos la energía requerida para usos propios del sistema de cogeneración en MWh.

En la Tabla 3.13 se muestran los parámetros y las variables energéticas para el cálculos del %ELC.

Central de cogeneración		MCI	Unidades
Capacidad instalada		1.35	[MW]
Altura sobre el nivel del mar	ASNM	2,400.00	[m]
Tensión de interconexión	[kV]	23	[kV]
Rendimiento de referencia eléctrica	RefE	44%	[%]
Rendimiento de referencia térmica	RefH	82.00%	[%]
Combustible	F	26,718.00	[MWh/año]
Energía Térmica	H	9,493.54	[MWh/año]
Energía Eléctrica Neta	E	10,689.93	[MWh/año]
Combustible	F	96,184.80	[GJ/año]
Energía Térmica	H	34,176.74	[GJ/año]
Energía Eléctrica Neta	E	38,483.75	[GJ/año]
Eficiencia eléctrica media de una central eléctrica	$\eta_e = E/F$	40.01%	[%]
Eficiencia térmica media de una central eléctrica	$\eta_h = H/F$	35.53%	[%]

Tabla 3.13. Parámetros para el cálculo del %ELC.

La eficiencia del sistema de cogeneración del proyecto en condiciones de operación se estimó de 75.54%, esta eficiencia se ajustó considerando el derrateo del MCI y el COP de 1.1819 en el sistema del chiller de absorción, la eficiencia se obtuvo de al sumar $\eta_e + \eta_h$.

Resultados

Central de cogeneración		MCI	Unidades
Factor de pérdidas	fp	94%	[%]
Rendimiento de referencia eléctrico	$RefE' = RefE * fp$	41.36%	[%]
Combustible en producción de calor	$Fh = H / RefH$	11,577.49	[MWh/año]
Combustible en generación eléctrica	$Fe = F - Fh$	15,140.51	[MWh/año]
Eficiencia atribuible a la generación eléctrica	$EE = E / Fe$	70.60%	[%]
Energía primaria	$EP = H / RefH + E / RefE'$	37,423.54	[MWh/año]
Ahorro de energía primaria	$AEP = EP - F$	10,705.54	[MWh/año]
Ahorro porcentual de energía primaria	$APEP = (EP - F) / EP$	28.61%	[%]
Energía eléctrica generada por convencional	$E_{conv} = Fe * RefE$	6,661.83	[MWh/año]
Energía eléctrica libre de combustible	$E_{lc} = AEP * RefE$	4,710.44	[MWh/año]
Eficiencia de un sistema	$\eta = E_{lc} / E_{conv}$	70.71%	[%]
	$\eta = AEP / FE$	70.71%	[%]

Energía Libre de Combustible	$ELC=AEP*RefE$ [GJ/año]	4710.44	[MWh/año]
Porcentaje de energía libre de combustible	$\%ELC=ELC/E$	44.06%	[%]

Tabla 3.14. Cálculo del %ELC.

El porcentaje de Energía Libre de Combustible es del 44.06% para el sistema de cogeneración propuesto.

Con base en el Acuerdo Núm. A/067/2017, en el numeral 24, los generadores limpios tendrán derecho a recibir un CEL por cada MW-hora multiplicado el porcentaje de Energía Libre de Combustible, se obtuvo lo siguiente.

Generación neta anual	10,155.43	MWh/año
Número de CEL	4474.917792	CEL

Tabla 3.15. Número de CEL.

En el Anexo IV se muestra de manera ilustrativa el cálculo del porcentaje de Energía Libre de Combustible de acuerdo a la RES/1838/2016 Caso I.

Capítulo IV

Evaluación técnica económica

La decisión de instalar un sistema de cogeneración en una industria se basa en estudios de factibilidad técnica y económica, por dicha razón en este capítulo se expone la evaluación económica del proyecto del sistema de cogeneración.

4.1. Evaluación técnica

La evaluación económica del proyecto de cogeneración parte de la evaluación técnica, misma que se realizó en el capítulo 3 para seleccionar la configuración pertinente para la generación eléctrica y aprovechamiento térmico.

El MCI se seleccionó considerando un excedente mínimo de energía eléctrica ya que como primer punto fue satisfacer la demanda eléctrica de la empresa y no la comercialización de la energía eléctrica en el MEM.

A continuación, se muestran en la Tabla 4.1 los valores de generación eléctrica estimados del proyecto, considerando el derrateo del MIC en sitio.

Capacidad ISO	1,308	kW
Capacidad bruta 100% carga	1,245	kW
Usos propios	25	kW
Capacidad neta máxima requerida	1,220	kW
Capacidad media operativa neta	1,080	kW
Factor de planta medio operativo	88.50%	
Horas operación anuales	8,500	horas/año
Factor de disponibilidad	95.00%	
Horas efectivas anuales	8,075	horas/año
Energía generada neta	8,721,000	kWh/año
Energía generada bruta	8,898,980	kWh/año
Total anual neto requerido	9,460,800	kWh/año
Eficiencia eléctrica	40%	
Vida útil	20.00	años

Tabla 4.1 Capacidad de generación del MCI.

4.2. Definiciones para la evaluación económica

Para llevar a cabo la evaluación económica del proyecto de cogeneración es necesario tener en cuenta algunos conceptos de ingeniería económica y los parámetros utilizados en la evaluación que se muestran a continuación.

4.2.1. Valor del dinero en el tiempo

El valor del dinero en el tiempo es un concepto que señala que una cierta cantidad de dinero hoy, no equivalen lo mismo que dentro un cierto periodo de tiempo, las razones son las siguientes:

- La primera es la pérdida del poder adquisitivo del dinero, fenómeno relacionado con la inflación.
- El segundo es la capacidad de generar dinero; si se dispone de un monto de dinero hoy se puede invertir para generar rendimientos y si el monto de dinero se dispone en otro lapso de tiempo se pierde esa inversión que se pudiera ganar.
- El tercer punto se relaciona con el riesgo, es mejor tener asegurado tu dinero hoy y no la promesa de adquirirlo dentro de un año.

4.2.2. Financiamiento

Los proyectos de cogeneración son normalmente financiados por una entidad financiera o por capital propio de la empresa, en otros casos por ambas.

En México existen entidades financieras que promueven proyectos de energía renovable, entre ellos se encuentran Nacional Financiera, (NAFIN) y el Fideicomiso para el Ahorro de Energía, (FIDE).

Aunque existen en diferentes esquemas de financiamiento, para este proyecto se consideró que el sistema de cogeneración se financiara con capital propio.

4.2.3. Interés

El interés económicamente hablando es la cantidad de dinero adicional que hace que dos cantidades de dinero sean equivalentes en el tiempo.

4.2.4. Tasa de interés

La tasa de interés es el valor porcentual que se pacta por el uso del dinero para un periodo de tiempo determinado.

La tasa de interés que se utilizará en la evaluación de este proyecto es del 12%, esta tasa es proporcionada por la empresa y considera el riesgo su giro.

4.2.5. Valor Presente Neto, (VPN)

El valor Presente Neto (VPN) es la diferencia entre el valor presente de las entradas de efectivo y el valor presente de las salidas de efectivo a lo largo de un período de tiempo. El VPN se utiliza en el presupuesto de capital para analizar la rentabilidad de una inversión proyectado y se expresa en la siguiente fórmula.

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

F_t = Son los flujos de dinero en cada periodo t.

I_0 = Es la inversión en el momento inicial(t=0).

n = Es el número de periodos de tiempo.

4.2.6. Paridad

La conversión de divisa considerada en la evaluación económica del proyecto es de 19.5 pesos/USD, valor aproximado del año 2019.

4.2.7. Costo del proyecto

Como parte de la evaluación de proyecto, es indispensable saber el costo el cual pagar por la instalación del sistema de cogeneración. A grandes rasgos este costo se calculó con el índice de 1,600,000 USD/MW, proporcionado por el Ing. José Enrique Morales Sahagún de la empresa IECEL dedicada al mantenimiento y operación de centrales de cogeneración.

Este índice considera los costos relacionados con el MCI, el chiller de absorción, sistemas auxiliares, sistemas complementarios, obra civil, obra mecánica, obra eléctrica y puesta en marcha.

Para el proyecto expuesto en el capítulo anterior se estima un costo de \$2,092,800.00 USD.

4.2.8. Facturación eléctrica

Para comparar los costos de energía eléctrica con y sin proyecto, se recurrió a la tarifa de CFE. Se estimó la facturación de energía eléctrica de la empresa, tomando como base

la tarifa Gran Demanda Media Tensión Horaria y el mes de octubre de 2019, la memoria del cálculo de la facturación eléctrica se muestra en el Anexo V.

El costo anual de la facturación eléctrica se estimó en 26,980,834.30 pesos al año y considerando una paridad de 19.5 pesos/USD el costo en USD es de 1,383,632.53 al año. En otras palabras, el costo de la energía eléctrica es de 2.31 \$/kWh. El costo de energía eléctrica es considera la energía eléctrica consumida por el usuario sin el proyecto de cogeneración, es decir la energía eléctrica consumida por sus cargas incluyendo el chiller eléctrico.

4.2.9. Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento son gastos asociados con las actividades para la conservación en buen estado el sistema de cogeneración y su funcionamiento durante su vida útil.

La estimación propuesta para el costo de mantenimiento del sistema de cogeneración es de un rango aproximado de 25-35 USD/hora en equipos de combustión interna para generación eléctrica, proporcionado por la empresa IECEL.

Para este proyecto se estima un costo de 249,660.00 USD al año, que representa 4,868,370.00 pesos al año, en donde se considera una paridad de 19.5 pesos/USD.

4.2.10. Consumibles

De acuerdo con García Santiago, 2008, “Cogeneración, Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas”, los consumibles son los elementos que pierden sus cualidades con el uso y que han de ser reemplazados después de un número determinado de horas de servicio. Generalmente los elementos consumibles más habituales en centrales de cogeneración son:

- Filtros
- Lubricantes de todo tipo
- Adhesivos de diferentes tipos
- Discos de ruptura
- Material de limpieza

Este concepto se suele incluir en operación y mantenimiento, pero en este caso se considerará por separado en la evaluación económica del proyecto.

El costo sugerido por IECEL en consumibles es de 2,400,000 pesos/año equivalente a 123,076.92 USD/año considerando una paridad de 19.5 pesos/USD.

4.2.11. Costo de combustible

El combustible más utilizado en la cogeneración es el gas natural por su bajo costo, el gas natural es un compuesto a base de metano en su mayoría y otros gases como el etano, propano, butano, pentano y bióxido de carbono; así como otros elementos como helio y nitrógeno.

El precio de combustible nivelado para el gas natural de 0.004297 USD/MJ, extraído del COPAR año 2015, se usó como referencia para el cálculo del costo anual del combustible consumido por el sistema de cogeneración.

En la Tabla 4.2 se muestra el cálculo del costo anual del combustible usando como parámetro un poder calorífico inferior de 34,800 kJ/Nm³ para el gas natural, basado en la información proporcionada por la empresa Consultoría y Gestoría Energética.

Paridad	19.5	pesos/USD
Combustible		
Potencia suministrada	3,050.78	kW
Poder Calorífico Inferior	34,800.00	kJ/Nm ³
Consumo de gas natural	0.08766	Nm ³ /s
Consumo de combustible anual	23.65	GWh/año
	85,147,200.00	MJ/año
Precio de combustible nivelado (COPAR)	0.004297	USD/MJ
Costo de combustible	365,877.52	USD/año
Costo de combustible	7,134,611.61	peso/año

Tabla 4.2 Costo anual del combustible

4.2.12. Costos por CEL

El precio del CEL es variable por estar en función del Mercado Eléctrico Mayorista, (MEM), sin embargo, en el ámbito energético se habla de un precio entre el rango de 15-20 USD/CEL, para fines prácticos en la evaluación del proyecto de cogeneración, se consideró un precio medio de CEL 17 USD/CEL.

El costo del CEL se calculó con la diferencia del número de CEL generados menos el número de CEL a cumplir por su centro de carga que como resultado da los CEL disponibles para comercializar, Tabla 4.3.

Porcentaje de energía libre de combustible	44%	[%]
Generación neta anual	8,721.00	MWh/año
Número de CEL	3,842.85	CEL
Total anual neto requerido	9,460.80	MWh/año
Porcentaje de cumplimiento para 2019	5.8%	%
Número de CEL para cumplir	548.73	CEL
CEL para comercializar	3,294.12	CEL

Tabla 4.3 Número de CEL para comercializar

Posteriormente se consideró un precio promedio del CEL de 17 USD/CEL, para ser multiplicado por los CEL para comercializar, resultando un costo de 56,000.02 USD al año, Tabla 4.4.

Precio medio del CEL	17.00	USD/CEL
Costo del CEL para comercializar	56,000.02	USD

Tabla 4.4 Costo del CEL para comercializar

Con una paridad de 19.5 pesos/USD se obtuvo 1,092,000.32 pesos al año.

4.2.13. Otros costos asociados al proyecto

Otros costos asociados al inicio del proyecto de cogeneración que se consideraron son los mostrados en la Tabla 4.5.

Permiso de generación	\$ 5,450.37	USD
Interconexión	\$ 15,024.11	USD
Estimado de infraestructura de interconexión	\$ 300,000.00	USD
Total	\$ 319,949.49	USD

Tabla 4.5 Otros costos del proyecto

Los valores mostrados en la Tabla 4.4 son estimaciones con base en datos de la empresa Consultoría y Gestoría Energética, S.A. de C.V. para este tipo de proyectos.

4.2.14. Inversión

La inversión corresponde al conjunto total de costos necesarios para emprender el proyecto con la finalidad de obtener los beneficios económicos que se generen.

El total de la inversión al inicio del proyecto se consideraron los costos del proyecto más otros costos asociados, el total de inversión estimada es de 47,048,615.06 pesos equivalente a 2,412,749.49 USD al considerar una paridad de 19.5 pesos/USD.

4.3. Evaluación económica del proyecto de cogeneración

La evaluación económica es una manera de medir la viabilidad de un proyecto, en esta sección se evalúa la factibilidad del proyecto propuesto en el capítulo anterior.

La evaluación económica se realizó analizando los costos antes de la cogeneración y después con el proyecto de cogeneración para hacer un comparativo y obtener los beneficios.

En la evaluación económica se consideraron los flujos de efectivo antes de impuestos y el análisis se consideró en moneda corriente.

Costo actual

El análisis del costo actual se consideró la facturación eléctrica de la empresa, costo de operación y mantenimiento del chiller eléctrico tipo tornillo, y el costo del agua cruda y tratada empleada en el proceso, Tabla 4.6.

IMPORTES ANUALES

	PESOS/AÑO	USD/AÑOS
Energía eléctrica red	26,980,834.30	1,383,632.53
Mantenimiento del chiller eléctrico	140,400.00	7,200.00
Agua cruda y tratada	3,250.00	166.67
Personal	936,000.00	48,000.00

Tabla 4.6 Resumen de costos sin cogeneración

Costo futuro

Adicionalmente, se calcularon los costos futuros, es decir los costos incurridos por la operación del sistema de cogeneración, en este cálculo se tomó en cuenta el costo del combustible que será suministrado al MCI, el costo de mantenimiento y operación del sistema de cogeneración, el costo de agua cruda y tratada, costo de los consumibles de la central y el costo por CEL, Tabla 4.7.

	PESOS/AÑO	USD/AÑO
ENERGÍA ELÉCTRICA RED	0.00	0.00
COMBUSTIBLE generación	7,134,611.61	365,877.52
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	4,972,500.00	255,000.00
AGUA CRUDA Y TRATADA	3,250.00	166.67
CONSUMIBLES	2,400,000.00	123,076.92
CEL	1,092,000.32	56,000.02

Tabla 4.7 Resumen de costos con cogeneración

A partir de lo anterior se realizó la comparación para obtener los beneficios con la tabla siguiente, Tabla 4.8.

	ACTUAL	USD/AÑO FUTURO	BENEFICIO
ENERGÍA ELÉCTRICA	1,383,632.53	0.00	1,383,632.53
COMBUSTIBLE GENERACIÓN	0.00	365,877.52	-365,877.52
MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	55,200.00	255,000.00	-199,800.00
AGUA CRUDA Y TRATADA	166.67	166.67	0.00
CONSUMIBLES	0.00	123,076.92	-123,076.92
CEL	0.00	56,000.02	56,000.02
TOTAL ANUAL	1,438,999.19	744,121.11	750,878.10

Tabla 4.8 Comparación de costos.

4.2.1. Flujos de efectivos

En el cálculo de los flujos de efectivo se tomaron en cuenta los incrementos de acuerdo al ejemplo mostrado en la evaluación económica sobre un sistema de cogeneración del COPAR del año 2015. A continuación, se muestran las entradas y salidas estimadas de dinero en USD, antes de impuestos, sin el proyecto de cogeneración, Tabla 4.9.

Año	Sin cogeneración			
	Incremento	Energía eléctrica	Incremento	O & M
0				
1	1.19%	\$ 1,383,632.53	2%	\$ 55,200.00
2	1.19%	\$ 1,400,097.76	2%	\$ 56,304.00
3	1.19%	\$ 1,416,758.92	2%	\$ 57,430.08
4	1.19%	\$ 1,433,618.35	2%	\$ 58,578.68
5	1.19%	\$ 1,450,678.41	2%	\$ 59,750.26
6	1.19%	\$ 1,467,941.48	2%	\$ 60,945.26
7	1.19%	\$ 1,485,409.98	2%	\$ 62,164.17
8	1.19%	\$ 1,503,086.36	2%	\$ 63,407.45
9	1.19%	\$ 1,520,973.09	2%	\$ 64,675.60
10	1.19%	\$ 1,539,072.67	2%	\$ 65,969.11
11	1.19%	\$ 1,557,387.64	2%	\$ 67,288.49
12	1.19%	\$ 1,575,920.55	2%	\$ 68,634.26
13	1.19%	\$ 1,594,674.00	2%	\$ 70,006.95
14	1.19%	\$ 1,613,650.62	2%	\$ 71,407.09
15	1.19%	\$ 1,632,853.07	2%	\$ 72,835.23
16	1.19%	\$ 1,652,284.02	2%	\$ 74,291.93
17	1.19%	\$ 1,671,946.20	2%	\$ 75,777.77
18	1.19%	\$ 1,691,842.36	2%	\$ 77,293.33
19	1.19%	\$ 1,711,975.28	2%	\$ 78,839.19
20	1.19%	\$ 1,732,347.79	2%	\$ 80,415.98

Tabla 4.9 Flujo de efectivo sin cogeneración.

Los siguientes flujos de efectivos son los estimados con los costos anuales que intervienen en la operación del proyecto de cogeneración, asimismo, se consideraron los CEL generados si el proyecto decide medir el %ELC ante una Unidad Acreditada, Tabla 4.10.

Año	Con cogeneración							
	Incremento	Costo de combustible	Incremento	O & M	Incremento	Consumibles	Incremento	CEL
0								
1	1.97%	\$ 365,877.52	4.00%	\$255,000.00	1.20%	\$ 123,076.92	1.2%	\$ 56,000.02
2	1.97%	\$ 373,085.31	4.00%	\$265,200.00	1.20%	\$ 124,553.85	1.2%	\$ 56,672.02
3	1.97%	\$ 380,435.09	4.00%	\$275,808.00	1.20%	\$ 126,048.49	1.2%	\$ 57,352.08
4	1.97%	\$ 387,929.66	4.00%	\$286,840.32	1.20%	\$ 127,561.07	1.2%	\$ 58,040.31
5	1.97%	\$ 395,571.87	4.00%	\$298,313.93	1.20%	\$ 129,091.81	1.2%	\$ 58,736.79
6	1.97%	\$ 403,364.64	4.00%	\$310,246.49	1.20%	\$ 130,640.91	1.2%	\$ 59,441.63
7	1.97%	\$ 411,310.92	4.00%	\$322,656.35	1.20%	\$ 132,208.60	1.2%	\$ 60,154.93
8	1.97%	\$ 419,413.75	4.00%	\$335,562.60	1.20%	\$ 133,795.10	1.2%	\$ 60,876.79
9	1.97%	\$ 427,676.20	4.00%	\$348,985.11	1.20%	\$ 135,400.64	1.2%	\$ 61,607.31
10	1.97%	\$ 436,101.42	4.00%	\$362,944.51	1.20%	\$ 137,025.45	1.2%	\$ 62,346.60
11	1.97%	\$ 444,692.62	4.00%	\$377,462.29	1.20%	\$ 138,669.76	1.2%	\$ 63,094.76
12	1.97%	\$ 453,453.06	4.00%	\$392,560.78	1.20%	\$ 140,333.79	1.2%	\$ 63,851.90
13	1.97%	\$ 462,386.09	4.00%	\$408,263.22	1.20%	\$ 142,017.80	1.2%	\$ 64,618.12
14	1.97%	\$ 471,495.09	4.00%	\$424,593.74	1.20%	\$ 143,722.01	1.2%	\$ 65,393.54
15	1.97%	\$ 480,783.54	4.00%	\$441,577.49	1.20%	\$ 145,446.68	1.2%	\$ 66,178.26
16	1.97%	\$ 490,254.98	4.00%	\$459,240.59	1.20%	\$ 147,192.04	1.2%	\$ 66,972.40
17	1.97%	\$ 499,913.00	4.00%	\$477,610.22	1.20%	\$ 148,958.34	1.2%	\$ 67,776.07
18	1.97%	\$ 509,761.29	4.00%	\$496,714.63	1.20%	\$ 150,745.84	1.2%	\$ 68,589.38
19	1.97%	\$ 519,803.59	4.00%	\$516,583.21	1.20%	\$ 152,554.79	1.2%	\$ 69,412.45
20	1.97%	\$ 530,043.72	4.00%	\$537,246.54	1.20%	\$ 154,385.45	1.2%	\$ 70,245.40

Tabla 4.10 Flujo de efectivo con cogeneración.

Los beneficios anuales se calcularon haciendo la comparación entre los flujos de efectivos con proyecto y sin proyecto, correspondiente a su año. En seguida se determina el flujo de efectivo de los ahorros netos y la inversión, Tabla 4.11.

año	Inversión	Ahorros	Flujo de efectivo
0	\$ 2,412,749.49	\$ -	-\$ 2,412,749.49
1	\$ -	\$ 750,878.10	\$ 750,878.10
2	\$ -	\$ 750,234.62	\$ 750,234.62
3	\$ -	\$ 749,249.50	\$ 749,249.50
4	\$ -	\$ 747,906.29	\$ 747,906.29
5	\$ -	\$ 746,187.84	\$ 746,187.84
6	\$ -	\$ 744,076.34	\$ 744,076.34
7	\$ -	\$ 741,553.21	\$ 741,553.21
8	\$ -	\$ 738,599.15	\$ 738,599.15
9	\$ -	\$ 735,194.05	\$ 735,194.05
10	\$ -	\$ 731,317.00	\$ 731,317.00
11	\$ -	\$ 726,946.22	\$ 726,946.22
12	\$ -	\$ 722,059.07	\$ 722,059.07
13	\$ -	\$ 716,631.97	\$ 716,631.97

14	\$	-	\$ 710,640.40	\$ 710,640.40
15	\$	-	\$ 704,058.84	\$ 704,058.84
16	\$	-	\$ 696,860.73	\$ 696,860.73
17	\$	-	\$ 689,018.47	\$ 689,018.47
18	\$	-	\$ 680,503.30	\$ 680,503.30
19	\$	-	\$ 671,285.33	\$ 671,285.33
20	\$	-	\$ 661,333.46	\$ 661,333.46

Tabla 4.11 Flujo de efectivo de la inversión y el ahorro

4.2.2. Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno

En este apartado se calculó el valor presente neto del proyecto considerando el 12% de interés obteniendo un VPN de 3,080,683.70 USD.

La TIR se calculó con la fórmula de Excel =TIR(Tasa, Flujos de efectivo), obteniendo una TIR de 31%, en el Anexo VI se muestran las gráficas del VPN y TIR, Tabla 4.12.

año	deflactor	Valor presente neto de los ahorros	Valor presente acumulado	TIR
0	1	-\$ 2,412,749.49	-\$ 2,412,749.49	
1	0.892857143	\$ 670,426.88	-\$ 1,742,322.61	-69%
2	0.797193878	\$ 598,082.45	-\$ 1,144,240.17	-27%
3	0.711780248	\$ 533,301.00	-\$ 610,939.17	-3%
4	0.635518078	\$ 475,307.97	-\$ 135,631.21	9%
5	0.567426856	\$ 423,407.02	\$ 287,775.81	17%
6	0.506631121	\$ 376,972.23	\$ 664,748.04	21%
7	0.452349215	\$ 335,441.01	\$ 1,000,189.06	24%
8	0.403883228	\$ 298,307.81	\$ 1,298,496.86	26%
9	0.360610025	\$ 265,118.35	\$ 1,563,615.21	28%
10	0.321973237	\$ 235,464.50	\$ 1,799,079.71	28%
11	0.287476104	\$ 208,979.67	\$ 2,008,059.38	29%
12	0.256675093	\$ 185,334.58	\$ 2,193,393.96	30%
13	0.22917419	\$ 164,233.55	\$ 2,357,627.51	30%
14	0.204619813	\$ 145,411.10	\$ 2,503,038.61	30%
15	0.182696261	\$ 128,628.92	\$ 2,631,667.53	30%
16	0.163121662	\$ 113,673.08	\$ 2,745,340.61	30%
17	0.145644341	\$ 100,351.64	\$ 2,845,692.25	31%
18	0.13003959	\$ 88,492.37	\$ 2,934,184.62	31%
19	0.116106777	\$ 77,940.78	\$ 3,012,125.40	31%
20	0.103666765	\$ 68,558.30	\$ 3,080,683.70	31%

Tabla 4.12 Indicadores de rentabilidad

El retorno de la inversión se estima entre el año 4 y 5 de la vida útil del proyecto y la relación costo beneficio se calculó con el VPN de los ahorros entre la inversión, resultando de 2.28.

Conclusiones

En conclusión, con base en los requerimientos térmicos del proyecto, La selección de las tecnologías involucradas en el sistema de cogeneración resultó en un Motor de Combustión Interna, (MCI), de 1,308 kW en condiciones ISO marca Guascor y un chiller de absorción para satisfacer la carga térmica base de 350 TR marca Broad X Non-electric chiller de dos etapas para el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape y el agua caliente de las camisas del MCI, para la refrigeración de agua de 14 °C a 7 °C.

Se concluyo que en los proyectos de cogeneración con aprovechamiento térmico mediante un chiller de absorción son candidatas para la medición del %ELC y beneficiarse de los instrumentos regulatorios llamados CEL por su alta eficiencia.

Cabe aclarar que el COP de un chiller de absorción es menor en comparación de un chiller eléctrico, sin embargo, desde el punto de eficiencia energética, los chillers de absorción contemplados dentro de los sistemas de cogeneración pueden resultar más eficiente por el aprovechamiento térmico residual.

La eficiencia eléctrica del sistema de cogeneración propuesto se estimó del 40.01% y la eficiencia térmica del 35.53%, la eficiencia total del sistema es del 75.54% en condiciones de operación.

Se calculó que el sistema de cogeneración propuesto tiene un porcentaje del 44% de Energía Libre de Combustible equivalente 3,294.12 CEL al año para comercializar en el MEM, en términos monetarios es 56,000.02 USD al año, este valor puede variar ya que el MEM es un mercado cambiante.

El costo unitario de la energía eléctrica facturada es 0.119 USD/kWh, y el costo que se estima al generar energía eléctrica en abasto aislado con el MCI es de 0.0725 USD/kWh, lo que representa un margen de ahorro del 39.1%.

Adicionalmente se señala que los CEL incentivan la inversión de sistemas de cogeneración ayudando un poco en la rentabilidad de los proyectos de cogeneración, sin embargo, la regulación desde la apertura del MEM, pone barreras en los trámites eléctricos y en los tiempos cuestión que frena la inversión en proyectos pequeños de cogeneración.

Al realizar la evaluación económica de este proyecto, la relación costo/beneficio se calculó de 2.28, dado que el valor es mayor a uno, este índice de rentabilidad corrobora la factibilidad del proyecto. En el análisis económico se consideró una vida útil del proyecto de 20 años y se obtuvo que el retorno de inversión era entre el año 4 y 5 de la vida útil del proyecto.

También se concluye de la evaluación económica que, el proyecto de cogeneración es rentable, los indicadores del VPN de 3,080,683.70 USD y una TIR de 31%. Cabe señalar que en la evaluación económica se realizó antes de impuestos y en moneda corriente, ya

que se consideró que el proyecto es financiado por capital de la empresa y los beneficios son de ahorro de energía eléctrica, no de comercialización de la energía eléctrica.

En México, la cogeneración en conjunto con los chiller de absorción tiene un amplio nicho de aplicaciones para que se desarrollen proyectos de eficiencia energética, no obstante, la regulación energética debe centrarse en no poner barreras que frenen este tipo de proyectos.

Referencias

1. Cengel Yunus, (2009), Termodinámica, Ciudad de México, (6ta. Ed.), México, Mc Graw Hill.
2. Cuevas Jesús, (1987), Cogeneración Industrial en México, Producción de electricidad, México, UNAM.
3. ASHRAE, (2018), Handbook-Refrigeration, Absorption Equipment, Chapter 18,
4. Noriega Giral Luis E., Turbina de gas para plantas termoeléctricas, Apuntes de Plantas Termoeléctricas.
5. Avendaño Eduardo, (2019), Presentación Cogeneración y refrigeración por absorción, México.
6. Dirección de Desarrollo Aplicaciones Distribución, Gas Natural SDG, S.A., (1999), Manual de producción de frío por absorción a gas natural.
7. Hernández Goribar, Eduardo, (2018), Fundamentos de aire acondicionado y refrigeración, México, Limusa.
8. García Garrido, Santiago, (2008), Cogeneración: Diseño, Operación y Mantenimiento de plantas, España, Diaz de Santos.
9. IBERDROLA MÉXICO, (2017), La eficiencia como driver en el diseño de Proyectos de Cogeneración, México.
10. Morales C. Carlos, (2014), Finanzas del proyecto Introducción a las Matemáticas Financieras, Medellin Colombia.
11. Morles José E., (2013), Tesis La cogeneración en el sector industrial en México: Obstáculos y perspectivas, Programa de Maestría UNAM.
12. De Jesus José, (2004), Tesis, Proyecto de cogeneración con producción de agua helada para acondicionamiento de aire. Merida Yucatan. Facultad de Ingeniería UNAM
13. López J. Miguel, (2017), Informe de actividades profesionales, Medir y analizar variables en sistemas de cogeneración, México.

14. Subdirección de Programación Coordinación de Evaluación, CFE, (2015), COPAR, México.
15. Broad X Non- Electric Chiller, (2011), Model Selection & Manual, (2da. Ed.), China.
16. Carrier, SANYO, Enfriadoras de absorción de simple efecto y calentamiento por agua caliente.
17. Hugo F. Zúñiga, (2019), Análisis termodinámico de un chiller de absorción de 1 y 2 etapas de una planta de cogeneración, Fuente: https://www.redalyc.org/jatsRepo/5055/505557450003/html/index.html#redalyc_505557450003_ref2, consultado el 15 junio de 2019.
18. Thermax, Cogenie & ProChill, Hot Water Driven Vapor Absorption Machine.
19. Agencia de Sostenibilidad Energética, Cogeneración. Fuente: <https://www.cogeneracioneficiente.cl/evaluacion-de-proyectos/>, consultado el 9 de abril de 2019.
20. CENACE, Sistema de Información del Mercado. Área Pública. Fuente: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ReglasMercado.aspx>, consultado el 2 de abril de 2019.
21. MEEE Mechanical Electrical Electronics Engineers, What are Absorption Chillers and how they work? Fuente: <https://www.meee-services.com/what-are-absorption-chillers-and-how-they-work/>, consultado el 9 de abril de 2019.
22. Trane, Absorption liquid chillers. Fuente: <http://www.trane.com/commercial/latin-america/cl/es/products-systems/equipment/chillers/absorption-liquid-chillers.html>, consultado el 12 agosto 2019.
23. Kromschroeder, S.A. - Enfriadoras-refrigeradoras de agua. Fuente: <https://www.interempresas.net/Agua/FeriaVirtual/Producto-Enfriadoras-por-absorcion-de-BrLi-de-simple-efecto-162763.html>, consultado el 15 agosto 2019.
24. Renovetec, La caldera de recuperación, (HRSG). Fuente: <http://www.cicloscombinados.com/hrsg.html>, consultado el 26 de octubre 2019.

25. Naturgy, Intercambiador de calor tipos y cómo usarlos en sist. de recuperación de energía, Fuente: <https://www.empresaeiciente.com/blog/intercambiador-de-calor-tipos-y-como-usarlos-en-sistemas-de-recuperacion-de-energia/>, consultado el 18 de octubre de 2019.

Anexos

Anexo I. Catálogo de Motores de Combustión Interna de Guascor

Gas

Speed	1,200/1,500/1,800 rpm
Generator frequency	50/60 Hz
Applicable gas types ²⁾	Natural gas, biogas, landfill gas, sewage gas, flare gas, other special gases
Minimum methane number ³⁾	75

Engine Parameters	English Units	Metric Units	HGM 240			HGM560		
			1,500	1,800	1,200	1,500	1,800	
Speed	rpm		11.8 : 1			11.9 : 1		
Engine power ⁴⁾	bhp	kW	607 (520)	697 (507)	1,395 (1,040)	1,663 (1,240)	1,810 (1,350)	
Cylinder arrangement			In Line 5			V16		
Mean effective pressure	psi	bar	262 (17.7)	210 (14.5)	268 (18.5)	266 (17.6)	232 (16.0)	
Bore	inch	mm	5.98 (152)	5.98 (152)	6.30 (160)	6.30 (160)	6.30 (160)	
Stroke	inch	mm	6.50 (165)	6.50 (165)	6.80 (175)	6.80 (175)	6.80 (175)	
Displacement	cu in	litres	1,460 (24.0)	1,460 (24.0)	3,436 (56.2)	3,436 (56.2)	3,436 (56.2)	
Mean piston speed	ft/s	m/s	325 (8.0)	330 (8.4)	276 (7.0)	344 (8.7)	413 (10.5)	
Compression ratio			11.8 : 1			11.9 : 1		
Combustion air mass flow ²⁾	lbs/hr	kg/h	4,828 (2,190)	5,736 (2,602)	11,026 (5,001)	13,170 (6,013)	14,233 (6,456)	
Packaged ventilation air flow ⁵⁾	scfm	m ³ /h	21,424 (30,400)	21,424 (30,400)	42,849 (72,800)	51,089 (86,800)	55,621 (94,500)	
Engine coolant capacity ⁷⁾	gal	litres	21 (80)	21 (80)	69 (260)	69 (260)	69 (260)	
Lube oil capacity ⁸⁾	gal	litres	45 (170)	45 (170)	106 (400)	106 (400)	106 (400)	
Lube oil consumption ⁹⁾	lbs/hkwhr	g/kWh	0.00058 (0.25)	0.00058 (0.25)	0.00033 (0.20)	0.00033 (0.20)	0.00033 (0.20)	
Energy Balance								
Generator efficiency ⁶⁾	%	%	96.6	98.0	96.8	97.7	96.9	
Electrical power ^{6,7)}	kW	kW	500	500	1,007	1,204	1,308	
Jacket (HT) water heat	Btu x 1,000/hr	kW	850.2 (249)	713.5 (209)	1,724.3 (505)	2,134.0 (625)	2,045.2 (599)	
Oil (HT) cooler water heat	Btu x 1,000/hr	kW	-	-	392.7 (115)	461.4 (136)	491.7 (144)	
Intercooler (LT) water heat	Btu x 1,000/hr	kW	280.0 (82)	244.0 (71)	104.6 (31)	276.6 (81)	273.2 (80)	
Exhaust heat - cooled to 120 °C	Btu x 1,000/hr	kW	846.6 (248)	1,038.7 (303)	1,635.5 (479)	1,990.6 (583)	2,151.3 (625)	
Engine radiation heat	Btu x 1,000/hr	kW	96.6 (28)	136.6 (40)	218.5 (64)	227.9 (66)	280.0 (82)	
Generator radiation heat	Btu x 1,000/hr	kW	60.4 (18)	60.4 (18)	113.6 (33)	122.8 (36)	142.0 (42)	
Fuel consumption	Btu x 1,000/hr	kW	1,083.6 (319.2)	1,319.2 (386.5)	2,262.7 (667.7)	2,922.0 (862.2)	3,087.9 (907.1)	
Mechanical efficiency	%	%	43.5	41.1	43.0	47.4	42.0	
Electrical efficiency	%	%	42.0	39.7	41.7	41.2	40.7	
Thermal efficiency	%	%	18.4	19.2	13.1	14.1	14.6	
Total efficiency	%	%	30.4	33.0	24.7	25.2	25.4	
System Parameters								
Jacket (HT) water temperature max.	°F	°C	194 (90)	194 (90)	194 (90)	194 (90)	194 (90)	
Jacket (HT) water flow rate min.	gpm	L/hr	198 (64)	198 (64)	242 (80)	308 (100)	352 (110)	
Intercooler stages			Single			Double		
Intercooler (LT) coolant temperature max.	°F	°C	131 (55)	131 (55)	131 (55)	131 (55)	131 (55)	
Intercooler (LT) coolant flow rate min.	gpm	L/hr	97(112)	22(30)	97(132)	22(30)	53(132)	97(132)
Exhaust manifold type			Dry			Dry		
Exhaust temperature	°F	°C	660 (400)	601 (400)	760 (400)	766 (400)	603 (400)	
Exhaust mass flow wet	lbs/hr	kg/h	5,027 (2,280)	5,941 (2,695)	11,416 (5,178)	13,955 (6,330)	14,753 (6,692)	
Exhaust backpressure max.	psi	mbar	0.65 (45)	0.65 (45)	0.65 (45)	0.65 (45)	0.65 (45)	
Maximum pressure loss in front of air cleaner	psi	mbar	0.073 (5)	0.073 (5)	0.073 (5)	0.073 (5)	0.073 (5)	
Fuel pressure range	psi	mbar	0.73 - 3.45 (50 - 240)			0.73 - 3.48 (50 - 240)		
Starter battery 2x12 V, capacity required	Ampere-hour		280			280		
Emissions								
NOx	g/bhp-hr		< 1.1	< 1	< 2	< 1.1	< 2	
CO	g/kWh-hr		< 2.2	< 2.2	< 2.2	< 2.2	< 2.2	
THC (in C1 base)	g/bhp-hr		< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5	
NMHC (in C1 base)	g/bhp-hr		< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7	< 0.7	

1) For other MW consult Dresser-Rand.

2) Engine performance data acc. to ISO 3046/1 (11M/34/40) K (rev. 0) 0.001 Bu.

3) For performance on alternate gases consult the engineering team.

4) Averages intake air flow at delta T = 80° including combustion air.

5) Not including dips and host overings.

6) Mean lube oil consumption between maintenance stops.

7) At 100 Hz, U = 0.44 kV, power factor = 1.

8) At 50 Hz, U = 0.4 kV, power factor = 1.

9) With a tolerance of ± 5%.

10) Lower emission engines are available, consult Dresser-Rand for performance data.

11) Heat included with the jacket water heat.

Data is for continuous rating, sea level, and at an ambient temperature of 17°C (63°F).

Data for special gas or dual gas operation available on request.

The values given in this data sheet are for information purposes only and not binding.

Anexo II. Catálogo de chiller de absorción marca BROAD X Absorption Chiller



BROAD CENTRAL AIR CONDITIONING & WATER DISTRIBUTION SYSTEM

BROAD XII NON-ELECTRIC CHILLER

MODEL SELECTION & DESIGN MANUAL



Function

Cooling, heating, hot water (separately or simultaneously)

Application

- Provide chilled/heating water for central air conditioning system
- Produce chilled water over 5°C and heating water below 95°C

Cooling capacity

239~11,630kW
(69~3,307RT)

Energy sources

- Natural gas, town gas, biogas
- Gas/oil dual fuel, gas & waste heat hybrid (multi-energy)
- Waste heat from power generation industrial waste streams (steam, hot water, exhaust, etc.)

2017.11 EN

packaged waste heat chiller/heater (multi-energy chiller/heater)
 Performance data and price (1) gas (oil) and waste heat hybrid (multi-energy chiller)

(pump set, cooling tower, machine room's data and price as the same as DFA)

code	model	available heat			chilled w.		heating water		hot water		cooling W.	
		cooling	heating	hot water	flowrate	pressure drop						
		kW	kW	kW	m ³ /h	kPa						
packaged exhaust direct fired chiller B7F exhaust 500°C gas oil	20	233	179	80	28.5	30	15.3	20	3.4	20	48.8	50
	50	582	449	200	71.3	30	38.5	20	8.6	20	122	50
	75	872	672	300	107	30	57.6	20	12.9	20	183	50
	100	1163	897	400	142	30	76.9	20	17.1	20	244	50
	125	1454	1121	500	178	30	96.1	20	21.4	20	305	50
	150	1745	1349	600	214	40	116	20	25.7	20	366	50
	200	2326	1791	800	285	40	154	30	34.3	30	488	50
	250	2908	2245	1000	356	50	192	30	42.9	30	610	60
	300	3489	2687	1200	427	50	230	40	51.4	40	733	60
	400	4652	3582	1600	570	50	307	40	68.6	40	977	60
	500	5815	4489	/	712	60	385	50	/	/	1221	70
	600	6978	5385	/	854	60	462	50	/	/	1465	70
	800	9304	7176	/	1139	60	615	60	/	/	1953	70
1000	11630	8967	/	1429	60	769	60	/	/	2442	70	
hot W. + exhaust chiller B7F exhaust 500°C hot W.98°C	20	233	136	80	28.5	30	11.6	15	3.4	20	48.8	50
	50	582	341	200	71.3	30	29.3	15	8.6	20	122	50
	75	872	511	300	107	30	43.8	15	12.9	20	183	50
	100	1163	682	400	142	30	58.4	15	17.1	20	244	50
	125	1454	852	500	178	30	73.0	15	21.4	20	305	50
	150	1745	1025	600	214	40	88.2	15	25.7	20	366	50
	200	2326	1361	800	285	40	117	25	34.3	30	488	50
	250	2908	1706	1000	356	50	146	25	42.9	30	610	60
	300	3489	2042	1200	427	50	175	35	51.4	40	733	60
	400	4652	2722	1600	570	50	233	35	68.6	40	977	60
	500	5815	3412	/	712	60	293	45	/	/	1221	70
	600	6978	4093	/	854	60	351	45	/	/	1465	70
	800	9304	5454	/	1139	60	467	55	/	/	1953	70
1000	11630	6815	/	1429	60	584	55	/	/	2442	70	
packaged hot W. + exhaust direct fired chiller B7FIF exhaust 500°C hot W.98°C	20	233	179	80	28.5	30	15.3	20	3.4	20	48.8	50
	50	582	449	200	71.3	30	38.5	20	8.6	20	122	50
	75	872	672	300	107	30	57.6	20	12.9	20	183	50
	100	1163	897	400	142	30	76.9	20	17.1	20	244	50
	125	1454	1121	500	178	30	96.1	20	21.4	20	305	50
	150	1745	1349	600	214	40	116	20	25.7	20	366	50
	200	2326	1791	800	285	40	154	30	34.3	30	488	50
	250	2908	2245	1000	356	50	192	30	42.9	30	610	60
	300	3489	2687	1200	427	50	230	40	51.4	40	733	60
	400	4652	3582	1600	570	50	307	40	68.6	40	977	60
	500	5815	4489	/	712	60	385	50	/	/	1221	70
	600	6978	5385	/	854	60	462	50	/	/	1465	70
	800	9304	7176	/	1139	60	615	60	/	/	1953	70
1000	11630	8967	/	1429	60	769	60	/	/	2442	70	

code	model	energy consumption								power demand kW	operation weight t	price Euro/1,000
		cooling			heating		hot water					
		NG m ³ /h	exhaust kg/h	hot W. m ³ /h	NG m ³ /h	exhaust kg/h	NG m ³ /h	exhaust kg/h	hot water m ³ /h			
packaged exhaust direct fired chiller BZE exhaust 500°C gas oil	20	17.1	436	/	19.4	436	8.8	436	3.6	5.8	120	
	50	42.8	1090	/	48.5	1090	22.1	1090	9.5	10.8	250	
	75	64.1	1635	/	72.6	1635	33.0	1635	9.8	13.8	310	
	100	85.5	2180	/	97.0	2180	44.0	2180	15.3	17.8	360	
	125	107	2724	/	121	2724	55.0	2724	15.3	21.3	410	
	150	128	3269	/	146	3269	66.2	3269	17.1	23.9	450	
	200	171	4359	/	194	4359	88.0	4359	24.2	32.0	541	
	250	214	5207	/	243	5207	110	5207	24.2	38.4	625	
	300	257	6248	/	290	6248	132	6248	30.7	44.0	730	
	400	342	8331	/	387	8331	176	8331	36.2	54.1	875	
	500	428	10414	/	485	10414	/	/	46.9	68.6	1030	
	600	513	12496	/	582	12496	/	/	58.7	82.0	1160	
800	684	16662	/	776	16662	/	/	71.9	104	1455		
1000	855	20827	/	970	20827	/	/	93.3	122	1730		
hot W. + exhaust chiller BHE exhaust 500°C hot W.98°C	20	/	1104	6.6	/	1162	/	760	2.8	6.0	90	
	50	/	2761	16.4	/	2906	/	1902	5.4	10.9	185	
	75	/	4141	24.7	/	4359	/	2858	5.7	14.1	231	
	100	/	5521	32.9	/	5812	/	3809	9.0	18.2	270	
	125	/	6902	41.1	/	7265	/	4759	9.0	21.8	310	
	150	/	8282	49.3	/	8718	/	5696	10.5	24.4	340	
	200	/	11043	65.8	/	11624	/	7617	13.9	32.6	405	
	250	/	13191	82.2	/	13885	/	9125	15.7	39.4	466	
	300	/	15829	98.7	/	16662	/	10918	17.2	44.9	545	
	400	/	21104	132	/	22215	/	14563	20.7	55.3	655	
	500	/	26381	164	/	27770	/	/	25.2	70.2	771	
	600	/	31657	197	/	33323	/	/	31.7	83.7	870	
800	/	42210	263	/	44431	/	/	40.9	106	1095		
1000	/	52761	329	/	55538	/	/	49.9	125	1300		
packaged hot W. + exhaust+ direct fired chiller B71F exhaust 500°C hot W.98°C	20	17.1	436	6.6	19.4	436	8.8	436	4.7	6.0	126	
	50	42.8	1090	16.4	48.5	1090	22.1	1090	10.6	10.9	261	
	75	64.1	1635	24.7	72.6	1635	33.0	1635	10.9	14.1	330	
	100	85.5	2180	32.9	97.0	2180	44.0	2180	17.5	18.2	380	
	125	107	2724	41.1	121	2724	55.0	2724	17.5	21.8	435	
	150	128	3269	49.3	146	3269	66.2	3269	20.8	24.4	476	
	200	171	4359	65.8	194	4359	88.0	4359	27.9	32.6	575	
	250	214	5207	82.2	243	5207	110	5207	29.7	39.4	660	
	300	257	6248	98.7	290	6248	132	6248	36.2	44.9	770	
	400	342	8331	132	387	8331	176	8331	43.7	55.3	926	
	500	427	27770	164	485	27770	/	/	54.4	70.2	1091	
	600	513	33323	197	582	33323	/	/	69.7	83.7	1226	
800	684	44431	263	776	44431	/	/	86.9	106	1545		
1000	855	55538	329	970	55538	/	/	108.3	125	1835		

Anexo III. RES/1838/2016
Caso I. Centrales eléctricas con
procesos de cogeneración

Capítulo III

Caso I. Centrales eléctricas con procesos de cogeneración

3.1. Alcance

- Este caso será aplicable a los **generadores limpios** y a la **generación limpia distribuida**, conforme lo establecen los Lineamientos y la LIE, cuyas centrales eléctricas generen energía eléctrica a partir de sistemas de cogeneración que se encuentren en operación, para determinar el porcentaje de Energía Libre de Combustible, (ELC), si es que se trata de un proceso de cogeneración eficiente en términos de las presentes Disposiciones.

3.2. Cálculo de la energía libre de combustible en procesos de cogeneración eficiente de energía eléctrica.

3.2.1. Para el cálculo de la eficiencia de una central eléctrica, se consideran aspectos tales como:

E La energía eléctrica neta generada en la central eléctrica durante el periodo “p” (MWh).

F La energía de los combustibles empleados en la central eléctrica a lo largo del periodo “p”, medida sobre el poder calorífico inferior (MWh).

H La energía térmica neta o el calor útil generado en una central eléctrica y empleado en un proceso productivo durante el periodo “p” (MWh).

(Nota: deberá restarse la energía térmica del agua de alimentación a la energía térmica del vapor o agua caliente producidos en el proceso).

3.2.2. Considerando los aspectos del punto 3.2.1, el cálculo de la eficiencia de una central eléctrica será de la siguiente forma:

η_e Eficiencia eléctrica media de una central eléctrica, y calculada como:

$$\eta_e = \frac{E}{F}$$

η_h Eficiencia térmica media de una central eléctrica, y calculada como:

$$\eta_h = \frac{H}{F}$$

RefE Eficiencia de referencia, para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente con tecnología actual, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible. Se considera que la central de generación se interconecta con el SEN en alta tensión.

RefH Eficiencia de referencia, para la generación térmica a partir de un combustible fósil en una central térmica eficiente de tecnología actual, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible.

fp Factor de pérdidas de energía eléctrica debidas a la transmisión y distribución desde el nivel de alta tensión hasta el nivel de tensión al que se interconecta la central eléctrica, conforme a lo siguiente:

Nivel de tensión	< 1.0 kV	1.0-34.5 kV	69-85 kV	115-230 kV	≥ 400 kV
Factor de pérdidas (fp)	0.91	0.94	0.96	0.98	1.00

RefE' Rendimiento de referencia para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente de tecnología actual, sobre la base del poder calorífico inferior del combustible, medido a la tensión a la que se interconecta la central eléctrica, calculado como:

$$RefE' = RefE * fp$$

Fh Energía de los combustibles fósiles utilizados en la central eléctrica atribuible a la producción de calor útil (MWh), calculada como:

$$Fh = \frac{H}{RefH}$$

Fe Energía de los combustibles fósiles utilizados en la central eléctrica atribuible a la generación de energía eléctrica (MWh), calculada como:

$$Fe = F - Fh$$

EE Eficiencia atribuible a la generación eléctrica, y calculada como:

$$EE = \frac{E}{Fe}$$

E_{conv} Energía eléctrica generada por una central térmica eficiente, interconectada con el SEN en alta tensión, utilizando la misma cantidad de combustible que es atribuible en la central eléctrica a la generación de energía eléctrica (MWh), calculado como:

$$E_{conv} = Fe * RefE'$$

EP Energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico de la central eléctrica (MWh), calculado como:

$$EP = \frac{E}{RefE'} + \frac{H}{RefH}$$

AEP Ahorro de energía primaria, obtenido del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico de la central eléctrica (MWh), calculado como:

$$AEP = EP - F$$

APEP Ahorro porcentual de energía primaria, obtenido del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico de la central eléctrica, calculado como:

$$APEP = \frac{EP - F}{EP}$$

AREL El aporte relativo de energía limpia de una central eléctrica de cogeneración con relación a la energía generada por la central de referencia, calculado de la siguiente forma:

$$AREL = \frac{AEP}{Fe}$$

3.3. Valores de referencia¹

3.3.1. Para el cálculo de la energía libre de combustible se deberán considerar los siguientes valores de referencia:

Referencia	Capacidad de la central eléctrica (MW)	RefE
RefE	Capacidad < 0.5	40 %
	0.5 ≤ Capacidad < 6	44 %
	6 ≤ Capacidad < 15	47 %
	15 ≤ Capacidad < 30	48 %
	30 ≤ Capacidad < 150	51 %
	150 ≤ Capacidad < 300	52 %
	Capacidad ≥ 300	53 %
RefH (con vapor o agua caliente como medio de calentamiento)		90 %
RefH (con uso directo de los gases de combustión)		82 %

3.3.2. Para las centrales eléctricas con capacidad igual o menor a 30 MW instalados a una altura superior a 1500 metros sobre el nivel del mar, generando con motores de combustión interna o con turbinas de gas, se considerarán los siguientes valores de referencia:

Capacidad de la central eléctrica (MW)	RefE
Capacidad < 0.5	40 %
0.5 ≤ Capacidad < 6	44 %
6 ≤ Capacidad < 15	45 %
15 ≤ Capacidad < 30	45 %

3.4. Criterio de eficiencia para determinar a la cogeneración eficiente.

3.4.1. Derivado de la aplicación de la **metodología**, la Comisión determinará que la central eléctrica corresponde a una central con un proceso de cogeneración eficiente, si dicha central eléctrica cumple con el siguiente criterio:

$$Si ELC > 0$$

Donde:

ELC **Energía libre de combustible**, esto es, la energía eléctrica generada en la central eléctrica de cogeneración por encima de la que se generaría en una **central térmica**, utilizando la misma cantidad de combustible que en una central eléctrica de cogeneración (MWh), calculada como:

$$ELC = AEP * RefE$$

El criterio anterior no será aplicable a las centrales eléctricas de cogeneración que utilicen, para la generación de energía eléctrica, la energía térmica no aprovechada en el proceso o los combustibles generados en el proceso, y que no requieran para ello del uso adicional de combustible fósil. Estos casos, serán considerados **cogeneración eficiente**. Este criterio no aplica a los procesos de la industria petrolera o cualquier otro, cuyo fin sea la producción de algún tipo de combustible.

¹ Referencia: Reglamento Delegado (UE) 2015/2402 de la Comisión, de 12 de octubre de 2015, por el que se revisan los valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor y electricidad, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y el Consejo, y por el que se deroga la Decisión de Ejecución 2011/877/UE de la Comisión (http://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2015/2402/oj)

3.5. Determinación del porcentaje de energía libre de combustible

El **porcentaje de energía libre de combustible** se determinará conforme a lo siguiente:

$$\%ELC = \frac{ELC}{E}$$

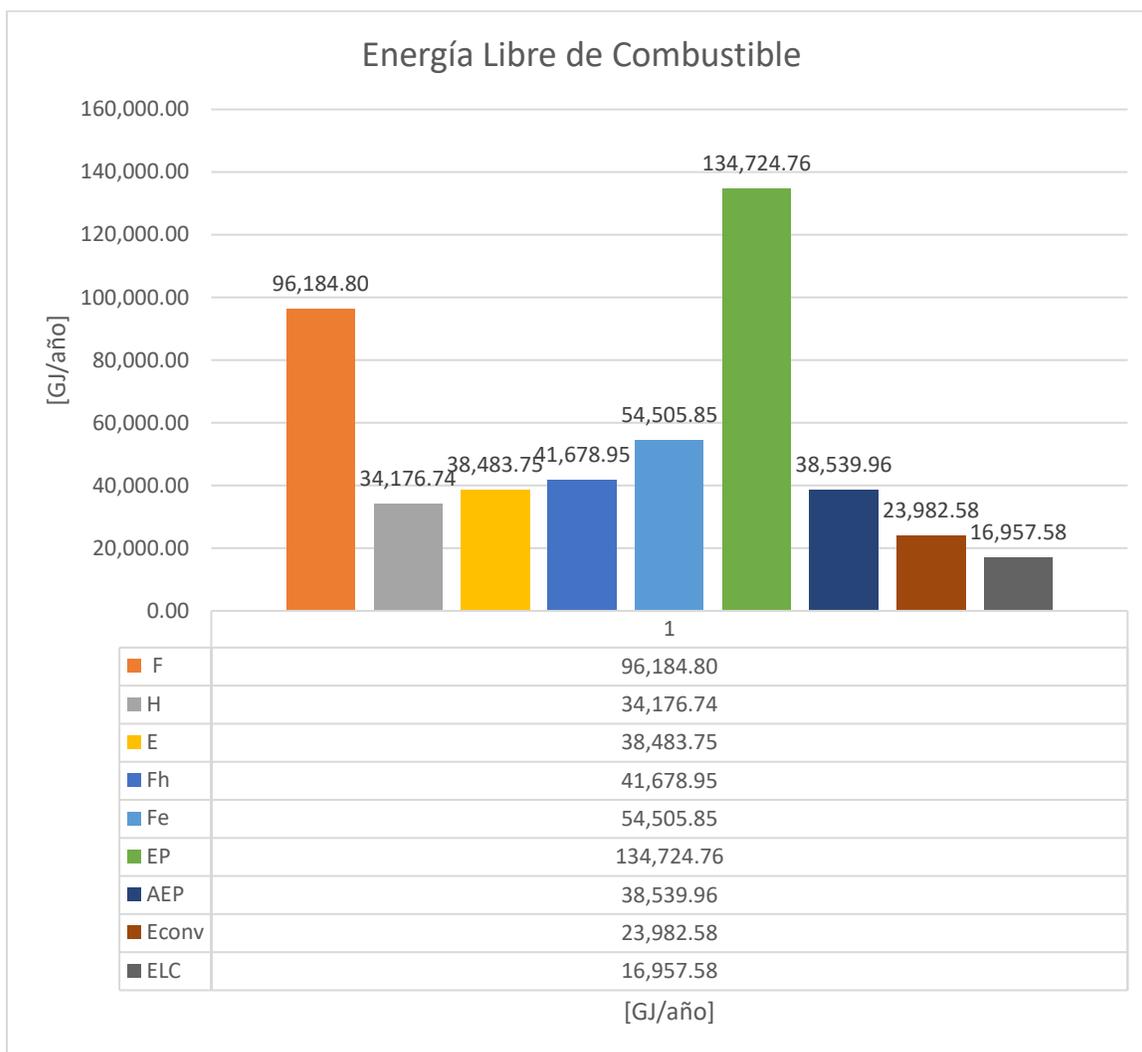
Para las exenciones mencionadas en el punto 3.4.1 anterior, el **porcentaje de energía libre de combustible** será:

$$\%ELC = 100 \%$$

Por lo anterior, si se determina que la central eléctrica de cogeneración cuenta con un proceso de **cogeneración eficiente**, su energía libre de combustible será considerada como energía limpia.

Anexo IV. Grafica Energía Libre de Combustible

En la siguiente grafica se expresa de manera ilustrativa el cálculo de las variables de energía y la Energía Libre de Combustible en GJ/año.



Anexo V. Cálculo de tarifa eléctrica CFE.

Se consideró las siguientes condiciones de suministro de energía eléctrica.

Capacidad media operativa neta

	FC%	Máxima	D media actual	
PUNTA	90%	1,480	1,332	kW
INTERMEDIO	90%	1,480	1,332	kW
BASE	90%	1,480	1,332	kW
Horas operación anuales				8,500

Energía neta operativa

	típicas horas por mes	Energía eléctrica horas/mes		Horas por año	Energía eléctrica	
PUNTA	44	58,608	kWh/mes	528	703,296	kWh/año
INTERMEDIO	443	590,076	kWh/mes	5,316	7,080,912	kWh/año
BASE	243	323,676	kWh/mes	2,916	3,884,112	kWh/año
	730	972,360	kWh/mes	8,760	11,668,320	kWh/año

A continuación, se muestra la réplica de facturación del mes de octubre del 2019, se consideraron las tarifas reguladas de la página de CFE.

Tarifa eléctrica

Centro Oriente

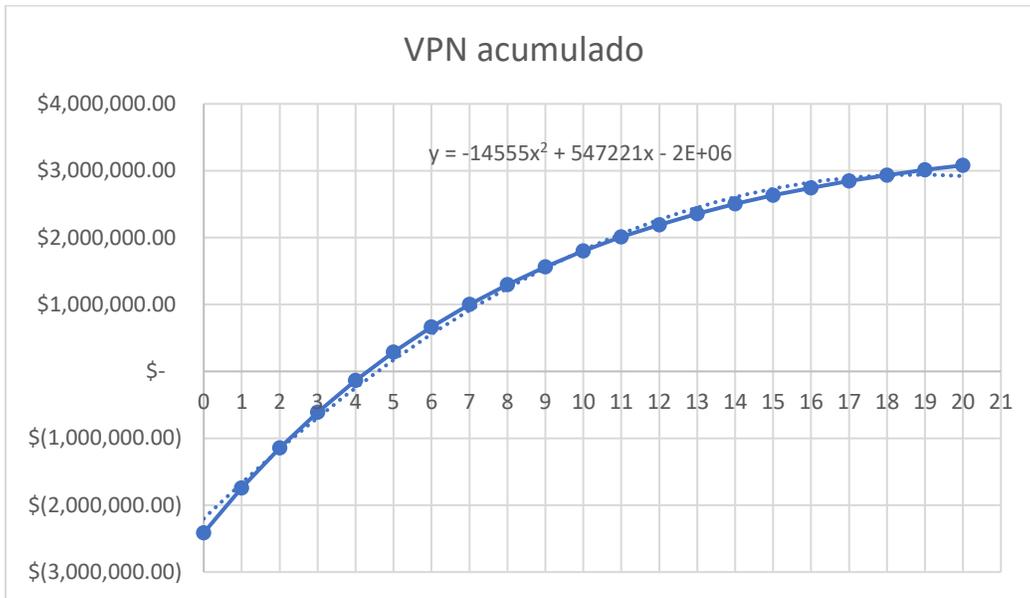
Tarifa	Descripción	Int. Horario	Cargo	Unidades	oct-19	pesos/mes	
GDMTH	Gran demanda en media tensión horaria	-	Fijo	\$/mes	443.13	443.13	
		Base	Variable (Energía)	\$/kWh	0.9183	297,231.67	
		Intermedia	Variable (Energía)	\$/kWh	1.6324	963,240.06	
		Punta	Variable (Energía)	\$/kWh	1.8409	107,891.47	
		-	Distribución	\$/kW	144.32	213,593.60	
		-	Capacidad	\$/kW	335.22	446,513.04	
			Transmisión	\$/kWh	0.1663	161,665.65	
			CENACE	\$/kWh	0.0030451	2,960.93	
			SCnMEM	\$/kWh	0.0054	5,250.74	
						2,198,790.30	pesos/mes
						26,385,483.58	pesos/año

Costo unitario de energía eléctrica

2.31	pesos/kWh
------	-----------

Anexo VI. Graficas de los Índices de rentabilidad, Valor Presente Neto, (VPN) y Tasa Interna de Retorno, (TIR)

VPN



TIR

