



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“SISTEMATIZACIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DE
SISTEMAS DE TRIGENERACIÓN COMO ESTRATEGIA DE UN
PLAN DE AHORRO Y USO EFICIENTE DE LA ENERGÍA”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO

PRESENTAN:

ARELY FLORES OLVERA

CARLOS GERARDO MARTÍNEZ RAMOS



DIRECTOR DE TESIS

ING. AUGUSTO SÁNCHEZ CIFUENTES

México, D.F. mayo, 2013



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Dedicatorias:

A mis padres por todo su amor, apoyo y paciencia. Todos mis logros van siempre dedicados a ustedes.

A la mujer de mi vida, Sandra Flores. Allá donde estés, mis pensamientos, triunfos y alegrías siempre van de la mano contigo. Te amo hermana.

A mi hermana Sonia. Eres un gran ejemplo para mi vida, gracias infinitas por los regaños y sonrisas. Te amo.

Arely Flores.

Dedicatorias:

Con gran admiración a mi madre la Sra. Martha Silvia Ramos, que con su gran devoción me tiene respirando, mi esfuerzo es el suyo y mis logros también. ¡Sin ti caería muerto mamá, te amo!

A mi padre el Dr. Gerardo Martínez Vara de quién aprendí que si eres fuerte y te aferras a lo que amas, la vida te ofrecerá más de una oportunidad. A él le debo mi conciencia crítica, mi sentido humano y mi amor por la universidad. Padre, eres mi ejemplo, te amo.

A Paula Nadezhda que me motiva para ir hacia delante y a luchar junto a ella. A Manuel Mijaíl que con su gran inteligencia y dedicación me impulsa ser mejor; sin contar que sus súper poderes de físico-matemático-capoeirista me impresionan. A Linda Mariana, que es como yo, pero inteligente, perspicaz, dedicada y hermosa. ¡Los quiero enanos!

Carlos Gerardo Martínez Ramos.

Agradecimientos:

A Gerardo Martínez por permitirme dar este gran paso junto con él. Eres y serás mi hermano elegido.

Al Doctor Enrique Geffroy y Marco Antonio Reyes Huesca por su comprensión y paciencia. Su sabiduría es algo que siempre conducirá mi vida.

A mi amigo José Sol por su infinito apoyo. A mis amigos: Gumy, Pepe, Hadad, Conan, Tavo, Ramón, Juan Carlos Domínguez y Felipe.

A todos ustedes, enormes e infinitas gracias.

Arely Flores.

Agradecimientos:

A Arely Flores por brindarme su amistad incondicional, sus hombros y sus oídos. Sin ti este proyecto no hubiera sido posible, gracias. Te quiero Arena.

A Solórzano, Alfonso García, Juan Carlos, Óscar Sandoval, José Alberto Velázquez, Eduardo Mendoza, Omar Blancas, Emmanuel Vigueras, Charly, Miguel Lozano, Ramón, Eduardo Donjuan, Ángel Torres y a todos los que me brindaron su amistad y se fueron por las piedritas, a mi lado, en el camino hacia la gloria ingenieril. Aprendí mucho de ustedes.

A mis profesores, que me hicieron térmico hasta el tuétano. En particular a Ángeles, Rodolfo, Guillermo, Alejandro y Augusto, por su guía y sus duras, pero enriquecedoras críticas.

A la H. Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México, nuestra máxima casa de estudios.

A todos gracias.

Carlos Gerardo Martínez Ramos.

Contenido.

RESUMEN	16
INTRODUCCIÓN	18
Capítulo 1. El paradigma energético.....	20
1.1. Panorama energético en México.....	21
1.2. La crisis energética en México.	23
1.3. Proyección de las energías alternativas como solución a la crisis energética.	24
1.4. La perspectiva de los ingenieros contemporáneos sobre la energía.	26
Capítulo 2. Evolución de la cogeneración a la trigeneración	28
2.1 Definición de cogeneración.....	28
2.2 Elementos constitutivos de la cogeneración	29
2.2.1 Fuerza Motriz	30
2.2.2 Recuperación de calor	37
2.3 Situación actual de los sistemas de cogeneración	38
2.3.1 Sistemas instalados en México.....	41
2.4 La evolución a los sistemas de trigeneración	43
2.4.1 Definición de trigeneración	43
2.4.2 Uso de la energía de tercer nivel, el siguiente paso para llegar a la trigeneración.....	45
2.5 La generación de frío por medios térmicos	46
2.5.1 Los sistemas de absorción y adsorción, sus aplicaciones, sus pros y contras	48
2.5.2 Otras alternativas para la generación de frío.....	52
2.6 Situación actual de los sistemas de trigeneración.....	53
2.6.1 Sistemas implementados en México	54
CAPÍTULO 3. Modelo de selección para plantas de trigeneración.	56
3.1 Evaluación de los requerimientos energéticos.	57
3.1.1 Manejo de los resultados arrojados por la auditoría energética previa	57

3.1.2 Jerarquización de la información necesaria para la metodología propuesta.....	60
3.2 Planteamiento de las configuraciones para la planta de trigeneración.	62
3.2.1 Metodología de dimensionamiento de planta.	63
3.2.2 Cogeneración eficiente.....	64
3.2.3 Metodología PES.	69
3.2.4 Metodología propuesta.	72
3.3 Selección del combustible.	79
3.3.1 Disponibilidad de combustibles en el mercado mexicano.....	79
3.3.2 Tendencias en los precios (2012).	81
3.3.3 Efectos contaminantes	83
3.3.4 Selección de la mejor alternativa para el combustible.....	83
3.4. Matriz técnica de las posibles configuraciones de planta.	84
3.4.1. Espectro de posibilidades tecnológicamente viables.	84
3.5. Evaluación económica simplificada.	86
$PB = VNIBAN$ Ecuación 16.....	87
$TRI = BAN - ALAVNI * 100$ Ecuación 17.....	87
$FVP = (1 + td)VU - 1td * (1 + td)VU$ Ecuación 18.....	88
3.5.1 Estimado de costos operativos presentes y futuros y el resultado de la operación....	89
3.5.2 El valor neto de la inversión VNI y el beneficio neto a valor presente BNVP.	89
3.5.3 Análisis de rentabilidad (sin financiamiento).....	89
3.6. Resumen de la metodología propuesta.....	90
Capítulo 4. Aplicación de la metodología propuesta.	94
4.1 Evaluación de los requerimientos energéticos.	94
4.2 Dimensionamiento de la planta de trigeneración.	99
4.3 Selección del equipo, otros parámetros técnicos.	104
4.4 Análisis económico.....	108

4.5 Resumen del estudio.....	119
Capítulo 5. Reflexiones sobre la metodología propuesta.....	122
5.1 Fortalezas y debilidades de la metodología propuesta.	122
5.2 Aportaciones.....	123
Glosario.....	124
Bibliografía.....	126
Anexos:.....	132
Anexo A. Memoria del cálculo.....	132
Anexo B. Catálogo de equipos motrices y de chillers de absorción y adsorción.....	132
Anexo C. Costos unitarios del COPAR.	132

Índice de Figuras.

Figura 1. Trigeneración.....	44
Figura 2 Generación de frío.....	47
Figura 3. Cogeneración con TDM	70
Figura 4, Cogeneración con PES.....	71
Figura 5. Demanda térmica vs horas de operación anuales	74
Figura 6. Energía térmica a plena carga.....	75
Figura 7. Demanda térmica vs horas de operación, acorde a la metodología propuesta.....	75
Figura 8. Demanda de enfriamiento vs número de horas en % del periodo de enfriamiento.....	76
Figura 9. Energía de enfriamiento a plena carga.....	77
Figura 10. Consumos térmicos agregados	78
Figura 11. Consumos térmicos agregados acordes a la metodología propuesta.....	78
Figura 12. Tabla de precios de combustibles.....	82
Figura 13. Histórico de precios de combustibles.	82
Figura 14. Diagrama de flujo de la metodología.	91
Figura 15. Diagrama de flujo para dimensionamiento de planta	92
Figura 16. Diagrama de flujo para la selección de combustibles	93
Figura 17. Diagrama de flujo para el análisis económico simplificado	93
Figura 18. Demandas térmicas planta industrial.....	96
Figura 19. Demandas eléctricas planta industrial.	97
Figura 20. Diagrama de bloques de la planta actual.....	98
Figura 21. Demanda térmica vs horas de operación.....	100
Figura 22. Energía térmica a plena carga.	103
Figura 23. Comparativo de costos operativos	115
Figura 24. Comportamiento del flujo de efectivo durante la vida útil de la planta	119

Índice de Tablas.

Tabla 1: Energías renovables.....	24
Tabla 2. Comparativa entre tecnología	37
Tabla 3. Condiciones de sitio y de la alimentación eléctrica.	60
Tabla 4. Consumos eléctricos anuales.	61
Tabla 5. Consumos térmicos y de combustibles anuales.	61
Tabla 6. Consumos de refrigeración anuales.....	62
Tabla 7. Rendimientos de referencia.....	66
Tabla 8. Factores de pérdidas de energía eléctrica	66
Tabla 9. Eficiencias de referencia.	68
Tabla 10. Emisiones contaminantes promedio.	83
Tabla 11. Matriz de decisión para combustibles.....	84
Tabla 12. Matriz de decisión técnica para fuerza motriz.	85
Tabla 13. Matriz de decisión técnica para chiller.....	86
Tabla 14. Resumen de resultados del análisis económico.....	88
Tabla 15. Información de planta.	95
Tabla 16. Identificación del máximo de energía producida.....	101
Tabla 17. Datos de la curva “energía térmica a plena carga”.....	102
Tabla 18. Resultado del rango óptimo.	104
Tabla 19. Opciones de configuración de planta.	107
Tabla 20. Matriz de decisión técnica.	108
Tabla 21. Datos de partida.....	110
Tabla 22. Costos operativos actuales.	112
Tabla 23. Análisis de respaldo con CFE.....	113
Tabla 24. Costos de operación para planta propuesta.....	114
Tabla 25. Comparativo de costos operativos.....	115
Tabla 26. Estimado del costo de inversión.....	116
Tabla 27. Análisis económico	119

RESUMEN

Esta tesis tiene como objetivo diseñar un modelo de selección de sistemas de trigeneración, que incluirá cuatro aspectos fundamentales:

Primero, es necesario generar un mapa energético de cómo se usa la energía en los distintos procesos que componen la actividad bajo estudio, de manera que sea posible evaluar los requerimientos energéticos del caso, lo que delimitará las necesidades de mayor peso.

Segundo, determinar las opciones de configuración más convenientes en función de lo determinado en el punto anterior, lo que derivará en el planteamiento de distintos arreglos o sistemas y a la posterior selección de equipos.

Tercero, analizar la disponibilidad de combustibles en el mercado local y elegir el más adecuado, esto acortará aún más las opciones de configuración disponibles.

El cuarto y definitivo es evaluar económicamente las opciones, llegando así a determinar la solución que brinde los mejores beneficios.

Como primicia para esta investigación se evaluó la situación que vive el mundo en materia energética; su crisis y las consecuencias que de ella se derivan en el plano nacional e internacional, evidentemente sin profundizar en temas políticos y económicos que salen del alcance de esta tesis; también se propone una visión grupal del papel del ingeniero moderno en el cambio o evolución del paradigma energético actual. Posteriormente se define lo que es cogeneración y los pasos consecuentes para llegar a la trigeneración. Esto es agregar la generación de frío, de la cual se mencionan múltiples alternativas. Finalmente, se propone una metodología para la generación de un modelo de selección basándose en dos fuentes principales. Las metodologías usadas fueron: Cogeneración Eficiente de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Metodología PES¹ propuesta por el ingeniero E. Cardona del Departamento de Investigaciones Energéticas y Ambientales de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Palermo.

¹ Primary Energy Saving Management

Finalmente se pone en práctica la metodología y se presenta un caso de estudio, donde se podrán entender mejor las particularidades y se mostrará la sistematización del proceso de selección para sistemas de Trigeneración.

Palabras clave: Trigeneración, cogeneración, ahorro de energía, eficiencia energética.

INTRODUCCIÓN

La vigente necesidad de buscar nuevas formas de generar energía útil y controlable de manera eficiente, desde las ópticas de la economía y de la protección al medio ambiente, ha logrado fijar la mirada hacia las energías renovables, pero estas no aportan la solución definitiva. Por eso, un paso fundamental en el ahorro de energía es evitar su despilfarro y consumo innecesario. La cogeneración en todas sus variantes es una respuesta a este planteamiento por medio de la utilización de la energía térmica remanente del proceso de producción de electricidad, que tradicionalmente se liberaba al medio ambiente en una proporción aproximada de 2 a 1.

La trigeneración es la producción conjunta de electricidad, calor y frío, a partir del uso de un solo combustible. Técnicamente, una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de cogeneración a la que se le añade un sistema de absorción para la producción de frío. Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del costo energético de los procesos productivos, allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío o aire acondicionado y energía eléctrica. La trigeneración tiene un amplio espectro de utilización, desde el sector de servicios, donde además de necesidades térmicas como la calefacción y agua caliente se requieren importantes cantidades de frío para acondicionamiento de aire, que constituye gran parte de la demanda eléctrica; hasta una importante parte del sector productivo, concretamente la industria química y alimenticia.

Hoy en día se busca bajo distintas formas y regulaciones el aprovechamiento de cualquier tipo de combustible fósil y sus derivados. La ventaja de estas estrategias es que benefician a la mayoría de industrias o empresas.

En el capítulo uno se menciona de manera general la situación energética mundial y nacional, además de exponer la importancia del papel que juegan los sistemas de cogeneración y trigeneración.

En el capítulo dos se exponen conceptos y elementos constituyentes de la cogeneración y trigeneración, las distintas formas para la generación de frío y también los sistemas instalados de cogeneración a nivel mundial y los sistemas de trigeneración (ST) nacionales.

El capítulo tres es la justificación teórica de la metodología desarrollada en esta tesis, en donde también son explicadas las dos partes que se utilizaron para realizar un planteamiento propio; cogeneración eficiente de la CRE y la metodología PES.

En el capítulo cuatro se aplica la metodología propuesta a un caso específico donde se está buscando desarrollar un plan de ahorro y uso eficiente de la energía; se muestra la selección de elementos más adecuada para la empresa en cuestión. Se evaluaron los datos proporcionados y se generó un resultado.

En el quinto capítulo se muestran las conclusiones así como las fortalezas y debilidades de la metodología propuesta.

Capítulo 1. El paradigma energético.

Hablar de paradigma energético es referirse a la cosmovisión de la energía, al modelo fundamental o percepción universal de cómo se transforma y utiliza. La situación apremiante a la que se hace frente, representada en crisis financieras, enfrentamientos bélicos por recursos energéticos escondidos tras la bandera de la libertad y de la seguridad mundial, al implacable control hegemónico de la industria energética que mueve el mundo; conlleva necesariamente a una reflexión de esa cosmovisión, haciendo que se plantee un cambio profundo en tal paradigma.

La energía es el motor del mundo como lo conocemos, por ello cobra vital importancia cada una de las políticas energéticas que los países adoptan y que afectan al resto del mundo, principalmente, las de los estados primermundistas. El consumo de energía está en función del desarrollo económico de cada país. En los países con alto desarrollo económico se espera un decremento en dicho consumo para todos los sectores: transporte, industria, residencial y comercial. Sin embargo, en las economías emergentes habrá un aumento considerable en la demanda energética, esto debido a su progreso, al incremento tanto en su población como en su actividad económica y de las actividades derivadas de las dos anteriores.

El esquema energético actual consiste básicamente, en la idea de que la energía se debe transformar, sin importar los medios, para poder abastecer la creciente demanda mundial, es decir, procurar un desarrollo sostenible sin considerar el equilibrio con el entorno o la disposición futura de los recursos naturales. Esto se debe al sistema de explotación de los recursos que se ha establecido a partir de la revolución industrial y que se mantiene gracias a su supuesta eficacia.

“En los albores del siglo XXI, las indagaciones mostraron que tanto la industria del gas y del petróleo como los cimientos mismos de una economía fundada en la quema y procesamiento de combustibles fósiles de fácil acceso y bajo precio, habían ingresado a lo que solo puede calificarse como una nueva ecuación energética global, signada por la incertidumbre en torno a la disponibilidad de crudo en las cantidades exigidas por una demanda mundial creciente, con implicaciones profundas para México y la región latinoamericana”. (Fernández, 2009)

La situación actual de los combustibles debe ser reconocida como en estado de crisis. Desde inicios de los años ochenta se ha estado extrayendo más petróleo del subsuelo del que se ha

encontrado, y que a diferencia de hace algunos años, en México hay pocos proyectos petroleros importantes. La exploración de petróleo está llegando cada vez, a regiones más remotas, donde la extracción del crudo es más costosa, su calidad es menor y se encuentra en yacimientos mucho más pequeños, comparados con los encontrados en décadas pasadas. A pesar de saber que el petróleo y sus derivados son recursos no renovables, se estima que para el 2030 en Estados Unidos habrá un incremento del 57% en el consumo y un 40% a nivel mundial, aún con el aumento de sus precios. (López, 2005). Si bien, a raíz de los cambios en las expectativas de consumo para países miembros de la OCDE (Organización para la cooperación y el desarrollo económicos) derivadas de la crisis económica en 2009, el incremento proyectado se mantiene vigente.

En este capítulo se hará una breve semblanza del panorama energético del país, para después abordar el planteamiento de un cambio del paradigma energético a través de las energías alternativas y de la modificación de las perspectivas de los ingenieros contemporáneos sobre la transformación de la energía

1.1. Panorama energético en México.

El desarrollo del sector energético mexicano en distintos ámbitos, es consecuencia de las acciones que se llevan a cabo desde hace varios años y de las que se llevarán a corto y mediano plazo. La refinación y la generación eléctrica siempre se han analizado de forma independiente, lo cual, perjudica severamente la economía de México; aunado a ello, la importación de gas natural, su utilización masiva y su costo excesivo, han propiciado un rezago en el sector eléctrico y energético de nuestro país.

México sigue siendo uno de los grandes productores de petróleo crudo a nivel mundial, con reservas probadas de 27 mil millones de barriles, ocupa el noveno lugar a nivel mundial; sin embargo, la caída en las reservas está explicada como una certificación para instituciones privadas. En el periodo de 1993 a 2003 el consumo de hidrocarburos se mantuvo a la alza, pero en el periodo 2005-2014 se esperan incrementos en el consumo de energía proveniente de recursos renovables. (Mendoza, 2012)

El crecimiento en el sector energético en México ha sido lento, sin embargo, existen cambios sustanciales que pueden mejorar esta situación; México tuvo en 2009 un crecimiento de su

capacidad instalada para generación eléctrica del 4.9%, lo cual es relativamente poco comparado con otros países. Sin embargo en 2010 ocupó la cuarta posición de capacidad instalada con 965 MW a nivel mundial. (Mendoza, 2012)

Instituciones y comisiones como la Secretaria de Energía (SENER), CRE, Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) entre otras tratan de promover el desarrollo energético del país así como la tecnología en el sector eléctrico, para que esto ocurra existen diferentes modalidades de permisos para autoabastecimiento, estas son: autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación y exportación de energía eléctrica. A finales del 2005 la CRE había autorizado 54 permisos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración, y exportación, de los cuales, 37 ya están en operación. (Francisco Torres Roldan, 2006). En el 2011 la CRE accedió 47 permisos de los cuales 41 fueron para autoabastecimiento; es en este punto donde debe mencionarse la importancia de fomentar y mejorar las energías ya existentes y diversificar el panorama junto con las energías renovables.

Un punto muy importante a citar es que en el marco normativo se menciona que es exclusivo de la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica para el servicio público, sin embargo en materia de servicio eléctrico el sector privado puede participar en la cogeneración y autoabastecimiento; es aquí donde también pueden realizarse normas que permitan un desarrollo más amplio de la cogeneración y trigeneración para empresas nacionales ya que esto amplía el ahorro de energías no renovables y a su vez genera también un ahorro económico importante a las industrias.

Un tema igual de trascendente a mencionar es la necesidad de crear una política energética adecuada en la que se utilicen combustibles económicamente factibles y que el mismo país produzca en cantidades requeridas. Estos combustibles son producto de la refinación del petróleo; esto implica aumentar la capacidad de refinación y no solamente reconfigurarla, solamente de esta forma México dejará de ser un país dependiente de las importaciones.

1.2. La crisis energética en México.

El sector energético tiene especial trascendencia en el funcionamiento, no sólo de la economía industrial y agrícola, sino de la sociedad y la civilización de nuestros días, así como el papel protagónico de los combustibles fósiles en el sector

La inseguridad e incertidumbre ocasionadas por la dependencia estadounidense del petróleo importado, dramatizadas por la crisis energética de 1970 y la consolidación del nacionalismo petrolero árabe y del llamado “tercer mundo”, con su caudal de empresas nacionales y la formación de una coalición de exportadores de crudo, OPEP, impactó de manera sustancial la relación bilateral con México, nación que, en los años setenta hizo importantes descubrimientos como el sistema de campos petroleros de Cantarell: los efectos de esa dependencia estratégica estadounidense, no tardaron en hacerse sentir en la dinámica de la industria petrolera mexicana, cuya expresión fundamental ha sido, y es, un “renovado interés” de Washington en el petróleo mexicano, acompañado de una injerencia notable de los instrumentos de proyección de poder estadounidenses, como el Banco Mundial, el Banco Interamericano de desarrollo y el FMI, por vía de la Secretaría de Hacienda, en la estructura y dinámicas internas de Petróleos Mexicanos.

Los esfuerzos por esos entes por llevar a PEMEX a un “punto de venta”, aplicando instrumentos de corte gerencial y financiero se expresan en un deterioro preocupante de la principal empresa del país, medido en disminuciones apreciables de las reservas, la falta de mantenimiento a sus instalaciones, una regresión material del sector petroquímico y una política de “outsourcing” consistente en la contratación de funciones vitales de PEMEX a empresas nacionales y extranjeras, esquema que conlleva al paulatino y virtual cierre de direcciones y subdirecciones, junto al despido de trabajadores, técnicos e ingenieros mexicanos. Como lo concibe el alto empresariado petrolero estadounidense y lo articula el Banco Mundial, la meta es ir haciendo de PEMEX un “cascarón”, dedicado a la tramitación de “contratos” con empresas privadas nacionales y/o extranjeras.

Ante este panorama, que se acentúa por la masiva agresión fiscal a la que es sometida la empresa petrolera mexicana (no menos que la Comisión Federal de Electricidad CFE), que conlleva un creciente endeudamiento y debilitamiento no solo de su expansión sino del mantenimiento de las instalaciones que cubren vastas regiones del país, que se empeora por

crecientes dificultades en materia de producción, a nivel mundial y nacional y el uso de instrumentos militares para el control de las principales zonas petroleras del planeta, protagonizadas por EUA en las agresiones contra Afganistán, Irak y las que vengan; es motivo de que este apartado se llame “Crisis energética mexicana”.

Aunque no es materia de esta tesis hacer un recorrido histórico de las políticas energéticas neoliberales que han azotado a México en los últimos 5 sexenios, no se puede dissociar esta situación de la crisis energética a la que el país se enfrenta. Sobre todo, dada la influencia unilateral del vecino país del norte. A continuación se muestra un enfoque, si bien con algún tinte filosófico-ingenieril que plantea soluciones a la crisis energética, atacándola desde el punto de vista técnico.

1.3. Proyección de las energías alternativas como solución a la crisis energética.

Antes de iniciar, es importante hacer notoria la diferencia entre energías renovables y energías alternativas, las primeras provienen de un recurso, que por las características de su ciclo natural podría considerarse como infinito, ya que se renueva por si solo a través del tiempo. Entre ellas están:

Eólica	Producida por el movimiento del viento
Solar	Utiliza la radiación solar
Geotérmica	Uso del agua que surge bajo presión del subsuelo
Biomasa	Utiliza la descomposición de residuos orgánicos
Hidráulica	Derivada energía potencial de las caídas de agua
Mareomotriz	Derivada de las corrientes marítimas

Tabla 1: Energías renovables.
Fuente: generación propia

El concepto de energía alternativa proviene del cambio de filosofía con respecto del uso de los recursos convencionales o renovables, de manera que se pueda dar un acercamiento a la sustentabilidad, es decir, la actividad humana en equilibrio con el medio ambiente. Entonces,

las energías alternativas incluyen tanto a la explotación racional de los recursos no renovables, como a las provenientes de recursos renovables, ya que se consideran amigables con el medio ambiente.

La situación más preocupante de utilizar combustibles fósiles como la opción prioritaria, es la emisión de gases de efecto invernadero y el daño causado al medio ambiente, además de que su disponibilidad es limitada y la volatilidad de sus precios va en aumento. Es patente la actual necesidad humana de buscar nuevas formas de generar energía útil y controlable de manera eficiente desde las ópticas de la economía y de la protección al medio ambiente. La tendencia actual hacia las energías renovables lo demuestra, pero estas no aportan una solución definitiva, dadas las características del fenómeno físico que domina su transformación, es decir, las energías renovables tienen serias desventajas, que incluyen la disponibilidad en cualquier horario, sus altos costos de instalación y operación y desde luego, el relativo corto avance tecnológico, que se encuentra en fases iniciales. Por eso, un paso fundamental en el ahorro energético es evitar el despilfarro y el consumo de energía innecesaria.

Aquí es donde se encuentra la encrucijada y decidir el camino a tomar, por ello se plantea un equilibrio entre el uso eficiente de la energía convencional y la apuesta por las energías renovables; esto es, energía alternativa. La cogeneración, en todas sus variantes es una respuesta a este planteamiento por medio de la utilización de la energía térmica remanente del proceso de producción de electricidad que tradicionalmente se vertía al ambiente en una proporción aproximada de dos a uno.

La trigeneración es la producción conjunta, de electricidad, calor y frío, a partir de un único combustible. Básicamente, una planta de trigeneración es sensiblemente igual a una de cogeneración a la que se le añade un sistema de absorción u otro para la producción de frío, permitiendo un mayor aprovechamiento de la energía primaria. Debido a su alto rendimiento, las plantas de trigeneración posibilitan una gran reducción del costo energético de los procesos productivos, allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, frío o aire acondicionado y energía eléctrica. La trigeneración es aplicable al sector terciario, donde además de necesidades de calefacción y agua caliente se requieren importantes cantidades de frío para climatización, que consume gran parte de la demanda eléctrica.

1.4. La perspectiva de los ingenieros contemporáneos sobre la energía.

Es parte de la necesidad, deber y responsabilidad del ingeniero contemporáneo entender que *“la cuestión ambiental más que una problemática ecológica es una crisis del pensamiento y del entendimiento”* (Islas, 2011). Debe tener una ética ecológica, crear una consciencia en la población humana y que sea notoria en su conducta diaria, hay que replantear la visión del ser humano con su entorno. Desde hace ya muchos años se ha generado energía eléctrica con la visión que se tuvo desde sus inicios, que no es la mejor ni la más eficiente sino únicamente la más posible y la más fácil. Actualmente es necesario replantear e investigar sobre nuevas formas y tecnologías que permitan mayores eficiencias en los equipos y sistemas de generación de electricidad, innovar en base a los conocimientos que ingenieros anteriores han dejado a la humanidad, todo esto para crear una mejor supervivencia y desarrollo en el porvenir de nuestra especie.

En resumen, es necesario implementar nuevas tecnologías en pro del medio ambiente reduciendo el uso de combustibles fósiles y las emisiones de CO₂, así como innovar en las tecnologías ya existentes para lograr mayores eficiencias. Las energías renovables han comenzado a ser una realidad tangible para una sociedad en donde la demanda de energía eléctrica es cada vez mayor; quizá una idea lejana pero no por ello utópica es la de conjuntar la tecnología que usa combustibles fósiles con las energías renovables. Si se posee el conocimiento de que los combustibles fósiles tienen un periodo de utilidad limitado y los cuales son parte intrínseca en la vida humana, no solo para la generación de energía eléctrica, entonces se deben tomar medidas en las cuales las energías renovables y la tecnología actual creen una simbiosis para mejorar nuestro ambiente y nuestra calidad de vida.

Capítulo 2. Evolución de la cogeneración a la trigeneración

La evolución de la cogeneración a trigeneración ocurre cuando al proceso de cogeneración se le agrega un paso más, en el cual, se aprovechará el calor residual para transformarlo en energía frigorífica o aire acondicionado. En este capítulo se abordará la definición de cogeneración y sus distintas configuraciones así como el proceso de cambio de un sistema de cogeneración a un ST y cómo es que ocurre la recuperación del calor.

También se mencionará brevemente la situación actual de los ST en México y sus respectivas configuraciones.

2.1 Definición de cogeneración

La cogeneración se define como la producción conjunta, de forma secuencial de energía mecánica o eléctrica y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente de energía primaria. Su parte medular se encuentra en el aprovechamiento de la energía en forma de calor. El gas natural es el combustible más usado para plantas de cogeneración, las cuales funcionan generalmente con Motores de Combustión Interna (MCI), turbinas de gas (TG) o vapor (TV) o mediante motores Stirling (MS) y celdas de combustible (CC).

Las grandes ventajas que ofrece la cogeneración es la capacidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono por unidad de energía útil producida, lo cual resulta de suma importancia por su impacto ambiental. Un ahorro evidente y de mayor peso es en el combustible primario lo cual conlleva a un beneficio económico reflejado en una reducción de costos de producción.

En base a la producción de electricidad y calor. Los sistemas de cogeneración pueden clasificarse de acuerdo con el orden de producción de electricidad y energía térmica en:

- ✓ Sistemas superiores (Topping cycles)
- ✓ Sistemas inferiores (Bottoming cycles)

Los sistemas superiores de cogeneración, que son los más frecuentes, son aquellos en los que una fuente de energía primaria (como el gas natural, diesel, carbón u otro combustible similar) se utiliza directamente para la generación de energía eléctrica en el primer escalón. A partir la quema del combustible se produce un fluido caliente que se destina para generar la energía mecánica y, la energía térmica resultante (el denominado calor residual como vapor o gases calientes) es suministrada a los procesos industriales ya sea para secado, cocimiento o

calentamiento, que constituyen el segundo escalón. Este tipo de sistemas se utiliza principalmente en la industria textil, petrolera, de celulosa y papel, cervecera, alimenticia, azucarera, entre otras, donde sus requerimientos de calor son moderados o bajos con temperaturas de 250°C a 600° (Energía, 2012)

En los sistemas inferiores, la energía primaria se utiliza directamente para satisfacer los requerimientos térmicos del proceso del primer escalón y la energía térmica residual o de desecho, se usará para la generación de energía eléctrica en el segundo escalón. Los ciclos inferiores están asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas como el cemento, la siderúrgica, vidriera y química. En tales procesos resultan calores residuales del orden de 900°C.

2.2 Elementos constitutivos de la cogeneración

La parte fundamental de un sistema de cogeneración es el aprovechamiento de una energía primaria y generar dos energías útiles. Esto se traduce en aprovechar el combustible primario de un sistema y generar electricidad o energía térmica. Los principales elementos constituyentes de un sistema genérico de cogeneración son:

- ✓ Motor primario
- ✓ Elemento de recuperación de calor de desperdicio
- ✓ Sistemas de transmisión de energía
- ✓ Sistemas auxiliares (bombas, compresores, alternador, etc.)
- ✓ Sistemas de control

El elemento más significativo es el motor primario el cual se encarga de transformar la energía del combustible en energía eléctrica y/o calorífica, en este caso los equipos más utilizados son la turbina de gas o los MCI. Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deben ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

Una clasificación generalmente empleada y quizá la más utilizada, se basa en el motor generador de energía eléctrica. De este modo se tiene:

- ✓ Cogeneración con turbina de vapor
- ✓ Cogeneración con turbina de gas
- ✓ Cogeneración con ciclo combinado
- ✓ Cogeneración con motor alternativo

En cuanto a la recuperación de calor, hay una amplia selección de equipos en función de su aplicación. Estos pueden ir desde sistemas de baja presión para distribuir el vapor de las extracciones de una turbina de vapor, hasta calderas de recuperación para extraer la energía de los gases de escape de una turbina de gas.

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica son las líneas de transmisión, las redes de distribución, las subestaciones y transformadores. Los sistemas auxiliares favorecen el proceso de cogeneración y ayudan al traslado de la energía térmica (al fluido que la contiene). Los compresores y bombas generan una diferencia de presión para desplazar gases y vapores o líquidos, respectivamente. El alternador, mediante inducción electromagnética transforma la energía mecánica en energía eléctrica.

Los sistemas de control administran y supervisan las actividades que conlleva el proceso de cogenerar. Estos consisten en automatismos programables que reciben todo tipo de señales del proceso para su medición y control.

2.2.1 Fuerza Motriz

La fuerza motriz se encarga de mover un generador eléctrico que producirá electricidad, la fuerza motriz es, en general, una máquina térmica, que recibe calor de la fuente a temperatura alta (energía solar, combustión, etc.) y lo transformará en trabajo mecánico, generalmente con una flecha rotatoria; finalmente rechazan el calor sobrante. Los generadores eléctricos son máquinas destinadas a transformar la energía mecánica en eléctrica, esta transformación se consigue por la acción de un campo magnético sobre conductores eléctricos dispuestos sobre un estator. Si mecánicamente se produce un movimiento relativo entre los conductores y el campo, se genera una fuerza electromotriz (F.E.M), esto es, electricidad. Entonces resulta

evidente que la fuerza motriz se encargará de suministrar este movimiento o energía mecánica al generador.

Es necesario definir si la prioridad es la energía eléctrica o térmica ya que en función de ello se determina qué equipo resultará mejor para brindar la fuerza motriz.

A continuación se describen algunas de las opciones disponibles para generar fuerza motriz.

Motores de Combustión Interna (MCI)

Se trata de una máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de una cámara de combustión. Su nombre se debe a que dicha combustión se produce dentro de la máquina.

Se pueden reconocer dos tipos de MCI, el de ciclo Otto y el ciclo Diesel, cuya diferencia radica en el modo en que se inicia la combustión, el primero lo hace por medio del encendido por chispa, mientras que el segundo lo hace por compresión de combustible.

Los MCI han tenido un gran desarrollo en los últimos años, con relación a la reducción de costos, la disminución de los niveles de contaminación y ruido; y sobre todo al incremento en la flexibilidad del uso de combustibles, hablando de derivados del petróleo, el gas natural, y de los llamados biocombustibles.

Los MCI que pueden ser máquinas Diesel u Otto varían significativamente con respecto a la velocidad de rotación para la generación eléctrica; se encuentran disponibles en velocidad alta, media y baja.

- ✓ Velocidad Alta. Máquinas turbocargadas de cuatro tiempos que generalmente operan entre 900 y 1800 RPM y producen desde 75 Kw a 2.5 MW de potencia eléctrica.
- ✓ Mediana Velocidad. Operan en un rango de 600 a 1200 RPM y con una capacidad de 0.5 a 10 MW.
- ✓ Baja Velocidad. Son dispositivos de dos ciclos que operan aproximadamente en 120 y 180 RPM con una capacidad que oscila entre los 2 y 30 MW.

Estos motores generan la mayor energía eléctrica por unidad de combustible consumido, del 34 al 41%, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C; sin embargo, con esto se puede conseguir vapor a baja presión (1 a 2 atm) o agua caliente de 80 a 100 °C.

Las turbinas de gas (TG)

Una turbina de gas, es una máquina térmica motriz de reacción, cuyo fluido de trabajo es un gas. Como la compresibilidad de los gases no puede ser despreciada, las turbinas a gas son turbomáquinas térmicas. En realidad una turbina de gas está integrada por 3 componentes principales; el primero es un compresor que se encarga de elevar la presión del aire fresco, dependiendo de la turbina, puede elevarlo desde 4 hasta 30 atm. Una vez que el aire está comprimido, este se hace pasar por el segundo elemento, una cámara de combustión, en esta se inyecta combustible que al mezclarse con el aire puede producirse una combustión a presión constante, la temperatura que se puede alcanzar en las cámaras de combustión es de entre 800 y 1600 °C. Los gases producto de la combustión (que se encuentran a alta presión y temperatura) se expanden al pasar por la turbina, que es el tercer elemento, produciendo de esta manera el trabajo mecánico necesario para mover el generador. Lo que se acaba de describir es el ciclo Brayton, ciclo con el que operan la TG.

En las TG una cantidad importante de la potencia producida por sí mismas, es requerida para mover el compresor (alrededor de 40%); además el gas a la salida de la TG está a una temperatura muy elevada (generalmente entre 420 y 530°C); por lo que la eficiencia eléctrica del conjunto TG-generador es cercana al 30%. El gas de escape es relativamente limpio, ya que estos sistemas requieren de combustibles limpios y ligeros, es decir, libres de sustancias corrosivas y contaminantes.

Por otro lado, la razón de flujo de aire es alta (4 o 5 veces el aire estequiométrico), por lo que estos gases pueden ser empleados directamente en muchos procesos. Esto nos hace poner la mirada en las turbinas de gas para las aplicaciones de ST, ya que es evidente el potencial energético remanente en los productos de la combustión. Sin embargo, la potencia de una TG no puede ser modulada sin disminuir seriamente su eficiencia, por lo que deben operar a carga nominal y constante. Las TG presentan también la limitante del uso de combustibles limpios, tales como gas natural o destilados ligeros del petróleo.

Las turbinas de vapor (TV).

Una turbina de vapor es una máquina motriz de reacción, que transforma la energía de un flujo de vapor a alta presión y temperatura en energía mecánica, por medio de la interacción de dicho flujo y un rodete, elemento principal de la TV, que cuenta con álabes dispuestos de una manera particular, que se moverán por efecto de la expansión del vapor. El vapor de agua es producido en una caldera o generador de vapor. La eficiencia global del generador de vapor oscila entre el 85 y 90% y la del generador eléctrico entre el 20 y 25%, en el ciclo Rankine simple, alcanzando hasta 47% en un ciclo regenerativo. Las TV se dividen en 3 tipos: a contrapresión, a extracción y a condensación. En las de contrapresión el vapor que sale de la turbina se envía directamente a algún proceso diferente al de generación eléctrica, sin necesidad de contar con un condensador o torre de enfriamiento; es decir, se trata de un ciclo abierto, un ciclo Rankine abierto.

En el caso de las TV de extracción y condensación, una parte del vapor puede extraerse en uno o varios puntos de la turbina antes de la salida a un condensador, obteniendo así, vapor a proceso a varias presiones, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida del condensador. Estos sistemas se aplican principalmente donde los requerimientos de vapor son mayores a los de electricidad.

Motor Stirling (MS)

Se define máquina Stirling como aquel dispositivo que convierte calor en trabajo, o viceversa, a través de un ciclo termodinámico regenerativo, con compresión y expansión cíclicas del fluido de trabajo, operando dicho fluido entre dos temperaturas, la del foco caliente y la del foco frío. Se trata de un ciclo cerrado.

A diferencia de los motores de combustión interna, los Stirling necesitan un periodo de calentamiento, al final del cual ya pueden ser arrancados. Una vez calentados, sólo los motores Stirling de pistón libre se ponen a funcionar espontáneamente; los demás necesitan el impulso inicial de un motor de arranque.

Sus principales ventajas son:

- ✓ Su elevado rendimiento, ya que el motor Stirling puede acercarse más a la eficiencia de Carnot.
- ✓ Posee una baja cantidad de elementos móviles, sobre todo en comparación con los MCI, lo que permite pérdidas de rendimiento por fricción muy bajas.
- ✓ El hecho que el ciclo en la realidad sea cerrado hace que potencialmente se puedan obtener niveles muy bajos de emisiones. Dado que es un motor de combustión externa el proceso de combustión se puede controlar muy bien, con lo que se reducen las emisiones.
- ✓ Como intercambia calor con el exterior, se pueden utilizar una gran cantidad de fuentes de calor, como por ejemplo energía nuclear, energía solar y combustibles fósiles, entre otras.
- ✓ El bajo nivel de ruido y la ausencia de vibraciones con que opera.

Sus principales desventajas son:

- ✓ Baja densidad de potencia debido a la combustión externa, lo que condiciona su tamaño.
- ✓ Dificultad en la construcción del motor para sellar el fluido de trabajo durante toda la vida útil, lo que eleva su costo
- ✓ Como el fluido de trabajo es gaseoso, esto acarrea dificultades operativas, con lo que los fluidos realmente viables debido a sus buenas propiedades termodinámicas son el helio y el hidrógeno.
- ✓ Lento tiempo de respuesta. Largo tiempo de encendido y apagado del motor.
- ✓ Se requieren grandes superficies de intercambios de calor, lo que hace aumentar su tamaño en comparación con los MCI.

Celdas de combustible (CC).

Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción directamente en energía eléctrica. Por ejemplo, puede generar electricidad combinando hidrógeno y oxígeno electroquímicamente sin ninguna combustión. Estas celdas no se agotan como lo haría una batería (aunque tienen un periodo de utilidad limitado), ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor en tanto se les provea de combustible. En la práctica, la corrosión y la degradación de materiales y componentes de la celda pueden limitar su vida útil. La manera en que operan es mediante una

celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrolito.

El oxígeno proveniente del aire pasa sobre un electrodo y el hidrógeno gas pasa sobre el otro. Cuando el hidrógeno es ionizado en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el hidrógeno oxidado (ahora en forma de protón) y el electrón toman diferentes caminos migrando hacia el segundo electrodo llamado cátodo. El hidrógeno lo hará a través del electrolito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo (carga). Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del oxígeno gas para formar agua junto con el hidrógeno oxidado. Así, este proceso produce agua 100% pura, corriente eléctrica y calor útil, por ejemplo, energía térmica.

A diferencia de las máquinas de combustión cuya eficiencia está regida por el ciclo de Carnot y limitada por la temperatura, la eficiencia teórica de las celdas de combustible está dada por las leyes de Faraday, que relacionan directamente la corriente producida en una reacción electroquímica con la cantidad de material reactivo, es decir, con la cantidad de combustible.

La mayor ventaja de las celdas de combustible descansa realmente en el hecho de que no están limitadas por la temperatura, lo cual les otorga el gran beneficio de alcanzar altas eficiencias. Así, en teoría, cada molécula de hidrógeno gas producirá dos electrones libres y junto con un átomo de oxígeno reducido se generará una molécula de agua. Tal reacción electroquímica es exotérmica, por lo que además el calor desprendido puede ser utilizado y así aumentar la eficiencia de las celdas de combustible. Estas características de lograr alta eficiencia durante la generación de electricidad y la ventaja de presentar cero emisiones contaminantes cuando el combustible es hidrógeno hacen de las celdas de combustible los mejores candidatos para la generación de energía eléctrica.

Por otra parte, también ofrecen la posibilidad de utilizar casi cualquier combustible que contenga hidrógeno, aunque hidrocarburos como el gas natural, metanol, etanol, biogás y propanol aunque el diesel y la gasolina son los que mayor atención han recibido por razones de tipo práctico.

Ciclo Rankine Orgánico (CRO).

El Ciclo Orgánico de Rankine (CRO) es un proceso de producción de energía a partir de fuentes de calor de baja o mediana temperatura. El principio de funcionamiento de un CRO es el mismo al proceso más utilizado para la generación de energía, el ciclo Rankine. Como en el ciclo Rankine, el CRO consta idealmente de 4 procesos fundamentales:

- ✓ Compresión isoentrópica en una bomba
- ✓ Adición de calor a presión constante en una caldera de recuperación
- ✓ Expansión isoentrópica en una turbina o motor reciprocante
- ✓ Rechazo de calor a presión constante en un condensador.

El agua entra a la bomba en el estado 1 como líquido saturado y se comprime isoentrópicamente hasta la presión de la caldera de recuperación. La temperatura del fluido orgánico (comúnmente R245fa, aunque puede ser usado cualquier refrigerante) aumenta un poco durante la compresión debido a una ligera disminución en el volumen específico del fluido. Este entra a la caldera de recuperación como líquido comprimido y sale como vapor sobrecalentado (estado 2). Este vapor sobrecalentado entra a la turbina donde se expande y la hace girar produciendo electricidad al estar conectada a un generador. Acto seguido el vapor (con temperatura y presión más bajas) entra a un condensador donde cede calor a una presión constante y se transforma en líquido saturado. Este es un ciclo cerrado, por lo que el Refrigerante, una vez en el condensador pasa de nuevo por la bomba cerrando el ciclo.

La eficiencia del CRO es ligeramente superior a la del ciclo Rankine común debido a las propiedades termodinámicas del refrigerante. Se insiste en el uso de este tipo de sistemas cuando se dispone de una fuente de pequeña o media temperatura, ya que en el fluido orgánico las temperaturas de saturación pueden estar debajo de los 90 °C, permitiendo así, que se logre vapor saturado a bajas temperaturas y presiones relativamente altas. Otra ventaja frente a las turbinas de vapor convencionales es la posibilidad de operar a cargas parciales en un rango entre el 30% y el 100% de plena carga.

Las plantas instaladas tienen potencias entre 300-400 kWe, aunque hay equipos de hasta 1 MWe.

En conclusión, la mejor elección entre las tecnologías disponibles dependerá de muchos factores, del tamaño de la planta y su capacidad, del uso que se le dará (ya sea primordialmente de generación eléctrica o viceversa), del combustible disponible, pero principalmente de cuestiones económicas. En el siguiente cuadro comparativo se observan las diferencias entre las distintas opciones.

Tecnología	Capacidad [kWe]	Eficiencia eléctrica	Tipo de Combustible	Costo instal. [k\$/kWe]
MCI	1 – 50	0.25 – 0.35	Gas, Diesel, Gasolina, Bio-combustibles	1.2 – 2.4
TG	≥ 30	0.25 – 0.3	Gas Natural Gas LP (alta calidad)	1.0 – 1.4
TV	≥ 30	0.25 – 0.3	Todos	1.2 – 1.6
MS	0.8 – 25	0.1 – 0.2	Todos	3.0 – 3.4
CC	1 – 50	0.4 – 0.7	Hidrógeno	> 3.6
CRO	1 – 4.6	0.05 – 0.19	Todos, calor residual	1 - 2

Tabla 2. Comparativa entre tecnología
Fuente: Generación propia.

2.2.2 Recuperación de calor

La recuperación de calor tiene la función de conservar o de renovar de forma sostenible aquellos flujos de energía, que en última instancia, se emiten al medio ambiente al final de ciertos procesos productivos. La recuperación de calor implica mover energía en forma de calor de un sistema hacia otro. El equipo que hace esto posible es el intercambiador de calor. Para determinar su capacidad y la viabilidad de realizar la transferencia, se necesita conocer las características tanto de la fuente de calor como las del proceso que se requiere alimentar (vertedero) en términos de flujos, calores específicos, y temperaturas de entrada. Balanceando las energías de las dos corrientes, se puede determinar el tamaño y características del intercambiador necesario.

Ventajas de la recuperación de calor

Las medidas de recuperación de calor conllevan una disminución de los costes energéticos como consecuencia de la disminución del consumo de energía primaria. También reducen los costes de inversión en plantas de generación de calor.

Configuraciones disponibles, aplicaciones, pros y contras.

En los sistemas mecánicos, químicos, nucleares y otros, ocurre que el calor debe ser transferido de un fluido a otro y transportado de un lugar a otro. Los intercambiadores de calor son los dispositivos que permiten realizar la transferencia. Es necesario un entendimiento básico de los componentes mecánicos de los intercambiadores de calor para comprender cómo funcionan y operan para un adecuado desempeño.

Entre las principales razones por las que se utilizan los intercambiadores de calor se encuentran las siguientes:

- ✓ Calentar un fluido de menor temperatura mediante otro con mayor temperatura
- ✓ Reducir la temperatura de un fluido con otro de menor temperatura
- ✓ Llevar al punto de ebullición a un fluido otro con mayor temperatura
- ✓ Condensar un fluido por medio de otro fluido frío
- ✓ Llevar al punto de ebullición a un fluido mientras se condensa un fluido gaseoso con mayor temperatura

Se debe mencionar que suceden tres tipos de transferencia de calor dentro del equipo que necesitan ser descritos:

- ✓ Transferencia de calor convectiva del fluido hacia la pared interna del tubo
- ✓ Transferencia de calor conductiva a través de la pared del tubo
- ✓ Transferencia de calor convectiva desde la pared externa del tubo hacia el fluido exterior.

En los intercambiadores de calor los fluidos utilizados no están en contacto entre ellos, el calor es transferido del fluido con mayor temperatura hacia el de menor temperatura, ambos fluidos están en contacto térmico con las paredes metálicas que los separan.

2.3 Situación actual de los sistemas de cogeneración

Aproximadamente dos tercios de la energía usada para la producción eléctrica a nivel mundial se desperdician (dadas las eficiencias de transformación promedio de las tecnologías actuales), siendo arrojada al medio ambiente, esto provoca un serio daño al ecosistema. Es esta cuestión

que en los sistemas de cogeneración se busca aprovechar para evitar un daño mayor al entorno.

Según la revista *Cogeneration & On-Site Power Generation* el 50% de las emisiones totales al medioambiente provienen de fuentes fijas, es decir, de las instalaciones eléctricas más grandes; parte de estas emisiones pueden aprovecharse por los sistemas de cogeneración.

El beneficio generado en los sistemas de cogeneración es prioritario en el ámbito económico al reducir los costos de producción de un determinado proceso que utiliza calor y electricidad.

¿Pero qué posibilidades existen para que los sistemas de cogeneración tengan un mayor desarrollo a nivel mundial? Desde mediados de los años setenta hasta hoy, las industrias del papel, refinerías, metal y químicos concentran la mayor capacidad instalada de sistemas de cogeneración en sistemas a base de turbinas (gas o vapor) y ciclos combinados.

Existen distintas organizaciones y alianzas para el desarrollo e implementación de los sistemas de cogeneración a nivel mundial, estos también se encargan de impulsar una mayor apertura a todo tipo de generación distribuida. No existe propiamente un concepto de generación distribuida, sin embargo esto se refiere a la generación de energía eléctrica mediante instalaciones mucho más pequeñas que las grandes centrales convencionales y situadas cerca de las instalaciones que consumen esta energía eléctrica. (Hirsch, 2005)

Una de estas organizaciones es COGEN España, la cual trabaja de la mano de COGEN Europe para el logro de marcos legales, fomento, difusión e implementación de la cogeneración y generación distribuida en España. Actualmente hay países cuyos incentivos y regulaciones han logrado que la cogeneración participe en más de la mitad de la matriz energética. (Winward, 2009)

En países como España, Estados Unidos y Reino Unido los sistemas de cogeneración se han implementado y desarrollado desde hace varios años.

Estados Unidos es uno de los países con mayor desarrollo y cantidad de instalaciones distribuidas de sistemas de cogeneración, siendo la tecnología de Motores de Combustión Interna la más utilizada.

El efecto más visible de la cogeneración en Estados Unidos en el año 2006 es que ha logrado reducir sus emisiones de CO₂ en 242 millones de ton/año, equivalente a retirar 44 millones de vehículos de circulación.

La experiencia norteamericana con diversas tecnologías y capacidades, establece aspectos claves para la implementación de sistemas de cogeneración:

- ✓ Enfocar evaluaciones de viabilidad en tarifas industriales altas y escenarios de precios de combustibles favorables para el costo nivelado de generación en este esquema respecto del suministro del servicio público.
- ✓ Generar condiciones de competencia real en donde los esquemas más eficientes se impongan.
- ✓ Disponer de estándares para conexión a los sistemas de subdistribución, de manera confiable y segura, eliminando las incertidumbres.

Australia es otro de los países que es fuertemente dependiente de los sistemas de cogeneración y tiene una de las mayores reservas de gas natural. El gobierno australiano impulsa la búsqueda de mayores eficiencias y de las tecnologías renovables que extiendan el panorama energético, tiene programas que específicamente impulsan los procesos de cogeneración y generación eléctrica distribuida.

En este país la cogeneración se enfoca en centrales térmicas dejando la iniciativa industrial, comercial y residencial al campo de eficiencia energética y energías limpias.

De forma similar al caso norteamericano, las industrias química, papel y refinería son procesos a gran escala relevantes para la cogeneración.

A manera de ejemplo y por mostrar uno de los proyectos que actualmente existen aplicando la cogeneración son las distintas iniciativas en la industria azucarera donde entre el 2 y el 20% de la electricidad es producida por sistemas de cogeneración.

Finlandia es el país donde más se registran sistemas de cogeneración a nivel mundial, implementados mayoritariamente en el sistema energético, esto permite que industrias y distribuidores puedan producir y vender electricidad. La generación eléctrica distribuida ha permitido que la proporción de sistemas de cogeneración aumente ya que evita que existan generadores únicos con acceso exclusivo a las redes de transmisión. Un sistema de gran ayuda

para la cogeneración en ese país ha sido el “*District Heating*” (DH), lo cual permite que los consumidores puedan elegir entre distintas opciones para tener calefacción en sus hogares. Este sistema ha sido muy eficiente ya que un 75% del mismo se basa en la cogeneración.

En el año 2006 Finlandia obtuvo 35% de su electricidad a base de sistemas de cogeneración y para su capital (Helsinki) fue el 97%, ese porcentaje no varía mucho para los sistemas de calefacción que también son obtenidos por vía de cogeneración, el cual representa un 92%. El sistema *District Heating* también se ha implementado en Helsinki aunado a la cogeneración.

Finlandia es un ejemplo a seguir, ya que ha demostrado que los sistemas de cogeneración pueden ser exitosos en mercados abiertos; teniendo ciertas ventajas tributarias para la cogeneración y algunos subsidios, estos se pueden desarrollar de manera adecuada.

Estos son algunos de los países más importantes que han desarrollado los sistemas de cogeneración a distintas industrias y mercados energéticos, es importante tomar en cuenta sus desarrollos y sus aportaciones para lograr en conjunto un mayor ahorro energético a nivel mundial y de esa forma cambiar el panorama de nuestro ecosistema a futuro.

2.3.1 Sistemas instalados en México

México es un país con un gran potencial para los sistemas de cogeneración, a pesar de los distintos estudios e investigaciones que se han llevado a cabo desde hace varios años, aún falta mucho por implementar en este ámbito. Durante mucho tiempo se mantuvo un nivel bajo debido al marco regulatorio que impidió hasta hace pocos años la entrega de energía eléctrica a las redes de CFE pues se tenía establecido un máximo de 20 MW por instalación. En 1995 se inició el estudio a más de 1,700 empresas del sector industrial tomando importancia al sector de refinería y petroquímica de PEMEX así como a los consumos del sector comercial. En ese momento se identificó un potencial teórico para el escenario bajo de 8,360 MW, esto sin exportar excedentes. Para el escenario alto se tuvo 15,670 MW, exportando excedentes. Es importante marcar que estas empresas reciben respaldo de CFE por lo que pueden existir variaciones en el potencial.

La Secretaría de Energía en su boletín núm. 58 (SENER, 2001 (Mendoza, 2012)) expresa que el potencial de cogeneración en el sector industrial, específicamente en las industrias de papel,

vidrio, acero, azucarero y petrolero fluctúa entre los 5,200 y 9,750 MW. Estos son los más importantes campos para la cogeneración en México y donde existe un potencial más viable. Actualmente la capacidad autorizada en cogeneración es de 3,293 MW. Se podrían considerar los sectores comerciales y de servicios pero en estos sectores la potencia de las tecnologías de cogeneración son diferentes.

Para los ingenios azucareros los sistemas de cogeneración incrementarían la rentabilidad ya que su potencial es de casi 1,000 MW. Otra ventaja dentro de esta industria es que permite el uso del bagazo como combustible.

PEMEX tiene actualmente instalados 2,150 MW y se perfila para que en el año 2012 se sustituyan los equipos ineficientes, para lograr el autoabastecimiento. Las refinerías son uno de los sectores más propicios para el desarrollo de la cogeneración, en este sector se alcanzan 2,900 MW y 4,000 ton/hr de vapor a proceso. Existe un estudio para el desarrollo de sistemas de cogeneración en PEMEX realizado por el IEE (Instituto de Investigaciones Eléctricas) el cual, se circunscribe a dos enfoques:

- ✓ La instalación de grandes plantas de cogeneración en importantes centros de trabajo como refinerías, plantas petroquímicas y centros procesadores de gas.
- ✓ La instalación de sistemas de cogeneración que permitan mejorar la eficiencia global de las plantas de fuerza en refinerías, plantas petroquímicas y centros de compresión.

Se pretende alcanzar un acuerdo con CFE y vender los excedentes de generación eléctrica. (Tech4CDM, 2008-09). La previsión para los siguientes años es alcanzar los 3,100 MW de potencia instalada en cogeneración.

La mayor planta de cogeneración en México se encuentra instalada en Tabasco. Con una potencia de 300 MV y propiedad de la empresa *Abengoa* junto con *Energy Financial Services* abastece a PEMEX.

Otra planta de cogeneración es la de *Grupo Azucarero México*, la cual está ubicada en el ingenio Tala del estado de Jalisco. Esta funciona al 100% a partir del bagazo que se genera en el proceso de fabricación del azúcar. La electricidad que se genera de la fuente de energía renovable sustituye a la red eléctrica y de este modo se elimina el uso de combustibles fósiles. Esta planta permite la reducción de 70,000 ton/año de CO₂, su potencia de cogeneración es de 1,197 MW

de capacidad (México, 2011). En el 2011 en el estado de Veracruz el ingenio azucarero Tres Valles inauguró una planta de cogeneración con una inversión de 50 millones de dólares la cual disminuye 3.6 millones de CO₂ por año y funciona a base de bagazo.

Uno de los proyectos que se encuentran actualmente en proceso de desarrollo es el de la empresa ALPEK subsidiaria de Petromex junto con GE (*General Electric*) en Cosoleacaque, Veracruz. Esta producirá 85 MW de electricidad y cumple con los requerimientos de vapor en sitio. El acuerdo se firmó por 31 millones de dólares para proporcionar turbinas de gas aeroderivadas LM6000- PF, las cuales tienen alta fiabilidad, eficiencia de combustible y una tecnología probada de bajas emisiones en seco.

Los cambios al marco regulatorio han permitido que exista un mayor conocimiento sin embargo, no ha sido suficiente para el impulso de estas tecnologías. La falta de personal capacitado en la instalación de sistemas de cogeneración, así como de proyectistas repercute en la confianza del usuario acerca de estos sistemas. Una de las razones más importantes a considerar es el aspecto económico. Los altos costos iniciales de las instalaciones de cogeneración, así como los elevados periodos de amortización, son una barrera al desarrollo de este mercado. La incertidumbre acerca de los costos futuros de los combustibles especialmente en el gas natural, el cual es uno de los más utilizados en la cogeneración perjudica la inversión que ofrecen estas instalaciones.

2.4 La evolución a los sistemas de trigeneración

Esto ocurre cuando además de las demandas térmicas se requiere energía frigorífica. Las tres necesidades primarias para muchas industrias, abastecimiento eléctrico, calor de proceso y climatización/ refrigeración representan consumos energéticos muy grandes, que a la vez implican un derroche económico y un terrible impacto ambiental. Los esfuerzos deberán estar dirigidos a la optimización de los recursos, la innovación tecnológica y la sustentabilidad; un acercamiento a esto es la trigeneración energética.

2.4.1 Definición de trigeneración

Un proceso de trigeneración se define como un sistema donde además de la producción de energía eléctrica y calor se produce frío. Es decir, una instalación en la que además de

proporcionar electricidad se aprovecha la energía de los gases de escape para producir calor, se denomina sistema de cogeneración; dando un paso más, si del mismo calor de los gases de escape se produce energía frigorífica mediante una máquina de absorción o adsorción el sistema se denomina trigeneración. La trigeneración es el proceso por el cual, a partir de una fuente primaria, se obtienen tres distintos niveles de energía:

- ✓ La energía de primer nivel es el trabajo mecánico utilizado para la generación eléctrica.
- ✓ La energía de segundo nivel es el calor de alta temperatura usado para la producción de vapor o agua caliente.
- ✓ La energía de tercer nivel es calor de media o baja temperatura que es utilizado para la generación de frío por medios termomecánicos.

TRIGENERACIÓN



Figura 1. Trigeneración
Fuente: Creación propia

Esto hace que sea posible optimizar el uso de la energía, lo que conlleva dos ventajas fundamentales, la primera es un menor impacto al medio ambiente reduciendo la emisión de gases contaminantes a la atmósfera y la segunda son los ahorros económicos, derivados de un menor consumo de combustibles.

Existen distintas configuraciones así como distintos estudios para un sistema de trigeneración, ambos se mencionarán a continuación.

2.4.2 Uso de la energía de tercer nivel, el siguiente paso para llegar a la trigeneración

La trigeneración como sistema integrado de tres tipos de energía es relativamente nueva. Existen estudios anteriores sobre la trigeneración en los que se estudia y se determinan las eficiencias, potencias, análisis económicos y ambientales de acuerdo al equipo utilizado o simulado.

El atractivo de la trigeneración es que logra aprovechar más del 70% de la energía primaria que se le suministra, gracias al desarrollo tecnológico en sistemas de cogeneración y de refrigeración por absorción.

Han surgido muchas más investigaciones y artículos sobre ST, en los cuales se ha desarrollado toda una teoría en cuanto a su dimensionamiento, cálculo, operación, implementación, aplicaciones, etc. Por ello es posible decir que no es una tecnología nueva, ni mucho menos que su investigación está en pasos preliminares, para muestra se incluye un breve panorama de los estudios más importantes e influyentes para el contenido de esta tesis:

Havelský (1999) simuló, analizó y comparó las eficiencias de dos sistemas energéticos para la producción de electricidad, calor y enfriamiento. Uno de los sistemas producía los tres tipos de energía de forma integral y el otro de forma independiente. Havelský denominó a su sistema energético integral “sistema de cogeneración combinado”. Aunque se trataba de un sistema de trigeneración el término aún no era ampliamente usado.

En el 2002 comenzaron a desarrollarse y a investigarse más sistemas de trigeneración respecto a años anteriores

Frátilâ et al. (2002) analizaron técnica, económica, y ecológicamente la demanda de la electricidad, calor y enfriamiento partiendo de cinco configuraciones y tres equipos principales (Motor de Combustión Interna, Recuperador de calor, Equipo de Absorción) dimensionaron de acuerdo a la demanda eléctrica y térmica.

Sánchez-Cifuentes y Hernández-Santoyo (2003) analizaron teóricamente un sistema de trigeneración para mejorar el rendimiento de la turbina de gas. Propusieron generar enfriamiento con un equipo de absorción comercial para el aire que entra en la cámara de combustión de la turbina de gas, esto con el fin de incrementar su flujo a través de la disminución de su densidad y disminuir así el consumo de combustible primario. Los resultados muestran que con esta configuración hay un rendimiento en la turbina de gas de hasta un 25%.

El uso del calor a media o baja temperatura tiene aplicaciones en los sectores industrial comercial, el de servicio y residencial, además la obtención de frío para almacenar alimentos y acondicionar espacios es una necesidad más que un lujo en la época actual. El incremento en la temperatura ambiente ha generado que la producción de frío y las aplicaciones de climatización al sector terciario aumenten en los últimos años y por consiguiente exista una mayor demanda.

Los costos por tener sistemas de refrigeración y aire acondicionado son elevados y esto se refleja en la facturación eléctrica, es por ello que surgen investigaciones a nivel mundial orientadas a los sistemas de refrigeración y el ahorro energético en los mismos, así como un mayor coeficiente de operación (COP). Es entonces donde la trigeneración entra en acción y desarrolla un papel muy importante en las estrategias de ahorro energético y económico. Entonces, la idea es generar frío por medios térmicos, es decir, transformar el calor en frío, para ello existen varias soluciones tecnológicamente viables e incluso, algunas, comercialmente disponibles, como se describe a continuación.

2.5 La generación de frío por medios térmicos

Se puede mencionar de forma general que el frío es la ausencia o disminución de calor. Como ejemplo, se dirá que el frío es respecto al calor, lo mismo que la oscuridad respecto a la luz. Frío

y oscuridad son términos negativos, indican la ausencia o disminución del calor de un caso y de la luz en el otro. (Rapin, Febrero 2002)

Un proceso artificial de enfriamiento se basa en las propiedades termodinámicas de algunos fluidos que se sitúan como grandes absorbedores de calor, los cuales se conocen como refrigerantes y tienen como función “aspirar” calor de un determinado cuerpo de manera constante.

La producción de frío es un proceso endotérmico (absorción de calor), en donde el objeto u espacio es el sitio a enfriar, lo cual provoca la disminución de su temperatura. Existen varios métodos para la producción de frío, los cuales la mayoría basan su funcionamiento en la extracción de calor por medio de un refrigerante, cada refrigerante tiene un comportamiento definido y diferente; sin embargo, no es la única forma.

En la siguiente figura se muestra de forma simplificada las distintas formas de generar frío.

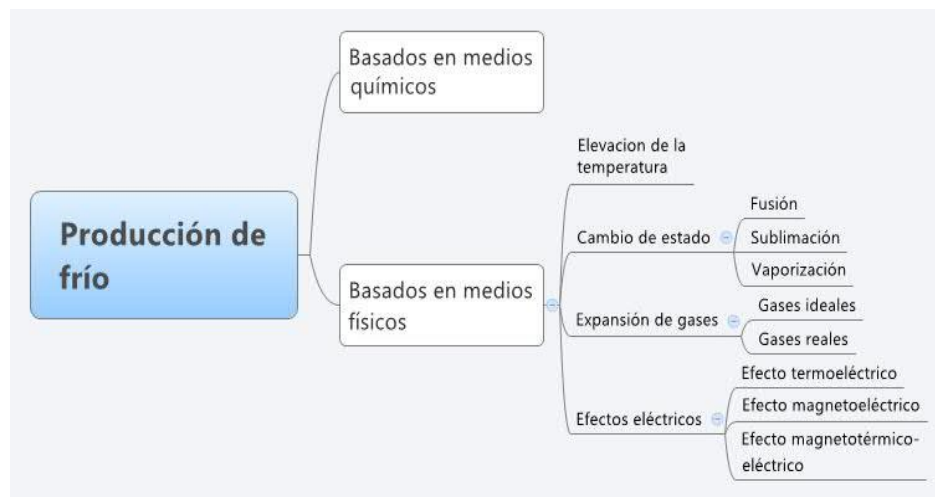


Figura 2 Generación de frío
Fuente: Generación propia.

Dentro de la generación de frío por medios térmicos existen variantes, de ellas cuatro serán descritas de forma breve.

Refrigeración por compresión

La máquina de compresión trabaja mediante un ciclo cuyo fluido es un refrigerante el cual se lleva a condiciones de evaporación y con ello produce frío. La intervención de un compresor de refrigerante es necesaria, el cual, consume una potencia eléctrica.

Refrigeración por absorción o adsorción

Los procesos de refrigeración por absorción o por adsorción tienen el mismo principio básico de la refrigeración por compresión de vapor, sólo que estos prescindan del compresor eléctrico y comprimen el fluido refrigerante por medio de sistemas de absorción o adsorción alimentados por energía térmica, el detalle se explica más adelante.

2.5.1 Los sistemas de absorción y adsorción, sus aplicaciones, sus pros y contras

Los primeros estudios termodinámicos que se realizaron con el fin de conseguir frío por medio de un líquido caliente datan de principios de los años treinta. Las plantas frigoríficas a mayor escala a base de amoníaco-agua comenzaron en los años cuarenta y los equipos de absorción con agua-Bromuro de Litio en los años cincuenta. A continuación se resume de manera sencilla sus aplicaciones, sus beneficios y sus desventajas.

Refrigeración por absorción

Los ciclos de absorción surgieron ante la necesidad de buscar alternativas viables para los sistemas de refrigeración y aire acondicionado. La ventaja de los ciclos de absorción es que resultan amigables al medio ambiente y son relativamente económicos. Su funcionamiento se basa en la capacidad que tienen algunas sustancias para absorber calor como es el caso del agua y el Bromuro de Litio, en fase líquida; vapores de otras sustancias, tales como el amoníaco y el agua destilada respectivamente. A partir de este principio es posible concebir una máquina en la que se produce una evaporación con la consiguiente absorción de calor, que permite el enfriamiento de un fluido secundario en el intercambiador de calor que actúa como evaporador, para acto seguido recuperar el vapor producido disolviendo una solución salina e incorporándolo a una masa líquida. El resto de componentes e intercambiadores de calor que

configuran una planta frigorífica de Absorción, se utilizan para transportar el vapor absorbido y regenerar el líquido correspondiente para que la evaporación se produzca de una manera continua. En los ciclos de absorción hablamos siempre de agente absorbente, designando así a la sustancia que absorbe los vapores, y de agente refrigerante, o agente frigorífico, a la sustancia que se evapora y da lugar a una producción frigorífica aprovechable. Serían absorbentes el agua y la solución de Bromuro de Litio, y refrigerantes el Amoníaco y el agua destilada, en los ciclos de absorción Agua-Amoníaco y Bromuro de Litio-Agua, respectivamente.

Algunas de las propiedades de los fluidos utilizados para los ciclos de absorción son las siguientes:

- ✓ **Agua destilada.** Cambia sus propiedades de acuerdo a la baja presión en la que se encuentre, se utiliza como refrigerante
- ✓ **Bromuro de Litio.** Es una sal absorbente no tóxica con gran afinidad con el agua y con un alto punto de ebullición.
- ✓ **Amoníaco.** Uno de sus grandes beneficios es que resulta biodegradable en el ambiente. Al evaporarse el agua puede absorberlo fácilmente
- ✓ **Agua.** A la temperatura de 0 °C absorbe más de mil veces su volumen de gas amoníaco y hasta 700 veces dicho volumen a la temperatura de 15°C

Ventajas del ciclo de absorción

Dentro de las diversas ventajas que existen en los ciclos de absorción una es el valor de las energías consumibles. Esto se refiere al aprovechamiento máximo de la energía y por consecuencia un ahorro económico.

Los dispositivos de control en microprocesadores han permitido verificar la temperatura, presión y concentración que permiten al operador una manera inmediata y más fácil del manejo de la máquina, ya que anteriormente era muy laboriosa; esto facilitó la estabilidad y seguridad de la máquina.

La utilización de aceros aleados de alta resistencia en la fabricación de las envolventes permite una construcción más ligera y el empleo de tubos de materiales inoxidables o de alta

resistencia a la corrosión, como el cuproníquel, en la fabricación de los haces tubulares de los intercambiadores de calor, facilita los rendimientos de la máquina. (Marcos)

Otra de las ventajas que brindan es la posibilidad de instalar máquinas de absorción en serie, también llamados híbridos, que junto con las máquinas de compresión usan el mismo circuito de agua helada.

Los refrigerantes utilizados para los ciclos de absorción tienen un comportamiento favorable al medio ambiente, si bien es necesario tener precaución con el amoníaco, lo cual es muy conocido. Con respecto al bromuro de litio y el agua destilada son sustancias inocuas al medio ambiente.

Siempre que coexista la posibilidad de utilizar energías térmicas desechables, gratuitas o de bajo costo o efluentes de procesos de cogeneración, la aplicación de sistemas de refrigeración por absorción será una alternativa competitiva y atractiva. Los sistemas de absorción no solo evitan que los sobrantes de energía térmica sean desechados a la atmósfera, asimismo evitan el consumo de combustibles fósiles y dan un doble ahorro de energía; recuperan las energías que antes se desechaban y permiten la reducción de consumos primarios de energía eléctrica.

Desventajas del ciclo de absorción

Son muy exigentes con respecto a los rangos de temperatura para la fuente de calor y para el sumidero, requieren de una temperatura constante de alimentación bastante alta, mayor al punto de ebullición de la salmuera utilizada ($> 85^{\circ}\text{C}$). Por otro lado la máquina deja de funcionar cuando la temperatura del sumidero supera los 24°C para evitar la cristalización de dicha salmuera. Pueden resultar complicados al momento de comprender su respuesta en determinadas condiciones, debido a los grandes volúmenes de absorbente y refrigerante que utilizan. El costo de la tecnología es muy alto, por lo que máquinas de capacidades pequeñas resultan poco rentables, sin embargo, cuando la capacidad de refrigeración se vuelven más atractivas, ya que la relación \$/tonelada de refrigeración disminuye considerablemente. El elevado costo inicial resulta muchas veces la condición para que las empresas o industrias no se ajusten a este tipo de ciclos.

Aplicaciones

La principal aplicación que tienen los sistemas de absorción es en los proyectos donde exista el aprovechamiento de efluentes térmicos gratuitos, ya que resultan mucho más rentables donde la energía térmica no tiene costo.

Existen tres lugares principales donde son aprovechables los ciclos de absorción:

- ✓ Industria agroalimentaria
- ✓ Aplicaciones Industriales
- ✓ Transporte refrigerado

Existen otras instalaciones donde es recomendable el uso de sistemas de absorción como es el caso de los sistemas de cogeneración. Para obtener una mayor eficiencia térmica el ciclo de absorción se puede adaptar a un motor de combustión donde se aprovecha el agua caliente de refrigeración de las camisas del motor.

En las instalaciones de cogeneración para producción de vapor y calderas de post-combustión también pueden implementarse sistemas de absorción y esto puede aumentar el rendimiento hasta en un 29%.

Refrigeración por adsorción

El término absorción o adsorción deriva de del proceso habitual denominado sorción. En el caso de refrigeración por adsorción el sorbente no es un líquido, sino una cama de sorbente sólido; algunos de los adsorbentes comerciales y principales son los siguientes:

- ✓ Cristales de gel de sílice.
- ✓ Cloruro de calcio
- ✓ Alúmina activada.
- ✓ Carbón activado.
- ✓ Zeolita

Por usar un sorbente sólido su operación es discontinua, por ello son más usados los de doble efecto o de doble cama, para que de este modo la refrigeración pueda continuar, mientras que una ópera, la otra (la saturada) es llevada a condiciones iniciales.

Ventajas

- ✓ Su estabilidad de funcionamiento es mayor que la máquina de absorción respecto a las variaciones de entrada de energía así como de temperatura de fuente de calor.
- ✓ Pueden continuar operando con condiciones de temperatura debajo de las nominales, pero con COP bajos.
- ✓ Son más amigables con el medio ambiente y tienen largos periodos de vida útil. (Fabio Immovilli)

Desventajas

- ✓ Son más voluminosos y pesados (alrededor de 5 veces más) que sus contrapartes de absorción.
- ✓ No son rentables para plantas pequeñas, la complejidad intrínseca en su construcción y operación, hace que su empleo sólo sea justificado en plantas grandes y centralizadas, donde su tamaño no sea un problema.
- ✓ Tienen baja densidad de refrigeración, es decir, tienen menor capacidad de enfriamiento por unidad de volumen. (Fabio Immovilli)

Aplicaciones

- ✓ En plantas grandes y centralizadas, donde su tamaño no sea un problema.

2.5.2 Otras alternativas para la generación de frío

El impacto de los refrigerantes sintéticos en el medio ambiente ha impulsado a la industria a buscar nuevas formas de generación de frío que permitan un ahorro de energía y sean respetuosas con la atmósfera. A continuación se mencionan dos de ellas.

Refrigeración termoacústica

La refrigeración sónica o termoacústica es una tecnología que usa ondas sonoras de alta amplitud sobre un gas presurizado con el fin de transferir calor de un sitio a otro. Actualmente son utilizadas en pocas industrias pero su rendimiento es efectivo y no contaminante.

Refrigeración por eyector

Los eyectores son sistemas análogos a las bombas de vacío en los que se transmite energía por impacto de un fluido a gran velocidad a otro que se encuentra en reposo todo esto bajo condiciones controladas.

Este tipo de sistemas son usados en la refrigeración donde los gases extraídos pueden ser incondensables, por ejemplo, el aire.

Estos, también resultan atractivos para ser utilizados con energía solar como fuente alternativa de suministro de calor a bajas temperaturas.

2.6 Situación actual de los sistemas de trigeneración

La creciente demanda del sector eléctrico junto con la creciente presión de los nuevos acontecimientos económicos aunado a la búsqueda del ahorro de energía y las cuestiones pro ambientales han propiciado la competitividad en los mercados energéticos. De esta forma es como surge el interés por los sistemas de trigeneración.

Actualmente los ST tienen una gran potencia en la industria donde las demandas de calor, frío y electricidad son simultáneas y continuas; básicamente en toda industria donde existan efluentes térmicos residuales y gratuitos pueden implementarse máquinas de absorción para lograr un ST.

Existen actualmente diversas investigaciones alrededor de los ST donde se implementan equipos para maximizar la eficiencia del ciclo, por ejemplo, calderas de postcombustión que pueden utilizarse para las máquinas de absorción, incluso instalaciones con paneles solares donde mediante un intercambiador de calor el circuito de los paneles cede su energía al agua almacenada en un tanque y la máquina de absorción se acciona con el agua caliente del mismo.

Hay también empresas dedicadas al diagnóstico e implementación de ST, esto no está reservado a la industria, también tiene aplicaciones al sector terciario así como al alimentario y al químico.

2.6.1 Sistemas implementados en México

Los ST en México han tenido un avance lento en los últimos años. Aunque actualmente existen ciclos en funcionamiento aún son pocos en comparación con otros países.

La tienda departamental “El Palacio de Hierro” ubicada en Monterrey, invierte un millón 800 mil dólares en la compra de 20 turbinas de gas para la generación de electricidad. Con una capacidad instalada de 1,200 kW, la planta comenzó a funcionar en Septiembre del 2006, en la cual se aprovecha el calor residual y se utiliza en el aire acondicionado de la tienda. Esto representa un ahorro del 30% en la facturación. De acuerdo con datos de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) otras tiendas departamentales cuentan con un permiso de autoabastecimiento de electricidad pero con MCI Diesel. (economía, 2012)

La empresa de plásticos Urpri desarrolló un ST como parte del programa de Incremento de Eficiencia y Ahorro de Energía. Con apoyo de maquinaria IGSA (empresa dedicada a la fabricación de plantas eléctricas) para la selección de los equipos de generación, recuperación de calor, y producción de agua helada, las mejoras a la planta se hicieron en dos áreas específicas: calidad de energía eléctrica y ahorro en el proceso.

El costo de producción eléctrica para autoabastecimiento fue de 0.073 USD/kWh y el costo de combustible fue de 5.25 dólares por millón de BTU de gas natural. Todo esto representa un ahorro de casi el 16% de en el costo energético de total de la fábrica.

En el año 2011 se otorgaron ocho permisos de autoabastecimiento entre los que destaca uno de Pemex Exploración y Producción, con una capacidad autorizada de 100,4 MW. Con ello, la capacidad autorizada de PEMEX creció 71 MW. Es importante mencionar que la paraestatal* busca transitar hacia esquemas de cogeneración y cogeneración eficiente.

El 29 de Junio se publicó en el DOF la resolución RES/207/2011, a través de la cual la CRE expide las disposiciones generales para regular el acceso de nuevos proyectos de generación de energía eléctrica con energías renovables o cogeneración eficiente a la infraestructura de CFE.

CAPÍTULO 3. Modelo de selección para plantas de trigeneración.

Como su nombre lo dice, el objetivo de este capítulo es la generación de un modelo de selección para un ST, lo que será una guía que contenga los pasos fundamentales a cubrir en el momento de iniciar un proyecto de implementación de estos sistemas. Muchos aspectos no se tocarán y se dejarán para otros estudios, no por su importancia, sino porque son propios de cualquier otro proyecto de ahorro de energía y son genéricos, hablando concretamente de diagnósticos energéticos de primer y tercer nivel, estudios de proceso, flujos de energía, legislación ambiental, así como planes de operación y mantenimiento. Es muy importante puntualizar que se partirá de la idea que la decisión de instalar un ST es resultado de un estudio previo que arroja a la trigeneración como parte fundamental del Plan de Uso Eficiente y Ahorro de Energía que la empresa ha decidido llevar a cabo. En resumen, esta metodología sólo será útil para la selección del ST más adecuado, considerando consumos energéticos, disponibilidad de combustibles y análisis económicos simplificados.

El primer paso será reconocer las necesidades energéticas del caso, para ello se propondrá un cuestionario que recabe la información pertinente para conocer las particularidades del consumo energético. Hecha esta recopilación, la información será procesada para jerarquizar las necesidades eléctricas, caloríficas y frigoríficas en orden de importancia en el consumo. Sabiendo cómo se consume energía, se podrá generar un espectro de posibilidades de ST que cubran dichos requerimientos energéticos, esto se logrará comparando las demandas y el diseño de la planta con una lista que incluya las prestaciones de las configuraciones disponibles en el mercado para los elementos primordiales (FM y Chiller de absorción/adsorción) de un ST.

El siguiente paso es determinar qué tipos de combustibles están disponibles en el mercado local, cuáles son sus costos históricos y aspectos ambientales, para conocer el combustible más adecuado. Finalmente, las alternativas que se deriven de los puntos anteriores se incluirán en una matriz de posibilidades que sólo incluya aspectos técnicos, facilitando elegir las opciones que se llevarán al estudio económico simplificado, estudio que será definitivo para encontrar la solución ideal.

El último punto será la síntesis de los pasos realizados, lo que derivará en nuestra metodología de selección.

3.1 Evaluación de los requerimientos energéticos.

Es fundamental para todo proyecto de ahorro de energía, el conocer los requerimientos energéticos de la planta, hotel o edificio objetivo; la herramienta utilizada para este proceso se conoce como diagnóstico energético o auditoría energética.

3.1.1 Manejo de los resultados arrojados por la auditoría energética previa

La auditoría energética. La implementación de un ST será necesariamente parte de un Programa de Uso Eficiente y Ahorro de la Energía (PUEAE). Un PUEAE es el cambio de cultura en la empresa dentro del concepto de desarrollo sustentable, protección al medio ambiente, productividad y un ambiente laboral y de relaciones humanas adecuados. Es el proceso de administrar los recursos energéticos y consiste en la aplicación de técnicas que permitan alcanzar la máxima eficiencia en el uso de los recursos energéticos. Es también una mejora en la competitividad que amplía el horizonte energético y libera recursos económicos para destinarlo a otras actividades productivas.

Hay tres maneras básicas de reducir los costos energéticos que se aplican a todas las actividades productivas y de servicios.

- ✓ Reducir la carga y/o las horas de funcionamiento del equipo consumidor de energía.
- ✓ Aumentar la eficiencia de conversión en los equipos y procesos consumidores de energía.
- ✓ Modificar el tipo de energía utilizada, que implique menor costo.

Como se puede suponer, el uso de ST es una manera de cubrir la necesidad de aumentar la eficiencia de conversión de la energía. Para ello, es preciso conocer el tipo y la cantidad de energía que se usa en cada uno de los procesos que conforman la operación y determinar las acciones necesarias e implementarlas para reducir los costos de la energía, sin afectar la producción ni la calidad de los productos o servicios.

El PUEAE no puede llevarse a cabo si no se conoce a detalle, dónde y cómo se está utilizando, para lograr la eficiencia en su consumo. En la mayoría de los casos, como actividad inicial se requiere de una inspección del establecimiento, una obtención de datos y un análisis energético detallado de los consumos y pérdidas de energía. Esto generalmente se conoce con

auditoría energética, también llamado diagnóstico energético. La auditoría energética tiene como objetivos:

- ✓ Determinar cómo se usa la energía y como se transforma
- ✓ Determinar oportunidades para reducir el consumo
- ✓ Evaluar la factibilidad técnica y económica de las oportunidades.

Para el caso de estudio de esta tesis se supone a la trigeneración como “la oportunidad” para reducir el consumo de energía, es por eso que el segundo punto mencionado se dará como visto y nos enfocaremos con los puntos primero y tercero. El aspecto más importante en este apartado es la determinación del cómo se usa la energía y como se transforma. Para ello la auditoría cumple con cuatro aspectos fundamentales, que abarcan toda actividad económica, sea industrial, comercial o prestación de servicios: La producción, los servicios generales, el mantenimiento y los edificios.

La auditoría para la producción y los servicios generales debe incluir:

- ✓ La determinación del uso y costo de los energéticos primarios tales como la electricidad, gas natural, diesel o combustóleo.
- ✓ Los equipos principales de transformación de la energía. Transformadores, motores, etc.
- ✓ Los componentes eléctricos del sistema: Subestación, distribución, motores eléctricos, equipos de producción eléctricos no motorizados (extrusoras, electrolíticos, etc.), alumbrado, etc.
- ✓ Los sistemas de distribución, dimensionamiento y pérdidas de los sistemas de bombeo y distribución de fluidos.
- ✓ Los componentes térmicos del sistema. Quemadores y/o combustión en calderas y hornos, procesos de intercambio de calor, sistemas de aire comprimido.
- ✓ El análisis del aprovechamiento del calor rechazado.
- ✓ Los sistemas de acondicionamiento de aire, de refrigeración y calefacción.

La auditoría energética en mantenimiento se refiere esencialmente a la búsqueda de una mejora en la eficiencia del uso de los recursos materiales y humanos, de tal manera que se puedan programar las frecuencias en las que se opera.

La auditoría para los edificios debe incluir:

- ✓ Observar la orientación, el tipo de construcciones, tipos de muros, techos, ventanas, puertas, y los pisos que separan el exterior del ambiente interior, los tipos de aislamiento y el estado de los elementos que los componen.
- ✓ Se requiere que la auditoría analice las oportunidades de reducir la carga térmica solar en verano, y reducir la infiltración térmica en invierno.
- ✓ Igualmente se revisarán los sistemas de iluminación.

La metodología general para la realización de una auditoría energética comprende dos etapas fundamentales:

1. Prediagnóstico o cobertura:

- ✓ Entrega de información de planta
- ✓ Visita preliminar a las instalaciones
- ✓ Análisis de procesos y operaciones para determinar sistemas en donde se deberá identificar eficiencias e ineficiencias y desperdicio de energía
- ✓ Establecer sistemas o puntos en donde se efectuarán acciones de medición y monitoreo
- ✓ Elaboración de un plan de trabajo.

2. Auditoría:

- ✓ Efectuar las mediciones y monitoreo
- ✓ Analizar los datos obtenidos e identificar oportunidades de ahorro
- ✓ Obtener cotizaciones o efectuar evaluaciones de inversión
- ✓ Calcular los "costos contra beneficios" y la factibilidad económica
- ✓ Presentación de resultados
- ✓ Conclusiones y recomendaciones.

Se pondrá especial atención en la recolección de la información de planta y en el análisis de los datos obtenidos, si se requiere información más detallada sobre la metodología para la elaboración de una auditoría energética dirigirse a NORIEGA G. Luis E Apuntes Diagnósticos Energéticos, "La Auditoría energética" (Noriega, 2011)

En resumen, este estudio nos brindará los datos necesarios para poder aplicar la presente metodología, los cuales se presentan en un cuestionario que se detalla más adelante, haciendo hincapié en que los datos requeridos solo se podrán obtener de una auditoría energética previa, sin excepción.

3.1.2 Jerarquización de la información necesaria para la metodología propuesta.

A continuación se presenta un cuestionario cuyo objetivo es crear una base de datos con información detallada de las condiciones energéticas de operación de la actividad productiva que se trate. Este cuestionario se dividirá en 4 rubros:

CUESTIONARIO GENERAL PARA LA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA.			
Nombre de la empresa			
Sector			
Planta			
Dirección			
Contacto			
DATOS PRINCIPALES DE LA PLANTA			
Altura sobre el nivel del mar [m]		Turnos	
Temperatura media y máxima anual [°C]		Horas de trabajo semanal por turno	
Humedad relativa media y máxima anual [%]		Días de asueto anuales	
ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA (Acometida)			
kV			
Fases			
Tipo de tarifa			
Demanda máxima contratada			
Tipo de contrato con CFE			

Tabla 3. Condiciones de sitio y de la alimentación eléctrica.
Fuente: Generación propia.

CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Periodo	Demanda máxima [kW]			Energía consumida [kWh/mes]		
	Punta	Intermedia	Base	Punta	Intermedia	Base
Enero						
Febrero						
Marzo						
Abril						
Mayo						
Junio						
Julio						
Agosto						
Septiembre						
Octubre						
Noviembre						
Diciembre						
Total						

Tabla 4. Consumos eléctricos anuales.
Fuente: Generación propia.

ENERGÍA TÉRMICA CONSUMIDA (Combustible: _____)

Periodo	Demanda máxima [kW]	Energía consumida [kWh]	Total de horas a plena carga	Consumo de combustible [m³]
Enero				
Febrero				
Marzo				
Abril				
Mayo				
Junio				
Julio				
Agosto				
Septiembre				
Octubre				
Noviembre				
Diciembre				

Tabla 5. Consumos térmicos y de combustibles anuales.
Fuente: Generación propia.

ENERGÍA PARA REFRIGERACIÓN CONSUMIDA			
Periodo	Demanda máxima [kW]	Energía consumida [kWh]	Total de horas a plena carga
Enero			
Febrero			
Marzo			
Abril			
Mayo			
Junio			
Julio			
Agosto			
Septiembre			
Octubre			
Noviembre			
Diciembre			

Tabla 6. Consumos de refrigeración anuales.
Fuente: Generación propia.

Para aplicaciones donde la demanda térmica y de refrigeración es muy variable (como el sector hotelero) se solicita también la información horaria de consumos de todo el año, para que de esta manera se pueda tener una idea general de la manera en que se consume la energía. Si las demandas energéticas (eléctricas, térmicas y frigoríficas) tienen tendencias poco variables (como en el sector industrial) bastará con la información de un día representativo del mes, donde se tenga información horaria de dichos consumos.

Con esta información, si es proporcionada en su totalidad y con la certeza de provenir de una auditoría energética, se estará en condiciones de dimensionar la planta de trigeneración.

3.2 Planteamiento de las configuraciones para la planta de trigeneración.

Una de las etapas más importantes en un proyecto de implementación de ST, es la del diseño de planta, esto se refiere al dimensionamiento de los elementos de manera tal que cumplan cabalmente las demandas que sean planteadas.

La aplicación correcta de cada sistema de trigeneración dependerá principalmente de la relación de energía térmica/eléctrica/frigorífica, del tiempo de operación anual de los procesos a los que se aplique y la variación de la demandas, entre otras.

3.2.1 Metodología de dimensionamiento de planta.

Los sistemas de trigeneración se pueden diseñar para abastecer la totalidad de la demanda térmica (incluida la demandada por el chiller de absorción), ya que se cree que este esquema es el que arroja la mayor eficiencia energética del sistema; a este método de diseño se le conoce como TDM (Thermal Demand Management) y se basa en la idea que la satisfacción de las demandas eléctricas serán una consecuencia y que el excedente o déficit de energía eléctrica se podrán comprar o portear a la red pública de CFE. En México estas alternativas están contempladas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y en su Reglamento. (Mexicanos)

También dichos sistemas se pueden diseñar teóricamente a la media exacta de cada empresa para cubrir los requerimientos de la demanda térmica y eléctrica que puede necesitar una instalación, sin embargo, los equipos disponibles en el mercado, normalmente no corresponden con dichas necesidades y siempre se tiene una generación mayor o menor de uno de estos energéticos, presentándose las siguientes cuatro alternativas.

1. Satisfacer la demanda eléctrica y requerir postcombustión para alcanzar el requerimiento de energía térmica.
2. Satisfacer la demanda eléctrica y tener que condensar o vender excedentes térmicos.
3. Satisfacer la demanda térmica y tener excedentes de energía eléctrica.
4. Satisfacer la demanda térmica y tener que comprar faltantes de energía eléctrica.

Existe una tercera alternativa para la metodología de diseño de planta, que es parecida a la anterior ya que al final existirán variaciones en la aportación que puedan realizar para la cobertura de la demanda energética de la empresa. Esta metodología es conocida como PES (Primary Energy Saving management) y está enfocada en la maximización de los ahorros en el consumo de energía primaria durante toda la vida útil de la planta de trigeneración. En la práctica esta metodología se logra imponiendo la condición de que los ahorros de energía se

mantengan siempre positivos. La propuesta de este trabajo es combinar esta metodología con los requerimientos de la CRE en cogeneración eficiente.

3.2.2 Cogeneración eficiente

La CRE (Comisión Reguladora de Energía) propone un criterio que evalúa el desempeño de los sistemas de cogeneración en México, llamado “Criterio de Cogeneración eficiente”; los sistemas que lo cumplan, gozarán los beneficios estipulados por la Ley para el Aprovechamiento para Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición energética. A continuación se explican los criterios de evaluación

Primer criterio

Los sistemas basados en:

1. La producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada en los procesos de que se trate, o
2. La producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate, y que no requieran del uso adicional de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica serán considerados como cogeneración eficiente (se excluyen las refinerías).

Segundo criterio

En caso que:

1. Los sistemas anteriores sí requieran del uso adicional de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, o
2. la producción de energía eléctrica se lleve a cabo conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria, aplicará la metodología descrita a continuación.

Datos de la central

E La energía eléctrica neta, medida en el punto de conexión de los generadores principales, generada en el Sistema durante un año.

H La energía térmica neta o el calor Útil generado en el Sistema y empleado en un proceso productivo en un año.

F El combustible fósil empleado en el Sistema a lo largo de un año, medido sobre el poder calorífico inferior.

R_e Rendimiento eléctrico medio del Sistema, calculado como:

$$R_e = \frac{E}{F} \quad \text{Ecuación 1}$$

R_h Rendimiento térmico medio del Sistema, calculado como:

$$R_h = \frac{H}{F} \quad \text{Ecuación 2}$$

Sistema de referencia

R_{efE} Rendimiento de referencia para la generación eléctrica a partir de un combustible fósil en una central eficiente con tecnología actual, interconectada con el SEN en alta tensión, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible.

R_{efH} Rendimiento de referencia para la generación térmica a partir de un combustible fósil en una planta eficiente de tecnología actual, medido sobre la base del poder calorífico inferior del combustible.

f_p 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 el sistema, calculado como:

$$f_p = 100\% - \% \text{ pérdidas de energía eléctrica} \quad \text{Ecuación 3}$$

$R_{ef}E'$ 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 conecta el Sistema, calculado como:

$$R_{ef}E' = R_{ef}E * f_p \quad \text{Ecuación 4}$$

Valores de referencia

Para el cálculo de la eficiencia de un Sistema se deberán considerar los siguientes valores de referencia:

$R_{ef}E$	44 %
$R_{ef}H$ (con vapor de agua caliente como medio de calentamiento)	90 %
$R_{ef}H$ (con uso directo de los gases de combustión)	82 %

Tabla 7. Rendimientos de referencia.
Fuente: CRE

El factor de pérdidas de energía eléctrica que deberá considerarse, de acuerdo al nivel de tensión al que se interconecta el Sistema, será el siguiente:

Nivel de tensión kV	< 1.00	1.00 – 34.5	69 – 85	115 – 230	≥ 400
Factor de pérdidas	0.91	0.94	0.96	0.98	1.00

Tabla 8. Factores de pérdidas de energía eléctrica
Fuente: CRE

Cálculo de eficiencia

F_h Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la producción de calor útil, calculado como:

$$F_h = \frac{H}{R_{ef}H} \quad \text{Ecuación 5}$$

F_e Combustible utilizado en el Sistema atribuible a la generación de energía eléctrica, calculado como:

$$F_e = F - F_h \quad \text{Ecuación 6}$$

EP Energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema, calculado como:

$$EP = \frac{E}{R_{ef}E'} + \frac{H}{R_{ef}H} \quad \text{Ecuación 7}$$

AEP Ahorro de energía primaria, obtenida del análisis por separado del comportamiento del proceso de generación de energía eléctrica y del proceso térmico del Sistema, calculado como:

$$AEP = EP - F \quad \text{Ecuación 8}$$

Cálculo de eficiencia eléctrica

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

$$E_{conv} = F_e * R_{ef}E \quad \text{Ecuación 9}$$

E_{lc} Energía eléctrica libre de combustible, esto es, la energía eléctrica generada en el sistema por encima de la que se generaría en una central térmica convencional utilizando la misma cantidad de combustible. Equivale a una energía eléctrica de carácter renovable, calculada como:

$$E_{lc} = AEP * R_{ef}E \quad \text{Ecuación 10}$$

η Eficiencia del Sistema en términos de generación eléctrica libre de combustible:

$$\eta = \frac{E_{lc}}{E_{conv}} = \frac{AEP}{F_e} \quad \text{Ecuación 11}$$

Criterio de Eficiencia

Se considera que el sistema corresponde a una central con un proceso de **Cogeneración Eficiente**, si la eficiencia resulta ser:

$$\eta \geq \eta_{min} \quad \text{Ecuación 12}$$

Los valores para eficiencia de generación eléctrica libre de combustible, estipulados por la CRE en su criterio de cogeneración eficiente, están en función de la capacidad de la planta, estos se describen en la Tabla 9

CAPACIDAD DEL SISTEMA	% η_{min}
Capacidad MW < 0.5	5
0.5 ≤ Capacidad MW < 30	10
30 ≤ Capacidad MW < 100	15
Capacidad MW ≥ 100	20

Tabla 9. Eficiencias de referencia.
Fuente: CRE

Este es el criterio de eficiencia planteado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) por lo que resulta imperante que cualquier sistema de cogeneración o trigeneración instalado en México cumpla con este criterio. Cabe mencionar en este momento que para la CRE la trigeneración está incluida dentro del concepto de sistema de cogeneración, donde la parte de refrigeración es considerada como una carga térmica más. Esta parte se aclara más adelante, ya que el diseño de la planta incluye también el dimensionamiento del chiller de absorción o adsorción (según sea el caso), motivo por el cual defendemos el concepto de trigeneración y su no degradación.

3.2.3 Metodología PES.

Tomando en consideración que el excedente de energía eléctrica autoproducida puede ser portado mediante la red pública y que el excedente térmico normalmente es desechado y no genera ingresos, la mejor alternativa a seguir es dimensionar una planta de cogeneración con la demanda térmica como eje principal.

Desde este punto de vista, la mejor alternativa resulta ser aquella que permite alcanzar el máximo ahorro de energía del combustible, sin embargo, esto es complicado de lograr con la demanda térmica como eje principal, tal y como se hace bajo la filosofía TDM. Con la intención de subrayar lo anterior, se muestra un ejemplo numérico para un caso de cogeneración, en el cual se hace un análisis con filosofía TDM y otro con PES. En ambos casos la demanda térmica se mantuvo constante. Para entender aún mejor el ahorro de energía con el uso de la cogeneración, suponemos que se suministra calor de recuperación a un motor de combustión interna con una potencia nominal de entrada de combustible igual a 3 MWh.

Se examina un rango de tiempo $\Delta\tau = 1$ hr, donde:

$$H = 1MWh$$

Este valor es requerido por los usuarios finales con una demanda más o menos constante.

$$PH = \frac{H}{\Delta\tau} = 1MW$$

Tomando valores típicos de eficiencias, mostrados en la Figura 3, los valores de energía suministrada de acuerdo a la filosofía TDM, son:

$$F = \frac{1}{0.48} = 2.08 MWh \rightarrow PF = 2.08 MW$$

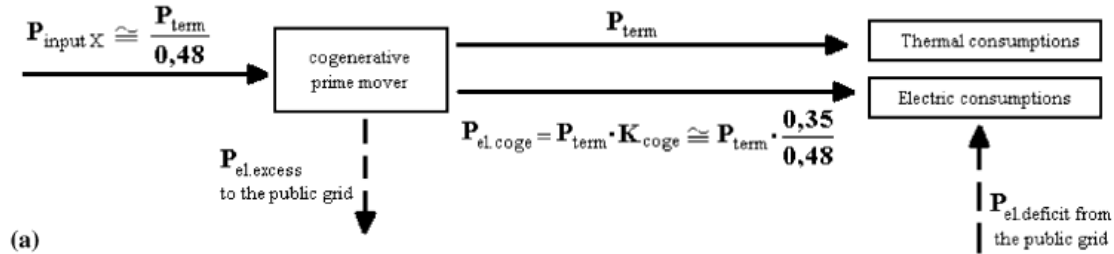
$$F_{caldera} = \frac{1}{0.9} = 1.11 MWh \rightarrow PF_{caldera} = 1.11 MW$$

$$F_{planta\ convencional} = \frac{E_{el.cog.}}{0.38} = \frac{(H) \cdot K_{coge.}}{0.38} = \frac{1MWh \left(\frac{0.35}{0.48}\right)}{0.38} = 1.92 MWh$$
$$\rightarrow PF_{planta\ convencional} = 1.92MW$$

Con un nivel de carga al motor de:

$$LL = \frac{2.08}{3} = 69.3\%$$

Combined Heat and Power Production, Thermal Demand Managed



Separate production

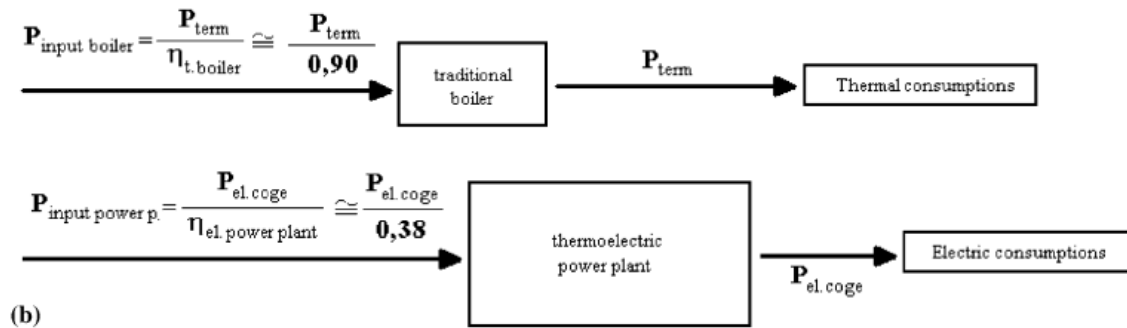


Figura 3. Cogeneración con TDM

Fuente: (E. Cardona, 2003).

El ahorro de energía primaria es igual a 0.95 MWh que expresado como el porcentaje del consumo total en el caso de la producción por separado, resulta ser:

$$\text{Ahorro de energía} = \frac{0.95}{(1.11 + 1.92)} * 100 = 31.35\%$$

Con esto, al manejar el motor con la filosofía TDM se enfrentaría a un nivel de carga muy bajo.

Sin embargo, incluso sin usar TDM y desechando una pequeña cantidad de calor producido al ambiente, el ahorro de energía arrojaría un resultado positivo. Esto reduciría (pero no significativamente) los ahorros obtenidos en varias horas al año, pero permitiría un mejor dimensionamiento de planta, incrementando los ahorros de energía durante toda la vida útil de la misma. Es por esta razón y debido a la condición de ahorro de energía siempre positivo, que

se mantiene durante toda la vida útil, es que se ha llamado a esta filosofía de gestión PES. La Figura 4 representa los flujos de energía derivados de esta filosofía. El esquema incluye un radiador de emergencia que refrigera el motor cuando la demanda térmica no es suficiente para hacerlo, esto puede suceder en una filosofía diferente a la TDM.

Combined Heat and Power Production, Primary Energy Saving managed

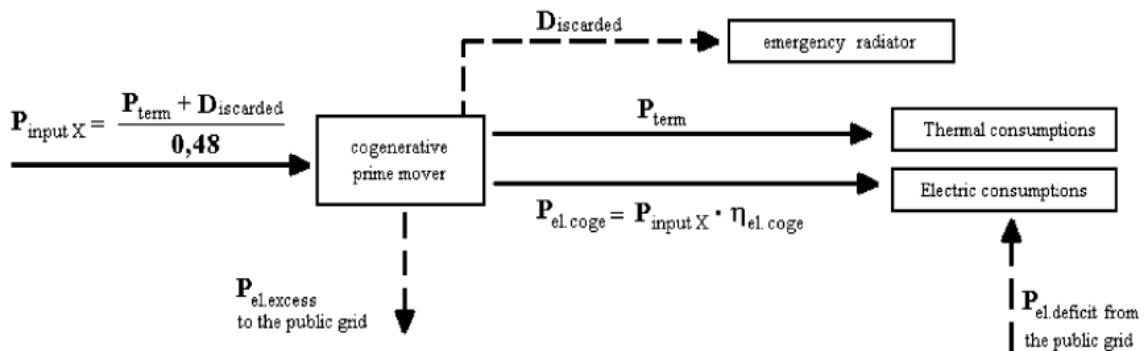


Figura 4, Cogeneración con PES
Fuente: (E. Cardona, 2003).

Para comparar directamente los efectos ocasionados con la gestión PES contra los obtenidos por TDM se usaron los mismos datos hipotéticos mostrados anteriormente, además se supone el mismo motor (potencia de alimentación de 3 MW) trabajando a 90% de su carga (en lugar de la anterior que fue de 69.3% con el TDM) correspondiente a 2,7MWh.

Los resultados fueron los siguientes:

$$F_{caldera} = \frac{1}{0.90} = 1.11 MWh \rightarrow PF_{caldera} = 1.11 MW$$

$$F_{planta\ convencional} = \frac{PF * \eta_{el\ coge}}{\eta_{el\ planta\ conv}} = \frac{2.7(0.35)}{0.38} = 2.49MWh \rightarrow PF_{planta\ conv} = 2.49 MW$$

Y el ahorro de energía es igual a:

$$Ahorro\ de\ energía = 1.11 + 2.49 - 2.7 = 0.9MWh$$

La ahorros pueden resultar despreciables delante de las ventajas de una gestión PES, esto es debido a que el ahorro se refleja solo en la reducción de la eficiencia eléctrica dada el cambio de producción centralizada a descentralizada (aunque es siempre despreciable considerando las pérdidas por transmisión).

Desde luego debe existir un límite del incremento de nivel de carga, esto se logra al imponer la condición de mantener los ahorros de energía siempre positivos, esto es:

$$PF \leq \frac{PH}{\eta_{caldera}} + \frac{PF}{\eta_{planta\ conv}} * \eta_{el\ coge}$$

Luego:

$$PF \leq \frac{PH * \eta_{planta\ conv}}{\eta_{caldera} * (\eta_{planta\ conv} - \eta_{el\ coge})}$$

Esta ecuación está pensada para facilitar el mejor dimensionamiento de motor y su respectivo nivel de carga promedio durante todo el año de operación, mostrando que la gestión TDM no permite optimizar los beneficios derivados de la cogeneración. La metodología PES, aunque puede reducir la eficiencia de la planta en algunas horas, permite obtener los máximos ahorros de energía anuales. (E. Cardona, 2003)

Evidentemente esta filosofía puede ser usada para plantas de trigeneración, sumando a la demanda térmica el consumo de una máquina de absorción o adsorción.

3.2.4 Metodología propuesta.

Como resulta evidente, el criterio de cogeneración eficiente, mide la eficiencia del sistema en base al ahorro de energía primaria generado en todo el año de operación (Ec 11), entonces es posible acoplar el diseño de la planta a la metodología PES, de manera que se logre garantizar el máximo ahorro de energía primaria durante toda su vida útil y a la vez cumplir con las exigencias de cogeneración eficiente. Como se mencionó anteriormente la metodología PES se

basa en imponer la condición de que los ahorros de energía se mantengan siempre positivos. Esto es, hablando en términos de potencia:

Potencia suministrada \leq *Potencia térmica convencional* + *Potencia eléctrica convencional*
ó

$$PF \leq \frac{PH}{R_{ef}H} + \frac{PF}{R_{ef}E'} * \eta_e ST \quad \text{Ecuación 13}$$

Entonces:

$$PF \leq \frac{PH * R_{ef}E'}{R_{ef}H * (R_{ef}E' - \eta_e ST)} \quad \text{Ecuación 14}$$

La ecuación recientemente formulada tiene dos ventajas notorias, la primera es que es concebida con la finalidad de obtener el mejor dimensionamiento de la fuerza motriz y de su carga de trabajo promedio durante todo el año, permitiendo explotar los beneficios de los sistemas de cogeneración y trigeneración. Y en segundo lugar permite asegurar el cumplimiento del criterio de cogeneración eficiente, ya que además de usar los parámetros estipulados por la CRE, esta ecuación asegura que los ahorros de energía (AEP [ec. 8]) serán siempre positivos en el año. De acuerdo con la filosofía PES, podemos hacer trabajar un motor a máxima carga, mientras que los ahorros de energía se mantengan, esto puede comprobarse si, de acuerdo a la Ecuación 14, la siguiente expresión es respetada:

$$PH \geq \frac{PF_{m\acute{a}x} * R_{ef}H * (R_{ef}E' - \eta_e ST)}{R_{ef}E'} = PH' \quad \text{Ecuación 15}$$

Entonces, por cada nivel de demanda térmica PH, corresponde un valor PH' para el cual, cualquier demanda de calor por debajo de este valor, hará que la carga del motor se reduzca.

A continuación se procede a enumerar los pasos a seguir para llevar a cabo un correcto dimensionamiento, tanto de la fuerza motriz, como del chiller de absorción o adsorción.

1. Obtener una distribución de frecuencias para los consumos térmicos horarios anuales, para esto es necesario contar con la información que se detalló al inicio de este capítulo, sin embargo en ocasiones es difícil contar con los consumos horarios anuales de la planta, por ello es posible usar datos de periodos característicos, quizá mensuales o semanales,

siempre poniendo hincapié en que deben ser característicos de los consumos anuales, es decir, deben tener comportamientos similares, esto se logra solo en ciertas industrias donde los consumos son medianamente regulares, como la industria alimenticia o química, en caso contrario será imperativo contar con gráficas horarias anuales. Con esta información será posible generar una curva de demanda térmica vs horas de operación anuales, como la que se muestra a continuación en la Figura 5.

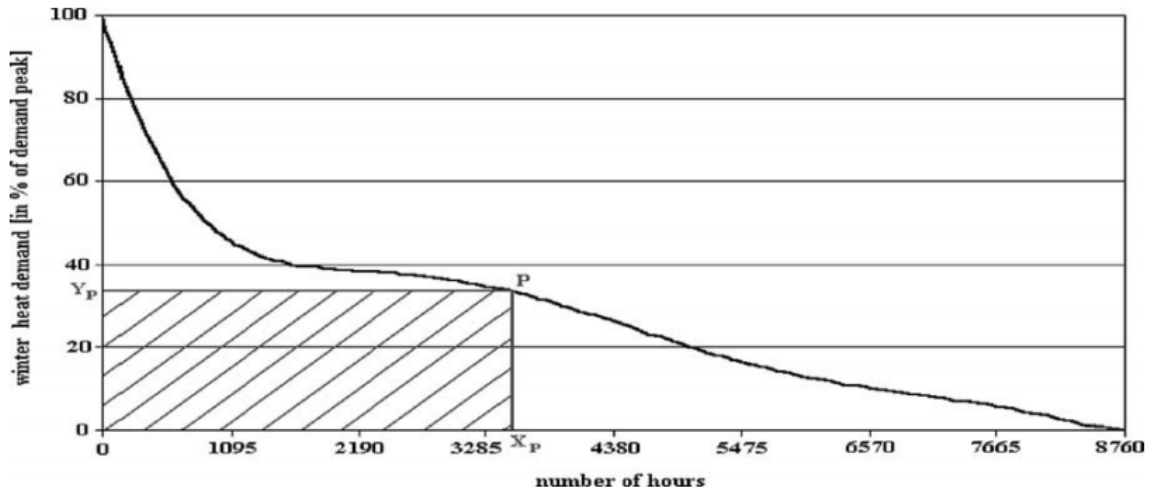


Figura 5. Demanda térmica vs horas de operación anuales

Fuente: (E. Cardona, 2003).

2. Ahora es necesario encontrar el punto en el que se obtenga la máxima energía demandada, decir, encontrar los puntos X_p y Y_p cuyo producto sea el máximo valor obtenible, es decir el punto P, como se muestra en la Figura 5. El método para encontrar este punto puede ser gráfico o analítico, sin embargo se facilita al hacer uso de una hoja de cálculo, el procedimiento se detalla en el siguiente capítulo de esta tesis.
3. En base al punto obtenido, generar la curva "energía térmica a plena carga" Figura 6 (energía térmica suministrada a plena carga vs tamaño del motor) que servirá para obtener una herramienta más directa para maximizar el área generada en la curva de demanda (Figura 5). De esta curva se generan 3 tamaños de motor relativos al 100 y al 80% del valor máximo de energía suministrada a plena carga, esto con la intención de generar un rango adecuado, ya que el punto (X_x y Y_x) (100%) puede no ajustarse a los comercialmente disponibles.

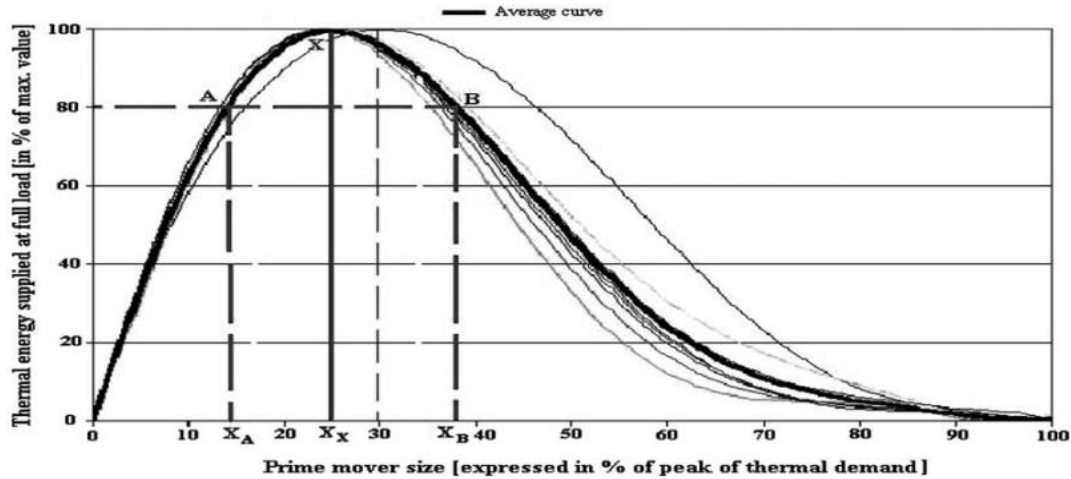


Figura 6. Energía térmica a plena carga

Fuente: (E. Cardona, 2003).

4. A estos 3 tamaños de motor habrá que aplicarles ecuación 15 de la metodología propuesta, de manera que se puedan obtener 3 tamaños de motor relacionados al máximo ahorro de energía primaria. Se considerará al punto en el que se maximice el área bajo la curva, como la mejor alternativa.

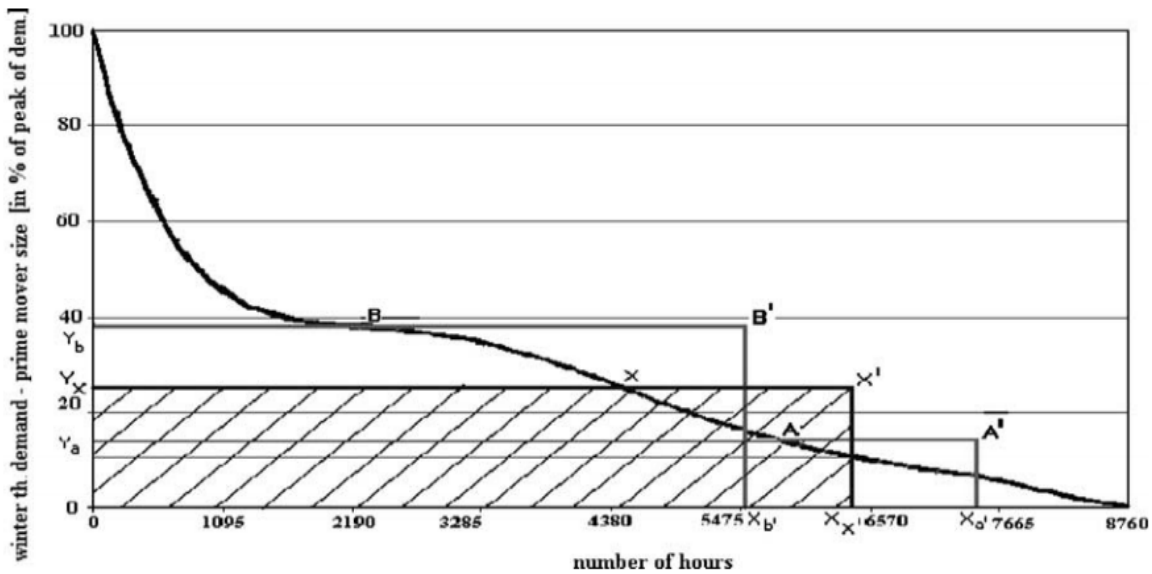


Figura 7. Demanda térmica vs horas de operación, acorde a la metodología propuesta

Fuente: (E. Cardona, 2003).

Como se puede observar los puntos que representan la máxima energía producida ya no se marcan nuevamente, esto se puede analizar en una hoja de cálculo, cuestión que se detalla en el apartado siguiente.

5. El método para elegir el chiller de absorción o de adsorción será análogo al usado para la elección de la fuerza motriz. Se genera una distribución de frecuencias para la demanda de enfriamiento. Esta vez la curva compara la demanda de enfriamiento vs el número de horas de trabajo (expresadas en porcentaje del periodo total de enfriamiento) Figura 8. De nuevo se procede a obtener el punto "P" que represente el valor máximo del producto $X_p \cdot Y_p$, es decir la máxima energía de enfriamiento producida. Acto seguido generar la curva "energía de enfriamiento a plena carga" (Figura 9) en base al punto obtenido en la curva anterior. En este caso, para obtener el rango óptimo se elegirán tres puntos, uno será correspondiente al punto P, otro correspondiente al 100% de cobertura de la demanda y por último uno que corresponda al punto intermedio entre los dos anteriores, como se puede ver en la Figura 9

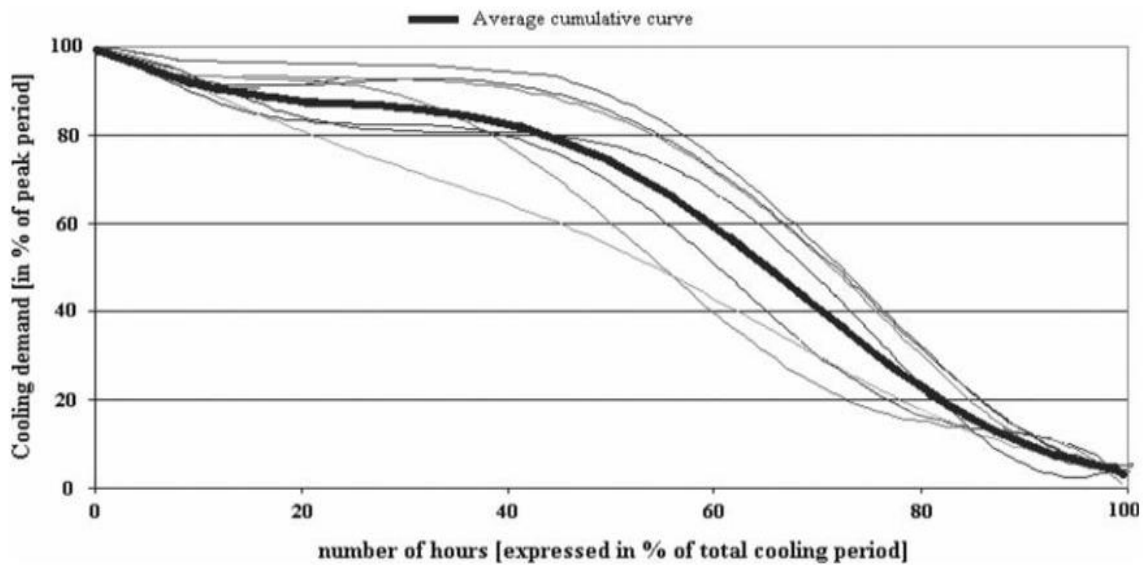


Figura 8. Demanda de enfriamiento vs número de horas en % del periodo de enfriamiento

Fuente: (E. Cardona, 2003).

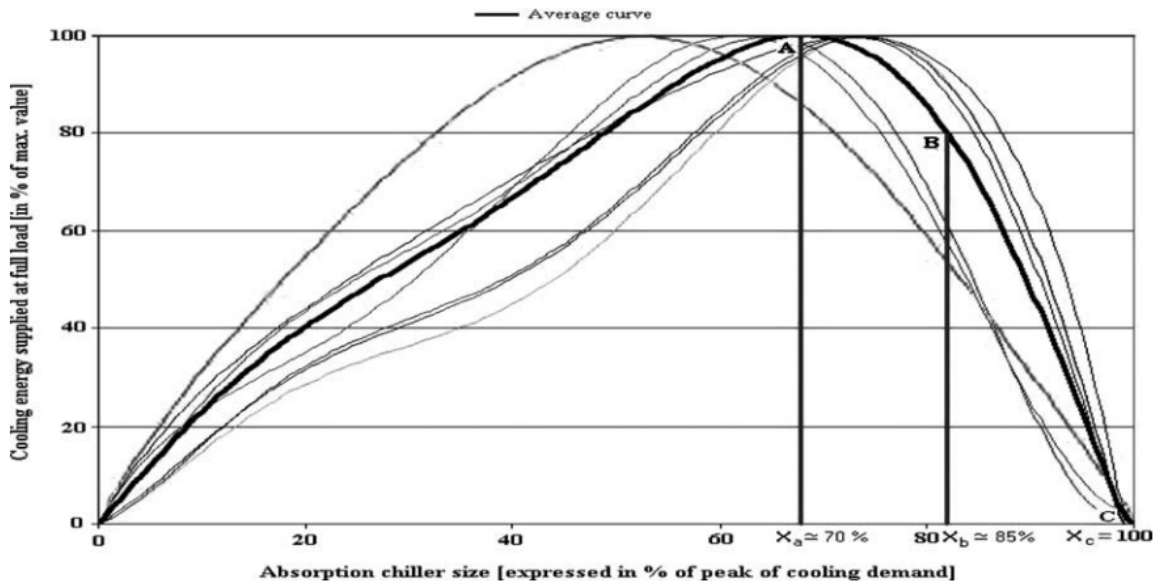


Figura 9. Energía de enfriamiento a plena carga

Fuente: (E. Cardona, 2003).

En base a los consumos térmicos y a los hipotéticos consumos de los 3 tamaños de chillers de absorción o adsorción obtenidos, generar la distribución de frecuencias de los “consumos térmicos agregados” (Figura 10), que serán la suma entre los consumos térmicos para proceso y los que consumiría el chiller propuesto. En la Figura 10 están en el mismo ploteo 4 curvas diferentes, la primera relacionada a los consumos térmicos sin considerar la demanda del posible chiller y las otras 3 a los consumos térmicos agregados para cada porcentaje de satisfacción de la demanda de enfriamiento. El chiller se deberá elegir en función de los beneficios significativos de ahorro energético (se elegirá uno de mayor tamaño al del punto P siempre y cuando los beneficios de invertir en él, sean gráficamente justificados). En el ejemplo de la Figura 10 es evidente que los beneficios de invertir, en mayores tamaños de chiller, no es justificable, ya que los beneficios energéticos son prácticamente iguales. En el caso de que la inversión en un chiller que satisfaga el 100% de la demanda no es justificable, entonces se tendrán que dimensionar equipos convencionales de compresión de vapor auxiliares para satisfacer la demanda por completo. Cabe señalar que en este momento se replantea el dimensionamiento de la fuerza motriz, ya que las demandas térmicas cambiaron debido a los consumos del chiller.

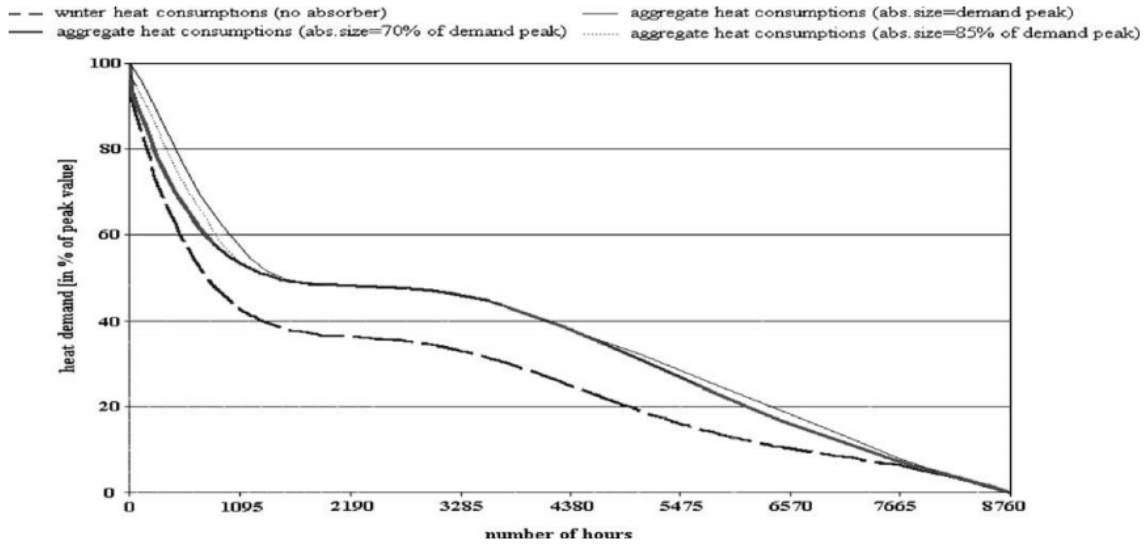


Figura 10. Consumos térmicos agregados
Fuente: (E. Cardona, 2003).

Finalmente se vuelve a aplicar la Ecuación 15 al punto seleccionado, con esto se generará un nuevo punto relacionado a la metodología propuesta, de esta manera se puede garantizar que la fuerza motriz elegida brindará los mayores ahorros en energía primaria a lo largo del año y que podrá satisfacer al chiller propuesto. En la Figura 11 se observa que el punto elegido anteriormente ya no representa la mejor opción, por lo que el nuevo punto generado “S” es el que se debe considerar, de hecho, como la mejor alternativa.

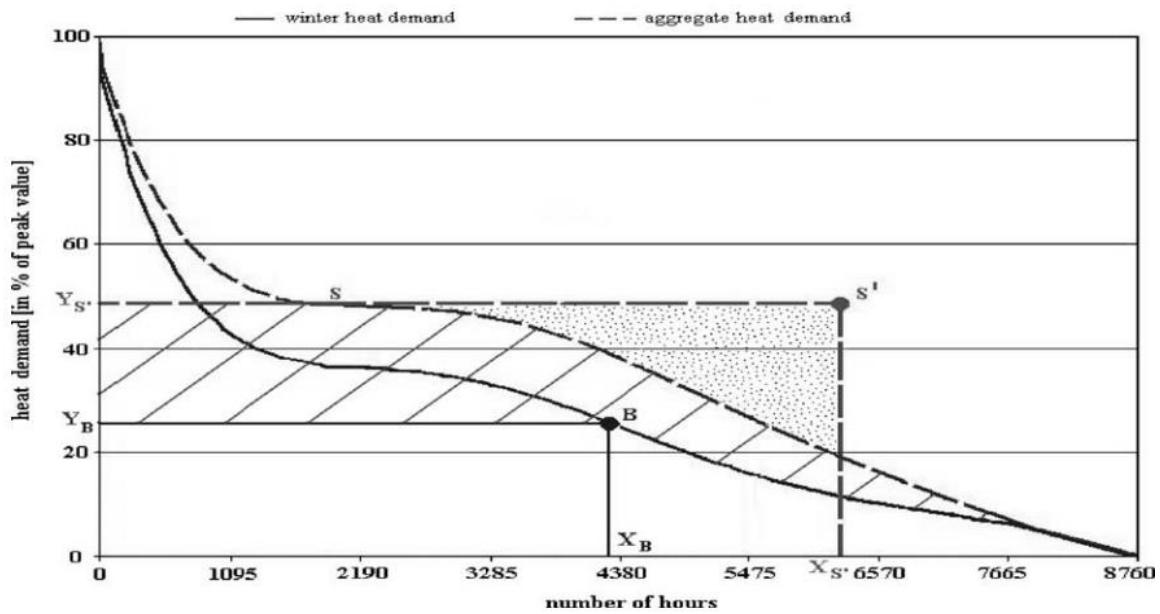


Figura 11. Consumos térmicos agregados acordes a la metodología propuesta
Fuente: (E. Cardona, 2003).

En el caso mostrado, se obtiene que un motor que cubra el 48% de la demanda térmica máxima y que pueda ser manejado a plena carga, operaría por más de 6200 horas/año, lo que aseguraría los máximos ahorros de energía primaria durante el año. Plantas que han sido dimensionadas con este método, han obtenido entre 25 y 35% de ahorros de energía (E. Cardona, 2003).

Una vez elegido el tamaño óptimo de fuerza motriz y asegurando la satisfacción de las demandas térmicas, es necesario conocer las condiciones a las que se necesita esta energía, es decir, si se requiere vapor, conocer las condiciones de presión, temperatura, gasto y calidad. Esto con la intención de seleccionar de entre las diferentes tecnologías disponibles, las que mejor se ajusten a estas condiciones, datos que se deben incluir en la información energética dada y que provendrán del diagnóstico energético previo.

Es necesario también señalar que esta metodología de diseño está enfocada a la maximización de los ahorros energéticos y a la menor emisión de gases contaminantes. Análisis económicos serán incluidos en apartados posteriores. Un ejemplo de cómo llevar a cabo el diseño de la planta de trigeneración utilizando el método propuesto será visto en el capítulo 4 de esta tesis.

3.3 Selección del combustible.

Una de las clasificaciones para las tecnologías de fuerza motriz, comercialmente disponibles, es por medio del combustible que utilizan, por ello cobra vital importancia la elección del más adecuado al momento de seleccionar la tecnología que accionará el generador. Los criterios de selección más importante son: su disponibilidad en el mercado local, sus efectos contaminantes y las tendencias de sus precios.

3.3.1 Disponibilidad de combustibles en el mercado mexicano.

De acuerdo a la ley reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo, en su artículo 1°. Corresponde a la Nación el dominio directo, inalienable e imprescriptible de todos los carburos de hidrógeno que se encuentren en el territorio nacional, incluida la plataforma continental y la zona económica exclusiva situada fuera del mar territorial y adyacente a éste, en mantos o yacimientos, cualquiera que sea su estado físico, incluyendo los estados intermedios, y que componen el aceite mineral crudo, lo acompañan o se derivan de él. Además en el artículo 3° de esta misma ley se estipula que: La industria petrolera abarca: 1. La exploración, la explotación, la refinación, el transporte, el almacenamiento, la distribución y las

ventas de primera mano del petróleo y los productos que se obtengan de su refinación; 2. La exploración, la explotación, la elaboración y **las ventas de primera mano del gas, así como el transporte y el almacenamiento indispensables y necesarios para interconectar su explotación y elaboración.** Por lo tanto, los combustibles disponibles en México son solo aquellos que PEMEX ponga a disposición de los distribuidores a través de las ventas de primera mano.

Venta de primera mano (VPM). Definida como la primera enajenación de combustibles de origen nacional que realice Petróleos Mexicanos a un tercero para su entrega en territorio nacional, la venta de primera mano (VPM) es una actividad regulada por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El propósito de la regulación de las ventas de primera mano es asegurar la equidad en el mercado de combustibles, promoviendo condiciones de competencia y diversificando las opciones para los adquirentes de estos productos.

Es por ello que, los combustibles que se encuentran disponibles en México son solo aquellos que PEMEX ponga a disposición de los consumidores. Los que se ajustan a las necesidades de los equipos de cogeneración y trigeneración son los siguientes:

Pemex Diesel: Combustible utilizado en motores de combustión interna. Mezcla de hidrocarburos parafínicos, olefínicos y aromáticos, derivados del procesamiento del petróleo crudo. Su contenido máximo de Azufre total, es de 15.0 mg/kg. La venta de este se hace a través de franquicias.

Combustóleo: Combustible utilizado en procesos industriales en quemadores, calentadores, calderas, generadores de energía eléctrica y embarcaciones mayores. Es una fracción del petróleo que se obtiene como residuo en la destilación fraccionada. De aquí se obtiene entre un 30 y un 50% de esta sustancia. Es el combustible más pesado de los que se puede destilar a presión atmosférica. Está compuesto por moléculas con más de 20 átomos de carbono, y su color es negro. La venta de este se hace a través de franquicias.

Gas natural: Combustible para generación de calor, de uso industrial y doméstico. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso, en condiciones ambientales normales de presión y temperatura. El gas natural comercial está compuesto aproximadamente en un 95% de metano (CH₄), que es la molécula más simple de los hidrocarburos. Además puede contener pequeñas cantidades de etano, propano y otros hidrocarburos más pesados, también se pueden encontrar trazas de nitrógeno, bióxido de

carbono, ácido sulfhídrico y agua. Venta: Se permite la participación del sector privado en las actividades de transporte, almacenamiento, distribución y comercialización en la industria del gas natural de México. El precio del gas natural depende de los siguientes factores: precio del producto (dependiendo de la procedencia del gas) + tarifa de transporte + costo del servicio + costo distribución.

Gas licuado: Mezcla compuesta principalmente de propano y butano, se usa principalmente en el sector residencial y para uso doméstico. El gas LP (GLP) es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural, o disueltos en el petróleo. Los componentes del gas LP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar, de ahí su nombre. En la práctica se puede decir que los GLP son una mezcla de propano y butano, Propilenos y otros compuestos. Venta: México no produce todos los energéticos que necesita, por lo que PEMEX Gas está obligado a importarlos del mercado internacional. En el caso del gas LP, por ejemplo, el 70% se produce en el país, mientras que aproximadamente el 30% restante se adquiere en el exterior. El ejecutivo federal publicó en el Diario Oficial de la Federación con fecha del 31 de octubre de 2012, el decreto por el que se sujeta el gas licuado del petróleo a precios máximos de venta de primera mano y de venta a usuarios finales durante noviembre de 2012. El gas licuado que comercializa Pemex Gas cumple con las especificaciones de la norma oficial mexicana, NOM-086-SEMARNAT-SENER-SCFI-2005

3.3.2 Tendencias en los precios (2012).

En realidad es difícil proyectar tendencias en los costos de los combustibles, ya que varios factores están involucrados, tales como la demanda (muy variable y marcada por acontecimientos mundiales, p.ej. guerras), imposiciones tributarias, cambios en las bolsas de valores, etc. Lo que sí se puede hacer es observar el comportamiento de los costos en meses pasados, de manera que se pueda, de manera muy general, observar los comportamientos y determinar cuál es el que ha mantenido los menores costos históricamente. Para ello se presentan 2 tablas, la primera contiene los precios de los combustibles usados para generación eléctrica, actualizados a noviembre de 2012. La segunda, es un gráfico que muestra el histórico de precios de estos combustibles desde julio de 2009. En primera instancia es fácil percatarse de las tendencias al alza en todos los combustibles, pero no todos presentan un comportamiento uniforme. Lo valioso de la figura “histórico de precios de combustibles” es que permite mostrar qué combustible es el que ha representado menores costos de generación en \$/GJ.



PRECIOS ACTUALIZADOS A NOVIEMBRE DE 2012

COMBUSTIBLES	Precio		Poder calorífico ^a	Precio actual		Costos de Generación ^a
	\$	UNIDAD	GJ/m ³	\$/GJ	\$/kWh	\$/kWh
DIESEL	11.08	\$/lt	36.2158	267.33	0.96	2.23
GAS L.P.	5.53	\$/lt	25.7907	214.26	0.77	1.79
COMBUSTÓLEO ^b	8.21	\$/lt	39.3999	208.30	0.75	1.74
GAS NATURAL Doméstico ^c	125.10	\$/GJ	0.03542	125.10	0.45	1.04
GAS NATURAL Industrial ^c	67.97	\$/GJ	0.03542	67.97	0.24	0.57

^a Se considera una eficiencia de 43.1% eléctrica de acuerdo al equipo D1200 de nuestro catálogo.
^b Los precios para Octubre-Noviembre de 2012 aún no se dan a conocer. Se considera el precio de Septiembre de 2012.
^c Se considera el precio de la molécula de gas natural para la Zona Centro y un consumo de 200m³/h
^{*} Se consideran los Poderes Caloríficos Inferiores publicados por la CONUEE.

Figura 12. Tabla de precios de combustibles.
Fuente: Ámbar Electroingeniería, S.A. de C.V.

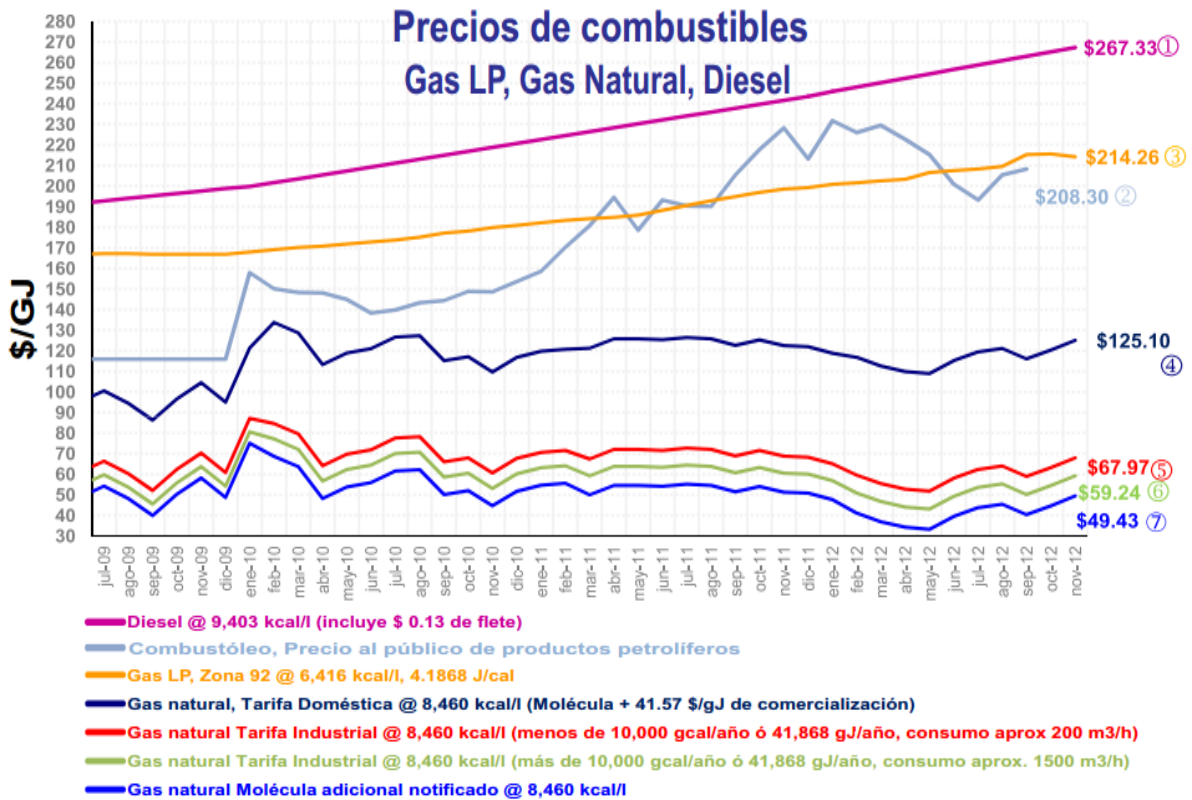


Figura 13. Histórico de precios de combustibles.
Fuente: Ámbar Electroingeniería, S.A. de C.V.

3.3.3 Efectos contaminantes

Los contaminantes atmosféricos designan a cualquier sustancia que altera el equilibrio y composición del aire, la combustión emite una variedad de estas sustancias. Para ayudar al control de las emisiones y reducir su impacto, se han establecido acciones tales como mejorar localidad de los combustibles y medir las concentraciones de los contaminantes (Barbosa, 2012). A la fecha la NOM-086 contiene las especificaciones sobre protección ambiental que deben cumplir los combustibles fósiles líquidos y gaseosos que se comercializan en el país: gas natural, gasolinas, diesel, combustóleo, gasóleo y gas LP. (Barbosa, 2012)

Por lo tanto, es materia de la presente metodología el hacer una buena elección de del combustible a utilizar, de tal manera que se pueda minimizar el impacto ambiental que produzca la nueva planta de trigeneración.

A continuación se muestra una tabla que contiene valores promedio de las emisiones contaminantes para cada tipo de combustible usado en la generación eléctrica, cabe mencionar que los valores varían en función de la tecnología usada para la conversión, la eficiencia del equipo y el tipo de combustión que se realice (externa o interna). Además estos valores están basados en los poderes caloríficos inferiores representativos de los combustibles que PEMEX distribuye en el país.

Combustible	kg NOx/ GJ*	kg SOx/ GJ*	Ton CO ₂ / GJ*
Combustóleo	12.93	16.97	6.98
Gas Natural	5.55	0.027	0.05
Diesel	61.27	0.62	6.76
GLP	99.8	1.01	5.07

Tabla 10. Emisiones contaminantes promedio.
Fuente: Comisión para la Cooperación Ambiental de América del Norte, MIT.

3.3.4 Selección de la mejor alternativa para el combustible.

Hecho este recorrido por los 3 aspectos más importantes a considerar al momento de seleccionar el combustible que será utilizado, es posible crear una matriz de decisión en la que podamos identificar a las mejores alternativas. La matriz propuesta es la siguiente:

Combustible	Disponible en México	Costo \$/GJ	Emisiones			Tecnología
			kg NOx/ GJ	kg SOx/ GJ	Ton CO ₂ / GJ	
Combustóleo	Si	208.3	12.93	16.97	6.98	C.E. y C.I.*
Gas Natural	Si	67.97	5.55	0.027	0.05	C.E. y C.I.
Diesel	Si	267.33	61.27	0.62	6.76	C.E. y C.I.
GLP	Si	214.26	99.8	1.01	5.07	C.E. y C.I.

Tabla 11. Matriz de decisión para combustibles.
*C.E. Combustión externa, C.I. Combustión interna

El combustible que se debe elegir es aquel que esté disponible en la región, tenga los menores costos por unidad de energía, el que tenga la menor tasa de emisiones y el que sea más versátil. Por estas razones, el gas natural se proyecta como la mejor alternativa para alimentar a la planta de trigeneración. Evidentemente habrá variaciones de acuerdo a la zona en la que la planta sea dispuesta, por ejemplo, en zonas donde el gas natural no está disponible, la siguiente opción será el combustóleo. Se debe hacer un análisis particular de cada caso, aquí solo se muestran las herramientas.

3.4. Matriz técnica de las posibles configuraciones de planta.

Como el nombre lo indica, en este apartado se generará una matriz en la cual sea posible ponderar las posibles configuraciones de planta, esto ayudará a elegir las alternativas que obtengan un resultado más alto de la ponderación y a delimitar y simplificar la elección. Tomar en cuenta que el análisis económico se considerará después de haber pasado este filtro.

3.4.1. Espectro de posibilidades tecnológicamente viables.

Es importante señalar que el tamaño de la fuerza motriz ha sido determinado en la etapa anterior, así como también se hizo con el combustible. En este apartado se considerarán los siguientes puntos:

- ✓ **Eficiencia eléctrica.** Como esta metodología se basa en los consumos térmicos, la eficiencia eléctrica tomará importancia al momento de satisfacer las demandas eléctricas y podrá ser determinante en otras etapas del diseño de planta, ya que permitirá conocer si es necesario

contar con contratos de respaldo con CFE o si existe la posibilidad de portear algún excedente. Este parámetro tendrá un 25% de peso en la matriz de decisión.

- ✓ **Porcentaje de satisfacción del tamaño calculado.** Este punto se refiere a la disponibilidad de tamaño en las diferentes tecnologías, como se mencionó en apartados anteriores, no siempre los tamaños disponibles en el mercado se ajustan al calculado, para ello se permite tener un rango entre el 80 y 100% de satisfacción de demanda. Este parámetro tiene 25% de peso en la matriz de decisión.
- ✓ **Tecnología disponible para el combustible elegido.** Se asignará un cero a la tecnología que no esté disponible para el combustible elegido y un uno para aquella que sí. Este parámetro tiene 25% de peso en la matriz de decisión.
- ✓ **Disponible en México.** Se asignará un uno a la tecnología disponible por distribuidores nacionales y 0.5 a aquella que se tenga que importar. Este parámetro tiene 25% de peso en la matriz de decisión.

Por lo tanto, esta matriz evaluará las tecnologías enlistadas en el capítulo 2 de esta tesis. Por lo que es importante mencionar que las tecnologías que no cumplan con la disponibilidad comercial se eliminarán de esta matriz.

	Eficiencia eléctrica	% satisfacción del tamaño calculado	Tecnología disponible para el combustible elegido	Disponible en México	Resultado
	25%	25%	25%	25%	
MCI 1					
MCI n					
TG 1					
TG n					
TV 1					
TV n					

Tabla 12. Matriz de decisión técnica para fuerza motriz.
Fuente: Generación propia.

Se elegirán las 3 opciones que mayor puntaje tengan en la columna resultados.

Análogamente se tratará al chiller, los puntos a evaluar son: COP, porcentaje de satisfacción del tamaño calculado y la disponibilidad en México.

COP	% satisfacción del tamaño calculado	Disponible en México	Resultado
33%	33%	33%	
Chiller abs 1			
Chiller abs n			
Chiller ads 1			
Chiller ads n			

Tabla 13. Matriz de decisión técnica para chiller.
Fuente: Generación propia.

3.5. Evaluación económica simplificada.

Todo proyecto de trigeneración debe producir energía útil en forma oportuna, que satisfaga de la manera más económica los requerimientos de los usuarios, con alta disponibilidad, confiabilidad y calidad segura. Es por ello que este tipo de proyectos deben ser analizados en términos económicos para asegurar su rentabilidad. En realidad, para verificar la rentabilidad de cualquier proyecto de inversión es necesario hacer dos análisis, uno económico y otro financiero, ambos con diferentes niveles de detalle, en el presente trabajo se hace uso de un análisis económico de primer nivel o evaluación económica simplificada, ya que esta, engloba parámetros y relaciones simples que permiten desarrollar un estudio de prefactibilidad, suficiente para determinar si es conveniente seguir con los análisis económicos y financieros pertinentes. A final de cuentas, este análisis simplificado, llevará a elegir la configuración que se proyecte como la más atractiva en términos económicos sin entrar en pormenores financieros.

La evaluación económica simplificada compara el resultado neto de la operación del proyecto sin financiamiento durante el periodo de operación, el cual se estima como la suma de los beneficios y/o ahorros operativos, menos los costos operativos asociados y el costo de la inversión física del proyecto. Para esto se emplean conjuntamente dos tipos de análisis, el

método de “periodo simple de recuperación de la inversión” (Payback) y el método de análisis de la “tasa interna simple de retorno de inversión” (ROI).

El método de Payback consiste en medir el tiempo que tardará un inversionista para recuperar, mediante los ingresos o ahorros que produce el proyecto, la cantidad invertida inicialmente, sin considerar el costo de oportunidad del dinero en el tiempo. Se utiliza comúnmente cuando es requerido conocer el flujo de efectivo y saber si la inversión puede ser recuperada en un tiempo razonable, comparado con la vida útil de la planta. El procedimiento de cálculo es el siguiente:

$$PB = \frac{VNI}{BAN} \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

PB = Payback (tiempo de recuperación)

VNI = Valor Neto de la Inversión

BAN = Beneficio Anual Neto

Ejemplo: VNI = 1,500,000[USD]; BAN (ahorro anual esperado) = \$480,000 [USD/año];

Entonces PB = 1,500,000/480,000 = 3.125 años

La tasa de retorno de inversión TRI, conocida por sus siglas en inglés ROI (Return Of Investment), calcula los beneficios netos ya descontando la depreciación (amortización) de la inversión en su vida útil. Este parámetro tiene en cuenta, además del VNI y la vida útil de la planta (VU), la amortización anual lineal (AAL).

$$TRI = \frac{BAN - ALA}{VNI} * 100 \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

ALA = Amortización lineal de la inversión en la vida útil del equipo, AL = VNI / VU

VU = Vida útil esperada del equipo

Ejemplo: VNI = 1,500,000[USD]; BAN = \$480,000 [USD/año]; VU = 10 años;

ALA = 1,500,000/10 = 150,000;

Entonces TRI = [(480,000 - 150,000) / 1,500,000] * 100 = 22%

Una de las objeciones más importantes para este método que no considera cambios en el valor del dinero en el tiempo, sin embargo es una herramienta útil para los proyectos en los que no se cuenta con información detallada, con lo es el caso de esta tesis. Por esto se incluyen dos variables adicionales con las que se puede generar un factor de ajuste, con la intención de eliminar esta importante deficiencia. Este factor de ajuste es el FVP (Factor de Valor Presente) y se calcula de la siguiente manera:

$$FVP = \frac{(1+td)^{VU} - 1}{td * (1+td)^{VU}} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

td es la tasa de rendimiento o de oportunidad del dinero, comúnmente se considera del 12%, aunque puede cambiar dependiendo el capital empleado para el proyecto.

De este concepto, se derivan 3 nuevos parámetros, el resultado de la operación neto, el beneficio neto a valor presente y la relación beneficio-costos, parámetros que se explican más adelante. Los resultados pueden desplegarse en una tabla tipo resumen, de tal manera que pueda lograrse una comparación entre las distintas alternativas, que deben ser mutuamente excluyentes. La tabla se propone de la siguiente manera:

RESUMEN DEL CÁLCULO DE ANÁLISIS DE PRIMER NIVEL			
Vida útil	VU		años
Tasa de descuento	td		
Factor de valor presente	FVP		
Beneficio anual neto	BAN		USD
Valor neto de inversión	VNI		USD
Tiempo de retorno simple (Payback)	PB = VNI / BAN		años
Amortización anual lineal	ALA = VNI / VU		USD
Tasa de retorno de inversión	TRI = (BAN - ALA) / VNI		
Resultado de la operación neto	RON = FVP * BAN		USD
Beneficio neto a valor presente	BNVP = RON - VNI		USD
Relación beneficio costo	RBC = RON / VNI		

Tabla 14. Resumen de resultados del análisis económico.
Fuente: Generación propia.

3.5.1 Estimado de costos operativos presentes y futuros y el resultado de la operación.

El resultado de la operación neto (RON) es simplemente el beneficio anual neto (BAN) llevado a valor del dinero en el presente, es decir el BAN multiplicado por el factor de valor presente. Ahora bien, este estimado de beneficios anuales netos se obtiene mediante un balance entre los costos operativos presentes y futuros, que hacen referencia al costo de la energía con el sistema actual y al que hipotéticamente se presentaría con el sistema analizado. El costo de la energía depende de varios factores como los costos del consumo a la red eléctrica nacional, el costo de la energía térmica, los del agua tratada y cruda, los de las refacciones que requiera el sistema y por supuesto el del personal operativo. El detalle de la estimación de estos costos es variable en cada caso, por ello no se tratará en este capítulo sino en el siguiente, donde se evalúa un caso particular.

3.5.2 El valor neto de la inversión VNI y el beneficio neto a valor presente BNVP.

Otro de los aspectos a resaltar en este análisis económico simplificado, es la estimación del valor neto de la inversión, que está en función de los costos de los equipos nuevos que se requieran para cada propuesta en particular, evidentemente todos en términos de valor presente. El beneficio neto operativo, será simplemente el resultado de la comparación entre los beneficios anuales RON y la inversión. De igual manera el detalle de la estimación de estos costos se verá en el siguiente capítulo de esta tesis.

3.5.3 Análisis de rentabilidad (sin financiamiento).

En este apartado, los parámetros importantes son, el tiempo de retorno o Payback y la relación de beneficio-costos. En primera instancia, serán descartadas todas aquellas alternativas técnicamente viables cuyo tiempo de retorno sea mayor al 25% de la vida útil de la planta, esto es debido a que si el tiempo de recuperación es demasiado largo, la inversión no tendrá justificación y por ende, el proyecto será desechado. También serán descartadas de manera inmediata todas las alternativas cuya relación beneficio-costos tenga un valor menor a la unidad, ya que si es el caso, el total de la operación tendrá un resultado negativo, es decir, la inversión

será una pérdida, ya que los beneficios serán menores a los costos de implementación. De nuevo, el detalle de este análisis se encontrará en el siguiente capítulo.

3.6. Resumen de la metodología propuesta

La metodología está planteada, es una guía de elección de sistemas de trigeneración útil para seleccionar la configuración más adecuada para evaluar aspectos energéticos, por ello es ahora posible plasmarla en un diagrama de flujo que resumirá el proceso y ayudará a seguirlo al pie de la letra, como se verá en el capítulo siguiente. El diagrama de flujo consta de 1 proceso principal y 3 subprocesos, A, B y C, correspondientes al dimensionamiento de la planta, a la selección de combustibles y a la evaluación económica simplificada, como se verá a continuación.

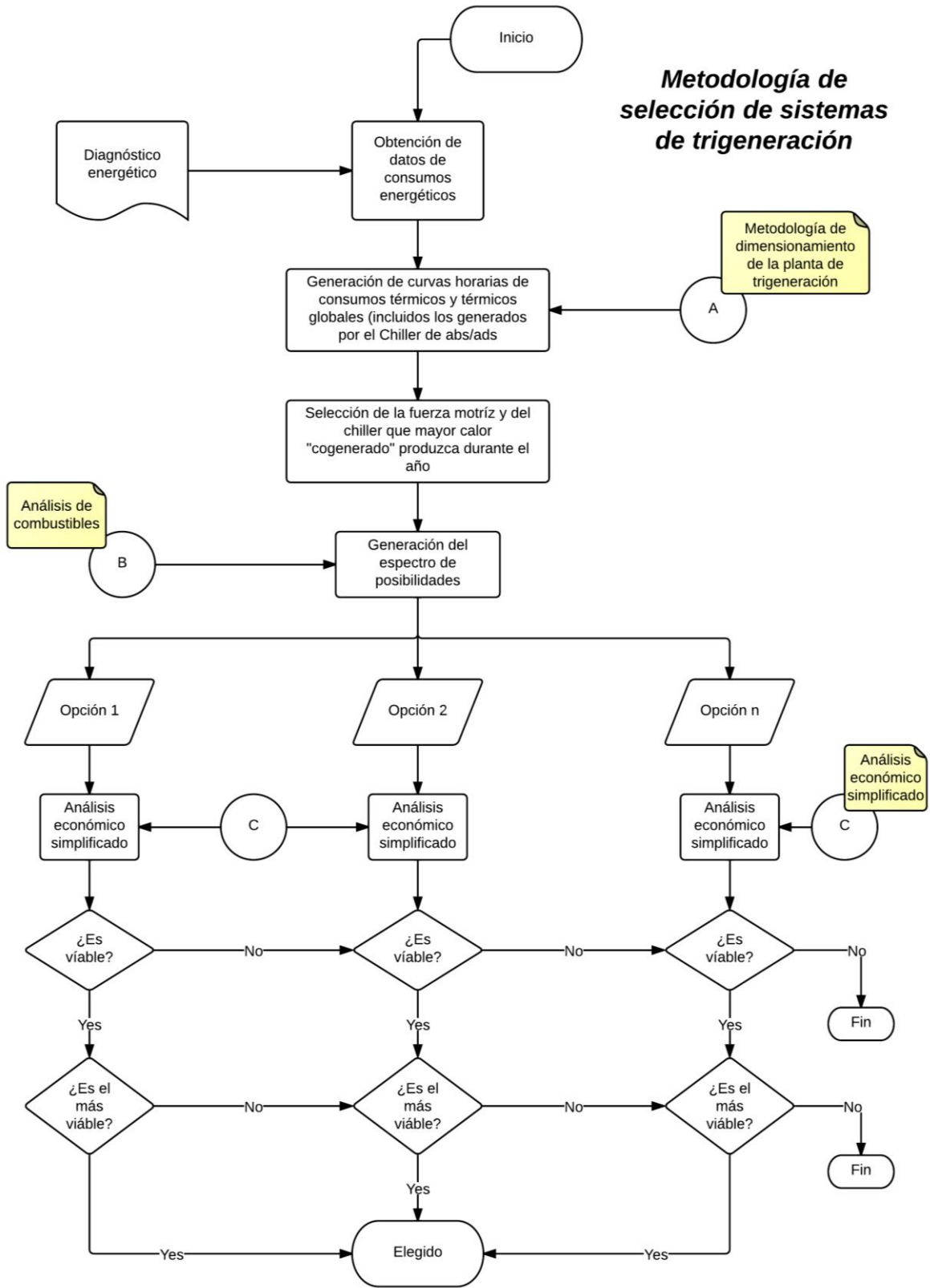


Figura 14. Diagrama de flujo de la metodología.
Fuente: Generación propia.

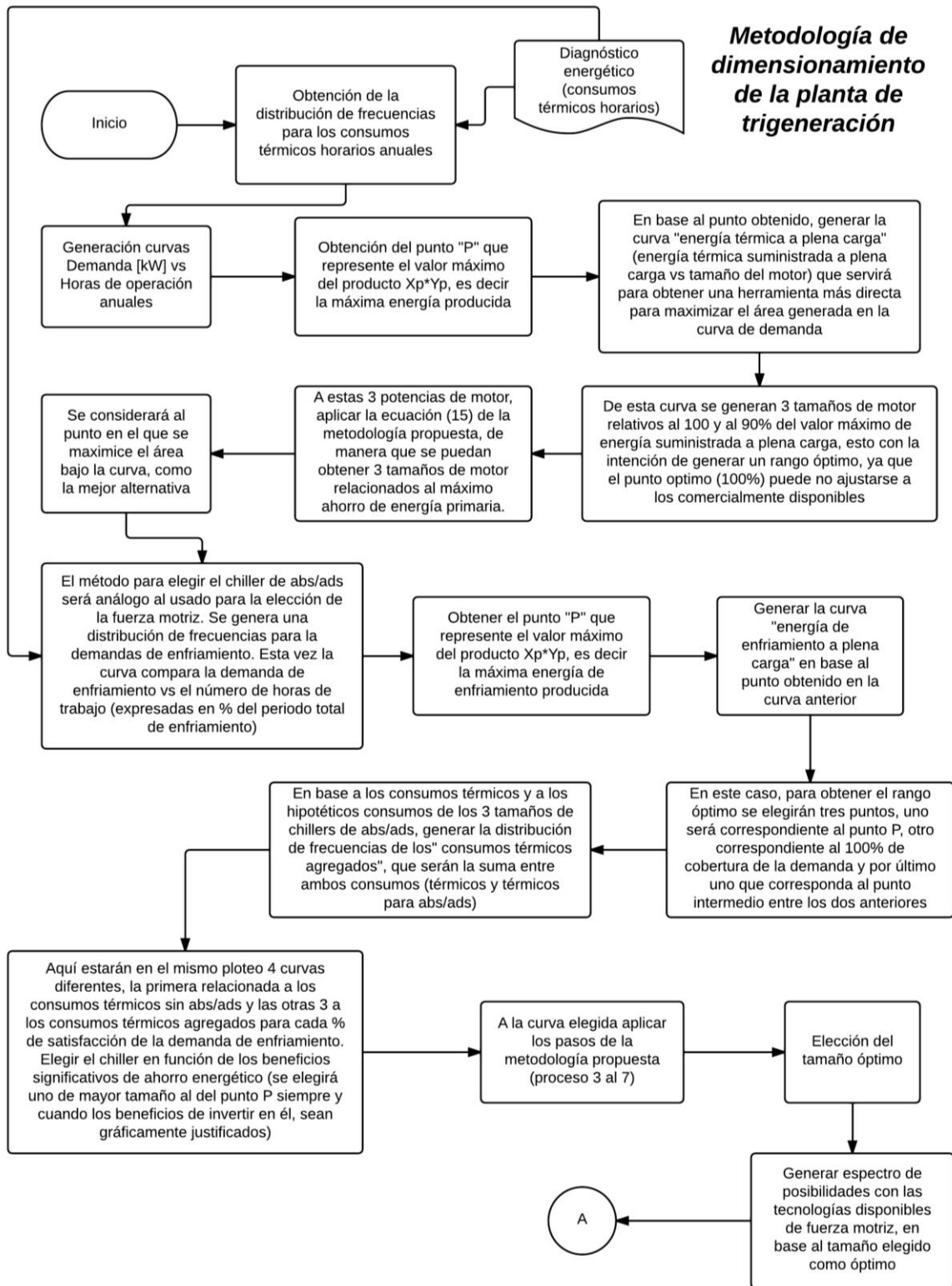


Figura 15. Diagrama de flujo para dimensionamiento de planta
Fuente: Generación propia.

Análisis de combustibles

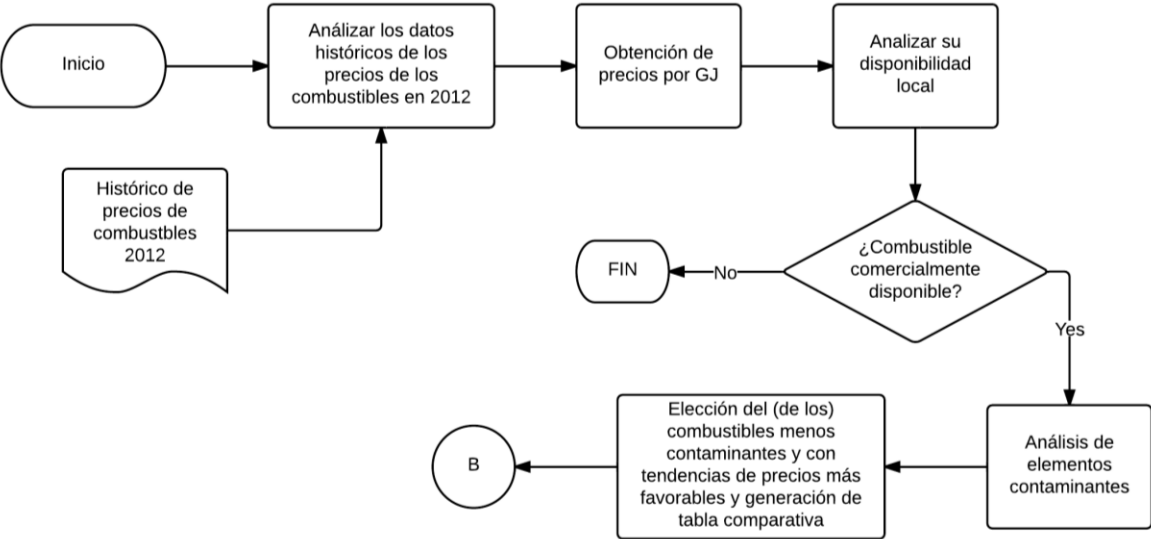


Figura 16. Diagrama de flujo para la selección de combustibles
Fuente: Creación propia

Análisis económico simplificado

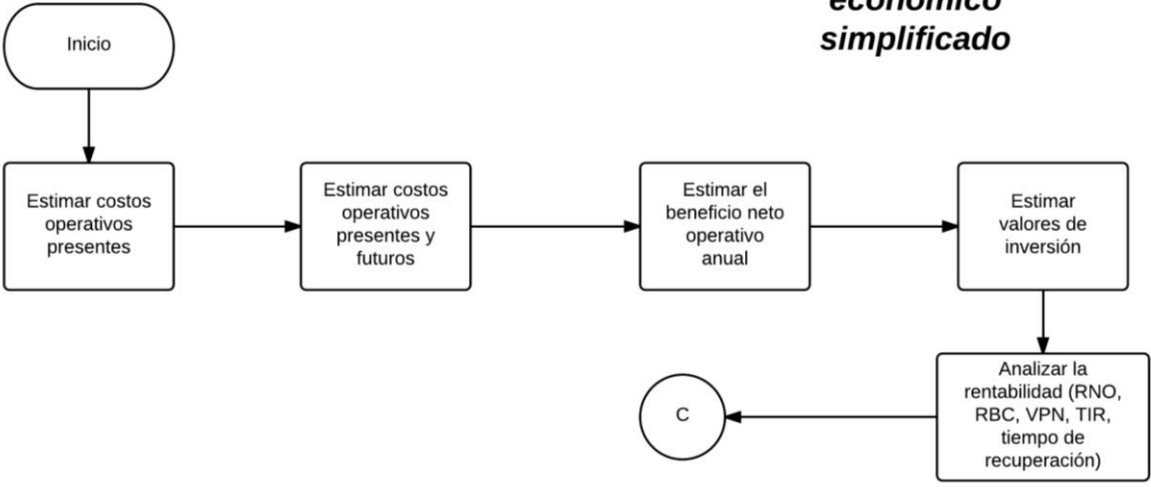


Figura 17. Diagrama de flujo para el análisis económico simplificado
Fuente: Creación propia

Capítulo 4. Aplicación de la metodología propuesta.

Como se ha venido mencionando durante los capítulos anteriores, esta metodología permitirá realizar un estudio de prefactibilidad para la implementación de un sistema de trigeneración para cualquier actividad económica. Por ello, la metodología deja algunos aspectos importantes a la consideración del equipo de implementación del sistema, estas particularidades podrán ser resueltas por gente con experiencia en el ámbito energético. En este capítulo se aplicará la metodología propuesta a una empresa de giro industrial, los datos específicos de la empresa no se darán a conocer por cuestiones de confidencialidad. También es importante señalar que no fue posible acceder a la totalidad de la información energética necesaria, por las mismas razones antes expuestas; además la información técnica y de costos no es brindada por los fabricantes y/o proveedores de equipos. Sin embargo, y como se podrá ver en el desarrollo de este capítulo, la información con la que se cuenta es suficiente para mostrar la metodología y sin entrar en muchos detalles, será posible elegir la configuración del sistema de trigeneración más adecuada para el caso expuesto.

4.1 Evaluación de los requerimientos energéticos.

Durante el capítulo anterior se hizo mucho énfasis en que la información energética proviniera estrictamente de un diagnóstico energético, sin embargo, cuando se trata de cuestiones académicas, las empresas no suelen brindar estos documentos por cuestiones de seguridad. Por lo anterior se dio a la tarea de recopilar la información por diferentes medios, los resultados se vaciaron en la tabla propuesta del capítulo anterior y son los siguientes:

CUESTIONARIO GENERAL PARA LA OBTENCIÓN DE INFORMACIÓN ENERGÉTICA.	
Nombre de la empresa	N/A
Sector	Industrial
Planta	N/A
Dirección	N/A
Contacto	N/A

DATOS PRINCIPALES DE LA PLANTA

Altura sobre el nivel del mar [m]	0	Turnos	3
Temperatura media y máxima anual [°C]	25 °C	Horas de trabajo semanal por turno	56
Humedad relativa media y máxima anual [%]	50%	Días de asueto anuales	13

ALIMENTACIÓN ELÉCTRICA (Acometida)

kV	220
Fases	3
Tipo de tarifa	HT sur
Demanda máxima contratada	13,000 kW

Tabla 15. Información de planta.
Fuente: Generación propia.

En cuanto a la información energética se concedieron gráficas de consumos horarias térmicos y eléctricos mostradas en la Figura 18 y Figura 19 respectivamente, la información corresponde a una semana típica de operación, esta será suficiente para mostrar la aplicación de la metodología, desde luego, para una implementación adecuada, se deberá contar con la información anual de consumos.

Los datos relacionados a las gráficas de las Figura 18 y Figura 19 se podrán encontrar en los anexos incluidos al final de la tesis. Es necesario procesar esta información en una hoja de Excel, de tal manera que pueda obtenerse una distribución de frecuencias, que ayudara a visualizar los comportamientos de la demanda térmica. En relación a la demanda eléctrica, se maneja una relación Q/η , ya que el propósito de esta metodología es analizar el comportamiento de las demandas térmicas de modo que se pueda obtener el máximo ahorro de energía primaria, por lo que, insistiendo en lo dicho en capítulos anteriores, las demandas eléctricas serán una consecuencias y los sobrantes o faltantes se podrán negociar con la CFE.

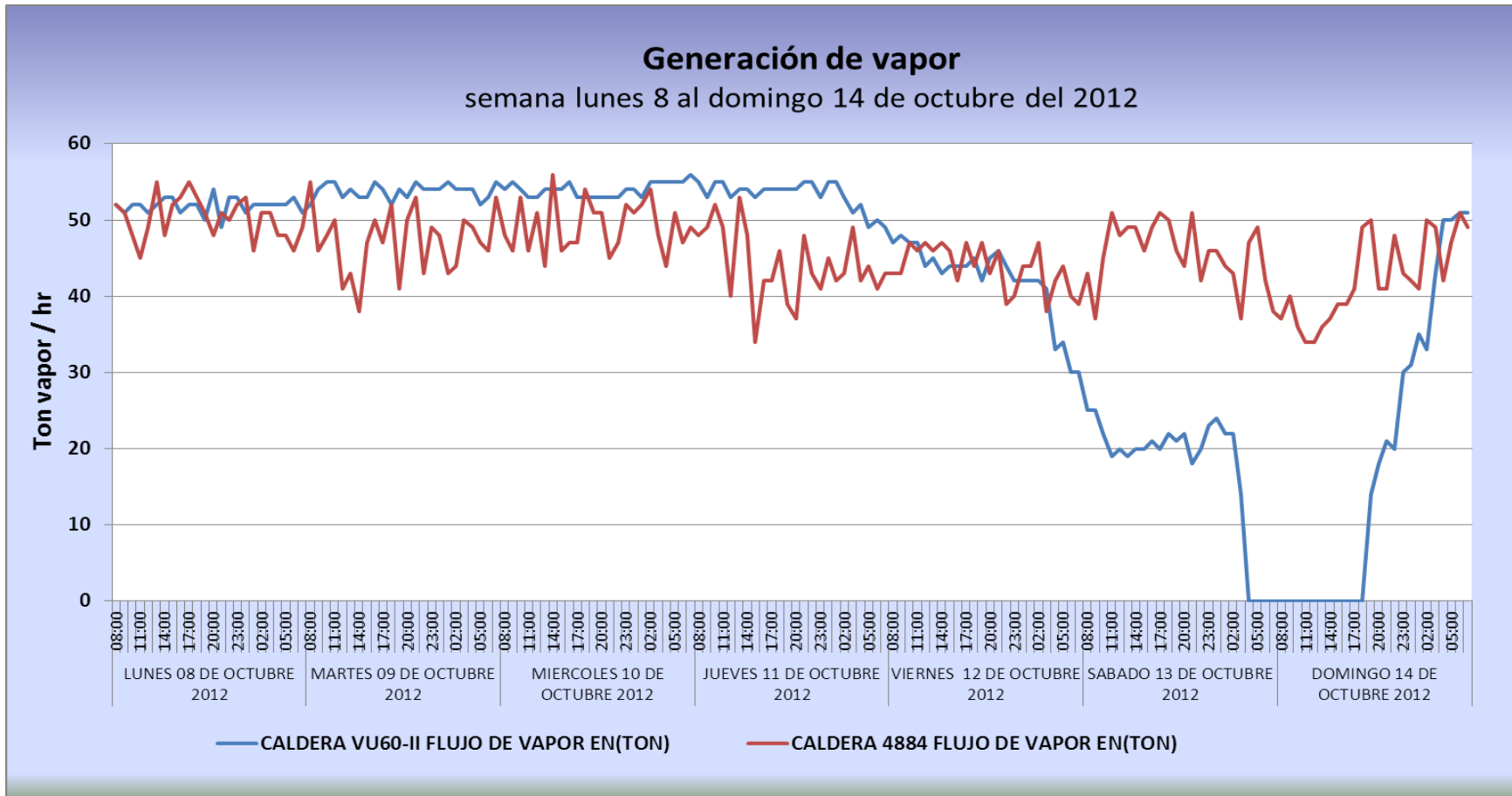


Figura 18. Demandas térmicas planta industrial
Fuente: Empresa bajo análisis

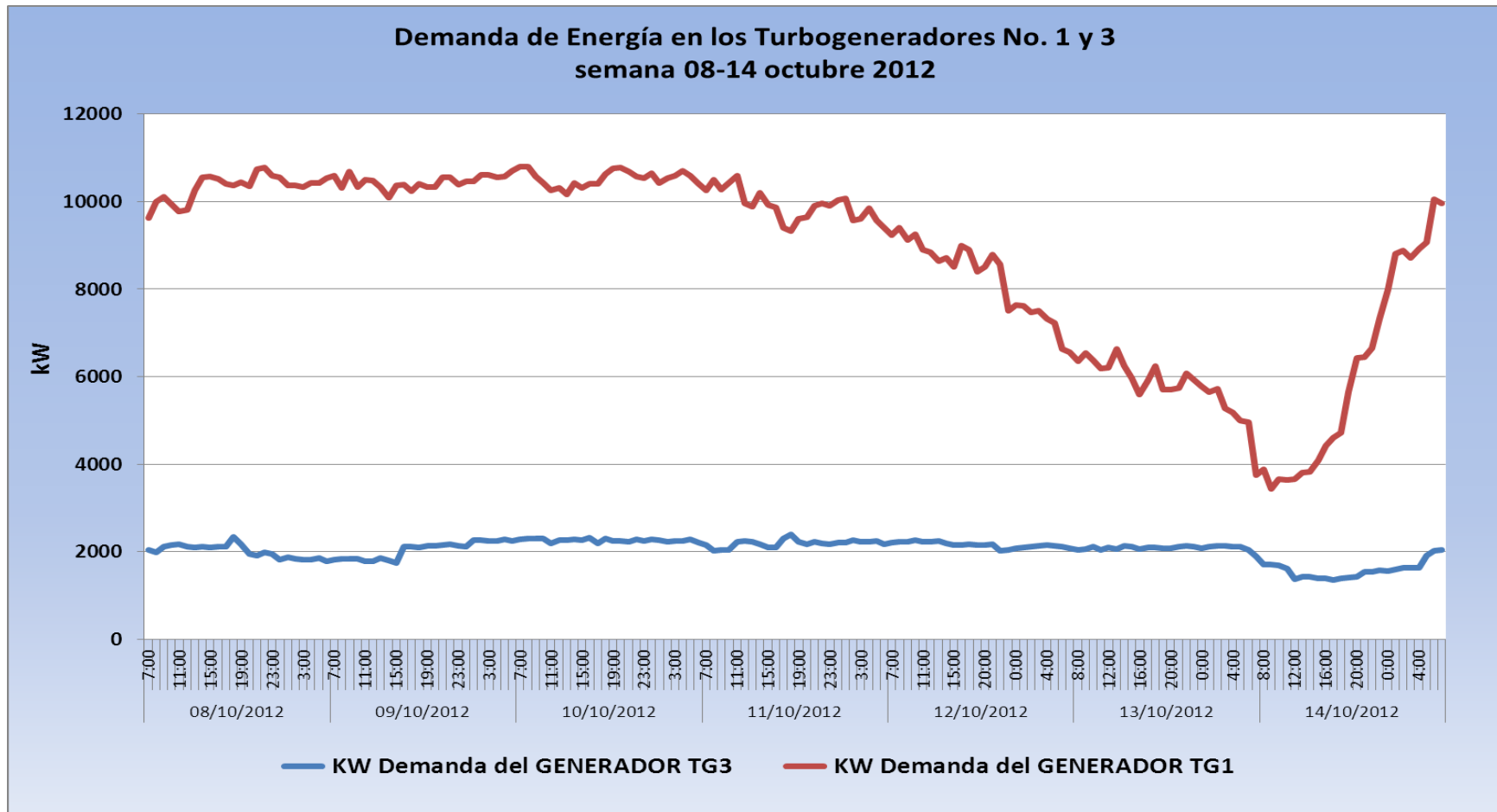


Figura 19. Demandas eléctricas planta industrial.
Fuente: Empresa bajo análisis

$$W_{turb} = m \cdot (h_1 - h_2) + m \cdot (1 - y) \cdot (h_2 - h_3)$$

m	54.31	kg/s
y	0.07	
m*(1-y)	50.44	kg/s
my	3.87	kg/s

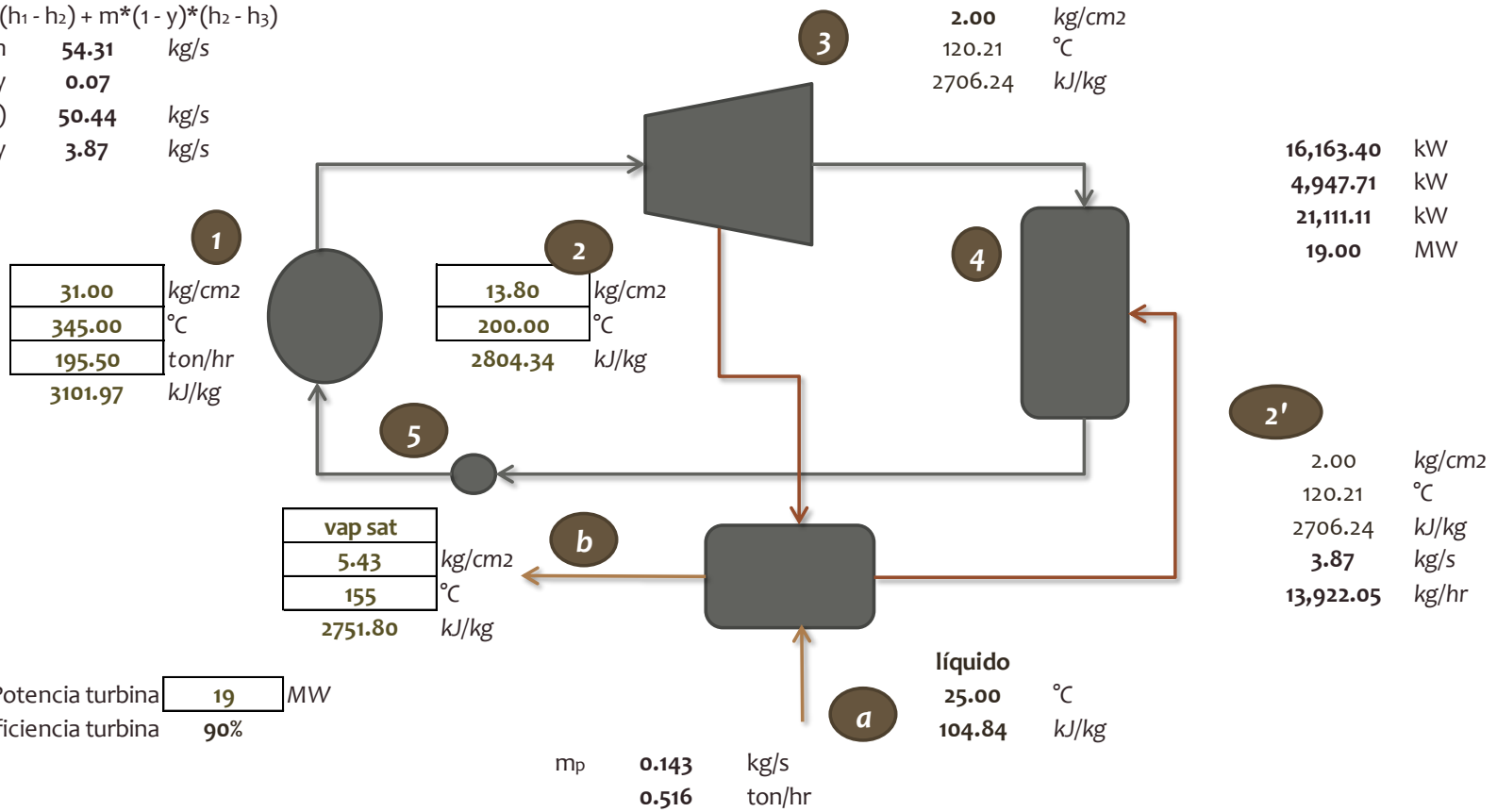


Figura 20. Diagrama de bloques de la planta actual.
Fuente: Generación propia.

La planta cuenta actualmente con 3 turbinas de vapor con distintas capacidades, sumando en total 19 MW, las cuales son alimentadas por una caldera cuyas condiciones de vapor a la salida son de 31 kg/cm² y 345°C. El diagrama de bloques y los balances de energía se muestran en la Figura 20. Para propósitos de demostración se asumirá que se desea hacer una total reingeniería del sistema de cogeneración, para incursionar en los sistemas de trigeneración. Por ello se tomara como referencia a la cantidad de energía que requiere la caldera para producir el vapor a las condiciones de presión y temperatura mencionadas, es decir, la Figura 18 fungirá como la fuente de datos a los que aplicaremos la metodología. A continuación se muestran los resultados de la aplicación de la Ecuación 15 a la serie de datos de consumos térmicos. Lo primero que se hizo fue obtener una distribución de frecuencias (Figura 21), en la cual se identificó el número de incidencias de picos de demanda, esta distribución se graficó contra las horas de operación. De esta manera es posible visualizar el comportamiento de los picos de demanda y en que espacio temporal se desarrollaron.

4.2 Dimensionamiento de la planta de trigeneración.

Para los 168 datos obtenidos, se identificó que el valor más alto de demanda fue de 110 ton/hora de vapor (equivalente a 91.57 MW) y el mínimo de 34 ton/hora o 28.30 MW; con ello se formuló un grupo de valores de demandas que los tuvieran como límites superior e inferior, respectivamente. Con este grupo se calculó la distribución de frecuencias, útil para identificar cuáles fueron los valores con mayor número de incidencias y se comparó con las horas de operación. A los datos del grupo de demandas se les aplicó la Ecuación 15, tomándolos como potencia de alimentación, ya que, como se mencionó antes, son las cantidades de energía que consume la caldera que actualmente se utiliza². El resultado será una potencia térmica, que para cualquier valor debajo de este, el nivel de carga se verá reducido, es decir, al dimensionar la máquina con este método, se está forzando a que no trabaje a niveles de carga bajos, de manera que se pueda consumir la mayor cantidad de calor cogenerado durante toda la vida útil de la planta, asegurando la reducción en el consumo de energía primaria.

² El resto de los parámetros necesarios para aplicar la Ecuación 15 fueron tomados de las referencias de la CRE, citadas en el capítulo anterior. Tabla 7

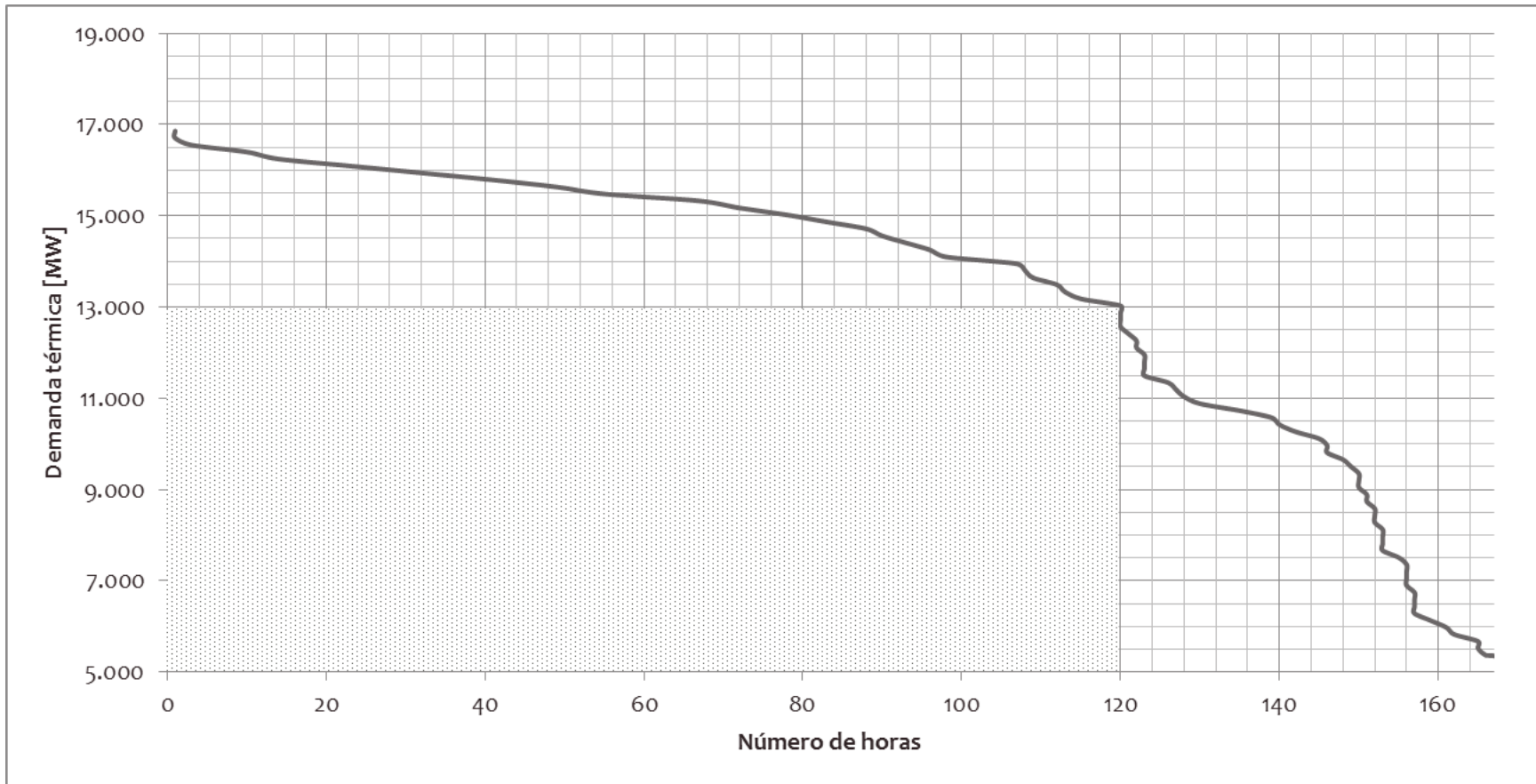


Figura 21. Demanda térmica vs horas de operación.
Fuente: Generación propia

El área bajo la curva de la Figura 21 representa la energía capaz de producir la planta, por lo que será necesario dimensionar la fuerza motriz a partir del par de valores que representen el mayor producto, o energía generada. Este punto es fácil de encontrar cuando a los productos se le aplica la función “Máximo” de Excel. En este caso el resultado es 13.03 MWt, como se muestra en la Tabla 16:

	Max	8,491.37						
Resultado de la metodología	MWh	% max ener	Resultado de la metodología	MWh	% max ener	Resultado de la metodología	MWh	% max ener
16.858	91.57	1.08%	13.49	8,204.99	96.63%	10.11	7,966.90	93.82%
16.70	90.74	1.07%	13.33	8,184.18	96.38%	9.96	7,900.30	93.04%
16.55	269.73	3.18%	13.18	8,233.30	96.96%	9.81	7,778.76	91.61%
16.40	890.76	10.49%	13.03	8,491.37	100.00%	9.65	7,762.11	91.41%
16.24	1,235.41	14.55%	12.87	8,391.47	98.82%	9.50	7,690.51	90.57%
16.09	2,010.46	23.68%	12.72	8,291.57	97.65%	9.35	7,617.26	89.71%
15.94	2,770.52	32.63%	12.57	8,191.67	96.47%	9.20	7,492.38	88.24%
15.79	3,515.59	41.40%	12.41	8,159.20	96.09%	9.04	7,367.51	86.76%
15.63	4,160.77	49.00%	12.26	8,125.07	95.69%	8.89	7,290.92	85.86%
15.48	4,624.46	54.46%	12.11	8,023.51	94.49%	8.74	7,165.22	84.38%
15.33	5,577.66	65.69%	11.95	7,986.88	94.06%	8.58	7,086.13	83.45%
15.17	5,933.97	69.88%	11.80	7,884.48	92.85%	8.43	6,959.59	81.96%
15.02	6,363.53	74.94%	11.65	7,782.09	91.65%	8.28	6,833.05	80.47%
14.87	6,702.35	78.93%	11.49	7,679.69	90.44%	8.12	6,750.64	79.50%
14.71	7,032.85	82.82%	11.34	7,762.11	91.41%	7.97	6,623.27	78.00%
14.56	7,117.76	83.82%	11.19	7,717.99	90.89%	7.82	6,495.90	76.50%
14.41	7,277.60	85.71%	11.03	7,672.20	90.35%	7.66	6,368.53	75.00%
14.25	7,432.44	87.53%	10.88	7,683.85	90.49%	7.51	6,322.74	74.46%
14.10	7,505.70	88.39%	10.73	7,867.00	92.65%	7.36	6,233.66	73.41%
13.95	8,105.93	95.46%	10.57	7,984.38	94.03%	7.20	6,103.79	71.88%
13.79	8,091.77	95.29%	10.42	7,925.28	93.33%	7.05	5,973.93	70.35%
13.64	8,075.96	95.11%	10.27	7,920.28	93.27%	6.90	5,844.06	68.82%

Tabla 16. Identificación del máximo de energía producida
Fuente: Generación propia.

Es común que, en ocasiones, el valor obtenido no se ajuste a los tamaños de fuerza motriz disponibles en el mercado, ya que se trata de un tamaño teórico, por ello es necesario generar la curva "energía térmica a plena carga" (energía térmica suministrada a plena carga vs tamaño del motor), de esta curva se generan 3 tamaños de motor relativos al 100 y al 90% del valor máximo de energía suministrada a plena carga, esto con la intención de generar un rango óptimo. Esta curva se muestra en la Figura 22, que se obtiene a partir de la comparación entre el porcentaje de la máxima energía producida y el porcentaje de la máxima demanda, es decir, los datos correspondientes a la energía generada y a la demanda, se dividen entre su máximo valor, de manera que sea posible tener una relación entre el porcentaje de energía producida y el porcentaje del tamaño del motor elegido en el punto anterior.

Una vez obtenida la curva, se procede a encontrar los tamaños de planta correspondientes al 90% de satisfacción del tamaño calculado, es necesario aclarar que existen dos valores que logran este 90%, uno de menor tamaño y otro de mayor, referidos al punto óptimo. La Tabla 17 muestra los datos analizados:

% max ener	%max dem	% max ener	%max dem	% max ener	%max dem
1.08%	100.00%	98.82%	76.36%	85.86%	52.73%
1.07%	99.09%	97.65%	75.45%	84.38%	51.82%
3.18%	98.18%	96.47%	74.55%	83.45%	50.91%
10.49%	97.27%	96.09%	73.64%	81.96%	50.00%
14.55%	96.36%	95.69%	72.73%	80.47%	49.09%
23.68%	95.45%	94.49%	71.82%	79.50%	48.18%
32.63%	94.55%	94.06%	70.91%	78.00%	47.27%
41.40%	93.64%	92.85%	70.00%	76.50%	46.36%
49.00%	92.73%	91.65%	69.09%	75.00%	45.45%
54.46%	91.82%	90.44%	68.18%	74.46%	44.55%
65.69%	90.91%	91.41%	67.27%	73.41%	43.64%
69.88%	90.00%	90.89%	66.36%	71.88%	42.73%
74.94%	89.09%	90.35%	65.45%	70.35%	41.82%
78.93%	88.18%	90.49%	64.55%	68.82%	40.91%
82.82%	87.27%	92.65%	63.64%	67.73%	40.00%
83.82%	86.36%	94.03%	62.73%	66.19%	39.09%
85.71%	85.45%	93.33%	61.82%	64.65%	38.18%
87.53%	84.55%	93.27%	60.91%	63.11%	37.27%
88.39%	83.64%	93.82%	60.00%	62.35%	36.36%
95.46%	82.73%	93.04%	59.09%	61.56%	35.45%
95.29%	81.82%	91.61%	58.18%	60.35%	34.55%
95.11%	80.91%	91.41%	57.27%	59.85%	33.64%
96.63%	80.00%	90.57%	56.36%	58.24%	32.73%
96.38%	79.09%	89.71%	55.45%	56.96%	31.82%
96.96%	78.18%	88.24%	54.55%	56.00%	30.91%
100.00%	77.27%	86.76%	53.64%		

Tabla 17. Datos de la curva “energía térmica a plena carga”
Fuente: Generación propia

Cuando entre los datos disponibles no se encuentra con el valor exacto del 90%, se puede hacer uso de una interpolación lineal, que es válida por la cercanía de los valores.

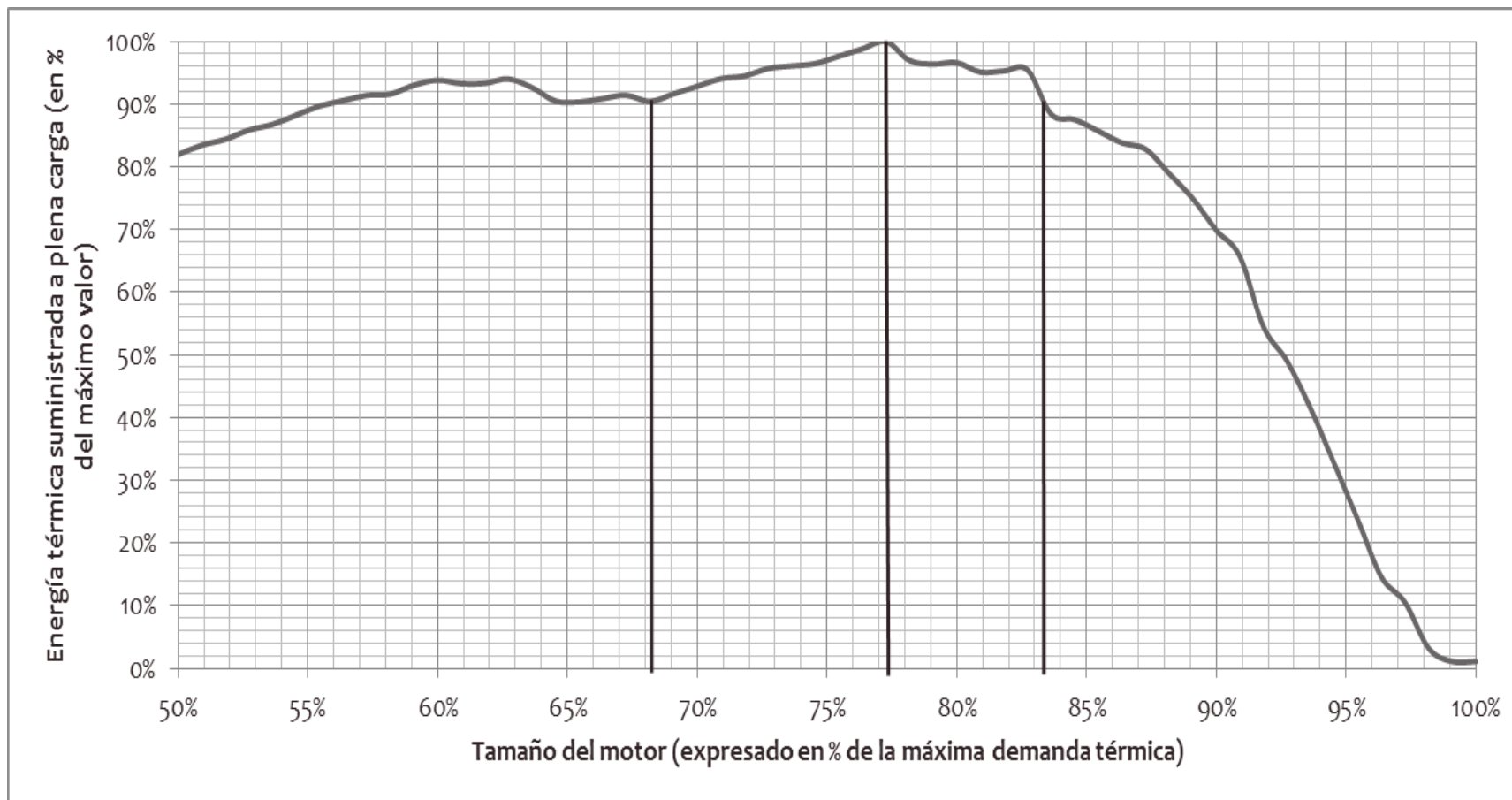


Figura 22. Energía térmica a plena carga.
Fuente: Generación propia.

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 18.

	Máx E. prod	Tamaño MWt	Tamaño kWt
+	90%	14.06	14,064.44
	100%	13.03	13,026.53
-	90%	11.44	11,437.93

Tabla 18. Resultado del rango óptimo.

Fuente: Generación propia

Es en este punto del proceso de selección es donde debería hacerse el cálculo del enfriador o chiller pudiendo optar por una tecnología de absorción o adsorción de acuerdo a las demandas de refrigeración, pero estas no han sido documentadas por la empresa a la que se le está haciendo el estudio, lo que nos permite hacer un correcto dimensionamiento del chiller. Cabe señalar que este resulta sencillo de hacer, ya que a las demandas térmicas mostradas a lo largo de este capítulo, sólo hay que sumar las demandas térmicas agregadas, que incluyen las demandas térmicas para proceso y las hipotéticamente requeridas por el chiller de absorción para que cumpla con la capacidad de refrigeración conforme a las características del espacio que desea refrigerarse.

Con la intención de mantener los esfuerzos enfocados en trigeneración, se dimensiona un chiller de absorción de simple efecto con capacidad de 2000 TR y que se alimenta con vapor saturado a 2 bar de presión absoluta.

La memoria del cálculo de esta sección podrá verse a detalle en el anexo A.

4.3 Selección del equipo, otros parámetros técnicos.

Contando con el rango de tamaños para la planta de trigeneración, es necesario hacer consideraciones extras que permitirán ir acotando el espectro de posibilidades. Dentro de estas consideraciones están los combustibles que utilizan, sus eficiencias térmicas y eléctricas, su disponibilidad y su costo (aspecto que se abordará en la siguiente sección). La elección del combustible girará en torno a su precio y disponibilidad principalmente, aunque las cuestiones ambientales juegan también un papel fundamental. Para nuestro caso servirá el análisis usado como ejemplo en la sección de elección de combustible del capítulo 3, que arroja como mejor

alternativa al gas natural, como se observa en la Tabla 11. Con ayuda de la información mostrada en el anexo B, se genera un espectro de posibilidades de los posibles elementos constitutivos de la planta de trigeneración, estos se muestran en los siguientes cuadros.

Fuerza Motriz		
Opción 1		
Tecnología	MCI	MCI
Código	MCI-MWM-4000	MCI-MWM-1560
Marca	MWM	MWM
Capacidad eléctrica kWe	4000	1560
Capacidad térmica kWt	3884	1589
Eficiencia eléctrica	40.0%	40.0%
Proveedor	Ambar electro ingeniería	Ambar electro ingeniería
Combustible	Gas Natural	Gas Natural
Costo unitario	2157 USD/kWe	2157 USD/kWe
Cantidad	3	1
Detalle de las condiciones de operación	http://www.mwm.net/en/products/gas-engines-power-generators/tcg-2032/	http://www.mwm.net/en/products/gas-engines-power-generators/tcg-2020/
Opción 2		
Tecnología	MCI	MCI
Código	MCI-Cummins-1760	MCI-Cummins-1250
Marca	Cummins	Cummins
Capacidad eléctrica kWe	1760	1250
Capacidad térmica kWt	2338	1700
Eficiencia eléctrica	37.0%	37.6%
Proveedor	Cummins México	Ambar electro ingeniería
Combustible	Gas Natural	Gas Natural
Costo unitario	2157 USD/kWe	2157 USD/kWe
Cantidad	2	5
Detalle de las condiciones de operación	http://www.proidea.ro/cad-server-kft-228649/generatoare-pe-gaz-cummins-344466/a_9_d_11_1299848041220_cad_server_cummins_1750_gqma_generatoare_gaz.pdf	http://www.proidea.ro/cad-server-kft-228649/generatoare-pe-gaz-cummins-344466/a_9_d_11_1299848041220_cad_server_cummins_1750_gqma_generatoare_gaz.pdf
Opción 3		
Tecnología	MCI	
Código	MCI-Guascor-1200	
Marca	Guascor	
Capacidad eléctrica kWe	1200	
Capacidad térmica kWt	1200	
Eficiencia eléctrica	39.0%	
Proveedor	Guascor México	

Combustible	Gas Natural
Costo unitario	2157 USD/kWe
Cantidad	11
Detalle de las condiciones de op.	http://www.guascorpower.com/uploaded_files/productos/sMQ2lhu_hgm_560.pdf

Opción 4

Tecnología	TV	TV
Código	TV-Dresser-Rand-6000	TV-Dresser-Rand-1865
Marca	Dresser-Rand	Dresser-Rand
Capacidad eléctrica kWe	6000	1865
Capacidad térmica kWt	5000	1600
Eficiencia eléctrica	37.0%	37.0%
Proveedor	Dresser-Rand	Dresser-Rand
Combustible	Gas Natural	Gas Natural
Costo unitario	2285 USD/kWe	2285 USD/kWe
Cantidad	2	2
Detalle de las condiciones de operación	http://www.dresser-rand.com/products/steam/	http://www.dresser-rand.com/products/steam/

Opción 5

Tecnología	TV
Código	TV-Siemens Steam Turbines-6900
Marca	Siemens Steam Turbines
Capacidad eléctrica kWe	6900
Capacidad térmica kWt	6718
Eficiencia eléctrica	38.0%
Proveedor	Siemens Steam Turbines
Combustible	Gas Natural
Costo unitario	2285 USD/kWe
Cantidad	2
Detalle de las condiciones de operación	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/steam-turbines/Pre-Designed_Steam_Turbines_sp.pdf

Opción 6

Tecnología	TG
Código	TG-Capstone Turbine-1000
Marca	Capstone Turbine
Capacidad eléctrica kWe	1000
Capacidad térmica kWt	960
Eficiencia eléctrica	33.0%
Proveedor	Capstone Turbine
Combustible	Gas Natural
Costo unitario	770 USD/kWe

Cantidad	14
Detalle de las condiciones de operación	http://www.capstone.com.mx/ie/formatos/2010%20Product%20Catalog_S PANISH_lowres.pdf

Opción 7

Tecnología	TG
Código	TG-Siemens Gas Turbines-6750
Marca	Siemens Gas Turbines
Capacidad eléctrica kWe	6750
Capacidad térmica kWt	7052
Eficiencia eléctrica	33.5%
Proveedor	Siemens Gas Turbines
Combustible	Gas Natural
Costo unitario	770 USD/kWe
Cantidad	2
Detalle de las condiciones de operación	http://www.energy.siemens.com/hq/pool/hq/power-generation/gas-turbines/downloads/Industrial%20Gas%20Turbines/industrial_Gas_Turbines_SP_new.pdf

Ficha técnica Chiller

Tecnología	Chiller de absorción
Código	Ch-Broad-1990 TR simple efecto
Marca	Broad
Capacidad de refrigeración	1990 TR simple efecto
COP	0.76 a 0.82
Tipo de alimentación	Vapor exhausto
Condiciones de alimentación	1 barg, temperatura 120°C, entalpía 2.707 kJ/kg
Proveedor	Icogen SA
Costo unitario	550 USD/TRF
Cantidad	1
Detalle de los costos	http://www.trane.com/commercial/uploads/pdf/865/ctv-trt-001-en.pdf
Detalle de las condiciones de operación	http://www.icogen-sa.com/index.php/productos/absorcion-broad/5-chiller-bds-simple-ef-vapor.html

Tabla 19. Opciones de configuración de planta.
Fuente Generación propia

Toda esta información es vaciada en la matriz de decisión que contempla los puntos mencionados en la sección 3.4. Matriz técnica de las posibles configuraciones de planta. Los resultados son los siguientes:

	Eficiencia eléctrica	% satisfacción del tamaño calculado	Disponible para combustible	Disponible en México	Resultado
	25%	25%	25%	25%	
Opción 1	40.00%	1.016	1	1	85.41%
Opción 2	37.30%	1.011	1	1	84.61%
Opción 3	39.00%	1.013	1	1	85.08%
Opción 4	37.00%	1.013	1	1	84.58%
Opción 5	38.0%	1.031	1	1	85.29%
Opción 6	33.0%	1.032	1	1	84.04%
Opción 7	33.5%	1.083	1	1	85.44%

Tabla 20. Matriz de decisión técnica.
Fuente Generación propia

Como se logra apreciar, el resultado indica que las opciones 1,5 y 7 son las que cumplen con un mejor porcentaje de aceptación de acuerdo a los parámetros establecidos en la matriz de decisión. El siguiente paso será llevar a cabo los análisis económicos pertinentes que permitirán llegar a, la que efectivamente, será la mejor configuración.

4.4 Análisis económico.

A continuación se mostrarán los pasos necesarios para llevar a cabo el análisis económico simplificado; sin embargo, como este capítulo se trata de una demostración de la metodología, sólo se tratará la opción 7, que es la que mayor porcentaje de aceptación presenta. Esta es la turbina de gas Siemens SGT-200 con capacidad eléctrica de 6,750 MWe.

Para poder realizar lo pertinente a este apartado, se necesita plantear la información de hipotéticas condiciones actuales y futuras de los costos de la energía que consume la planta, además de los costos unitarios de los servicios e insumos necesarios para la operación de la planta industrial. Para hacer más conciso el contenido de esta sección se hará uso de hojas de Excel, para conocer los detalles de las fórmulas aplicadas se deberá referir al archivo anexo

“sistematización del proceso de selección de sistemas de trigeneración como estrategia de un puae.xlsx”.

Una industria requiere un sistema de cogeneración para producir la capacidad y energía eléctrica y vapor a proceso que requiere. La industria tiene actualmente conexión con CFE, para el suministro eléctrico con tarifa HT sur correspondiente al mes de diciembre de 2012.

ACTUAL CANTIDADES DE REFERENCIA

Horas de operación anuales		8,760	
DEMANDA máxima NETA	PUNTA	13,000	kW
	INTERMEDIA	13,000	kW
	BASE	13,000	kW
Factor de carga eléctrico actual (En punta, intermedia y base)		72%	
Vapor Actal	Medio Operativo	122,044	Ton/año
	Delta h (hv - haa)	2,997	kJ/kg
	Eficiencia de caldera	76%	
Agua	Agua cruda (actual y futuro)	8,321	m³/año
	Agua tratada (actual y futuro)	8,001	m³/año
Mano de obra operación y mto.	Obreros 8		Supervisión 1

FUTURO CANTIDADES DE REFERENCIA

Vida útil		25	años
capacidad ISO		13,720	kW
Capacidad bruta 100% carga		9,585	kW
Capacidad media operativa neta		6,768	kW
Factor de disponibilidad		0.95	
Fallas por año (de una hora cada una)		12	
Vapor producido neto caldera de recuperación medio operativo		13.93	Ton/hr
Factor de carga medio de la caldera		71.5%	kJ/kg
Nota: No considerar ajustes por humedad del aire			
Combustible turbina de gas		80,453	MJ/hr
Mano de obra operación y mto.	Obreros 12		Supervisión 1

COSTOS UNITARIOS

Tasa peso/dólar		12.95	
Agua	Cruda	12.00	\$/m³
	Tratada	20.00	\$/m³
Combustible PCS	Precio PEMEX a PCS	59.24	\$/GJ
	Corrección para PCI	1.08	
Costo obrero especializado + BSPI			Factores
	Salario mínimo	Pesos/día base 62.33	3.75 factor obrero/smin
	BSPI	52%	2.50 factor sup/obrero
Refacciones calderas (actual y futuro)		7.50	\$/Ton-año
Refacciones TG		Costo fijo 64.25	Pesos/kW
	condición media operativa	Costo variable 0.0129	Pesos/kWh

Tasa de descuento del 15% anual

Tabla 21. Datos de partida.
Fuente Generación propia

El siguiente paso será calcular los costos de operación actuales de la planta, es implica los costos de la energía eléctrica, los costos del vapor, de operación y de mantenimientos, entendiendo que sólo son los que se refieren a la energía y no a otros costos propios de la actividad económica. Los resultados son los siguientes:

ANALISIS DE COSTO OPERATIVO ACTUAL condición media operativa

Demanda facturable	13,000		
Demanda media actual (P, I, B)	9,360	kW	
HRS OPERACIÓN ANUALES	8,760		hr/año
FACTOR DE DISPONIBILIDAD	na		Punta
HRS EFECTIVAS ANUALES	8,760		Intermedia
			Base
			780
			5,016
			2,964

Energía neta total anual 81,993,600 kWh/año

Tarifa eléctrica	HT	SUR	dic-12	pesos/año
	D FACTURABLE		\$/KW-MES	104.71
CONSUMO	PUNTA	\$/KWH	2.3082	16,851,707
	INTERMEDIO	\$/KWH	1.06	49,766,746
	BASE	\$/KWH	0.9546	26,483,506
	Total			109,436,718

fuente:
http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Combustible 481,272 GJ/año

Costo Personal	personal obrero	355	\$/persona-día	1,037,421	pesos/año
	personal supervisión	888	\$/persona-día	324,194	pesos/año

IMPORTES ANUALES en pesos

ENERGIA ELECTRICA DE RED	109,436,718
COMBUSTIBLE proceso	28,510,562
AGUA TRATADA Y CRUDA	259,872
REFACCIONES CALDERAS	915,332
PERSONAL	1,361,614
TOTAL ANUAL	140,484,099
COSTO DEL VAPOR ACTUAL	31,047,380
COSTO NETO de energía electrica	109,436,718

COSTOS UNITARIOS de OPERACIÓN

COSTO NETO de ENERGIA ELECTRICA	1.33	pesos/kWh
COSTO DEL VAPOR	254.39	pesos/Ton

IMPORTES ANUALES en dólares

ENERGIA ELECTRICA DE RED	8,450,712
COMBUSTIBLE proceso	2,201,588
AGUA TRATADA Y CRUDA	20,067
REFACCIONES CALDERAS	70,682
PERSONAL	105,144
TOTAL ANUAL	10,848,193
COSTO DEL VAPOR ACTUAL	2,397,481
COSTO NETO de energía eléctrica	8,450,712

COSTOS UNITARIOS de OPERACIÓN

COSTO NETO de ENERGIA ELECTRICA	103.07	dólares/MWh
COSTO DEL VAPOR	19.64	dólares/Ton

Tabla 22. Costos operativos actuales.
Fuente Generación propia

Cuando se pretende autoabastecerse de energía eléctrica, una planta industrial debe contemplar hacerse de un contrato de respaldo con CFE para mantenimiento y falla, este varía dependiendo de la tarifa y el tipo de respaldo que se desea, en este caso se elige un respaldo HT-RF, correspondiente al respaldo por falla, la evaluación de este se presenta a continuación:

CÁLCULO DEL COSTO DE RESPALDO FUTURO

<i>Demanda reservada</i>	13,000	kW
<i>Demanda media actual (P, I, B)</i>	9,360	kW

ENERGÍA DE RED

HORAS TARIFA	HORAS/AÑO			KWh/año
	h/mes	mtó.	falla	
ENERGÍA P	65	39	1	375,041
ENERGÍA I	418	251	7	2,411,803
ENERGÍA B	247	148	4	1,425,156
SUMA	730	438	12	4,212,000

	Días no Acomulables	35
HORAS POR FALLA AL AÑO	12	
DÍAS DE MANTENIMIENTO/AÑO	18	
HORAS DE MANTENIMIENTO/AÑO	438	
DÍAS ACOMULABLES	0	
DEMANDA MEDIA ACUMULABLE	0	KW-DÍA
	0	KW-MES

	HT-RF	IMPORTE ANUAL (miles de pesos)		
CARGO FIJO	2019.32			24
DEMANDA RESERVADA	21.95			3,424
DEMANDA MEDIDA	9.87			0
				3,448
ENERGÍA PUNTA	1.2004	KWh/año	375,041	450
ENERGÍA INTERMEDIA	1.0188	KWh/año	2,411,803	2,457
ENERGÍA BASE	0.9931	KWh/año	1,425,156	1,415
IMPORTE TOTAL ENERGÍA INTEGRADA			MILES DE PESOS/AÑO	7,771
			MILES DE USD/AÑO	600
			PESOS/KWh	1.84
			USD/MWh	142.47

Fuente:

http://app.cfe.gob.mx/Aplicaciones/CCFE/Tarifas/Tarifas/tarifas_industria.asp

Tabla 23. Análisis de respaldo con CFE.
Fuente Generación propia

Con la finalidad de hacer un comparativo de la rentabilidad del proyecto, se hace un estimado de los costos futuros de operación de la planta propuesta, para ello se harán una serie de suposiciones para la turbina de gas Siemens SGT-200. A continuación se presentan:

CÁLCULO DEL COSTO FUTURO

CAPACIDAD ISO		13,720	KW
CAPACIDAD BRUTA AL 100% CARGA		9,585	
CAPACIDAD MEDIA OPERATIVA NETA		6,768	KW
HORAS DE OPERACIÓN ANUALES		8,760	
FACTOR DE DISPONIBILIDAD		0.95	
HORAS EFECTIVAS ANUALES		8,322	
Usos propios		1.2%	
ENERGÍA GENERADA NETA		56,323,296	KWh/año
ENERGÍA GENERADA BRUTA	98.8%	57,007,385	KWh/año
TOTAL ANUAL NETO REQUERIDO		59,287,680	KWh/año
DIFERENCIA DE LA RED		2,964,384	KWh/año
VAPOR PRODUCIDO NETO	Caldera de recuperación	13.93	Ton/hr
	Requerido	13.93	Ton/hr
	Caldera actual	0	Ton/hr
	Total	13.93	Ton/hr
		122,044	ton/año
COMBUSTIBLE	MJ/hr	GJ/AÑO	
TG	80,453	669,530	
Poscombustión	0	0	
2,997 MJ/Ton Caldera actual	0	0	
TOTAL	80,453	669,530	

AGUA				
	AGUA CRUDA		8,321	m ³ /año
	AGUA TRATADA		8,001	m ³ /año
MANO DE OBRA OPERACIÓN				
	OBREROS		12	Hombres
	SUPERVISIÓN		1	Hombres
Costo Personal				
	personal obrero	355	\$/persona-día	1,556,131 pesos/año
	personal supervisión	888	\$/persona-día	324,194 pesos/año

IMPORTES ANUALES en pesos

ENERGIA ELECTRICA DE RED	3,956,558
COMBUSTIBLE generación	42,835,985
COMBUSTIBLE proceso	0
AGUA TRATADA Y CRUDA	259,872
REFACCIONES generación	1,616,905
REFACCIONES Calderas	915,332
PERSONAL	1,880,325
RESPALDO	7,771,098
TOTAL ANUAL	59,236,076
BONIFICACIÓN POR COSTO DEL VAPOR ACTUAL	31,047,380
COSTO NETO de energía eléctrica	28,188,696

COSTOS UNITARIOS de OPERACIÓN

COSTO NETO de ENERGIA ELECTRICA	0.48	pesos/kWh
COSTO DEL VAPOR	254.39	pesos/Ton

IMPORTES ANUALES en dólares

ENERGIA ELECTRICA DE RED	305,526
COMBUSTIBLE generación	3,307,798
COMBUSTIBLE proceso	0
AGUA TRATADA Y CRUDA	20,067
REFACCIONES generación	124,858
REFACCIONES Calderas	70,682
PERSONAL	145,199
RESPALDO	600,085
TOTAL ANUAL	4,574,214
BONIFICACIÓN POR COSTO DEL VAPOR ACTUAL	2,397,481
COSTO NETO de energía eléctrica	2,176,733

COSTOS UNITARIOS de OPERACIÓN

COSTO NETO de ENERGIA ELECTRICA	36.71	dólares/MWh
COSTO DEL VAPOR	19.64	dólares/Ton

Tabla 24. Costos de operación para planta propuesta.
Fuente Generación propia

Con estos valores es entonces posible calcular los beneficios derivados de la implementación de este sistema; se iniciará por presentar un cuadro comparativo en el que se muestren los costos operativos actuales vs los costos operativos futuros:

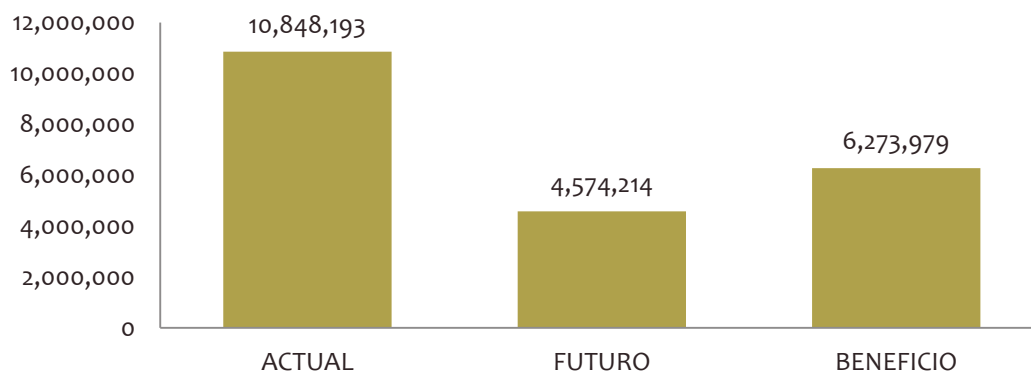


Figura 23. Comparativo de costos operativos
Fuente: Creación propia

COMPARATIVO DE COSTOS OPERATIVOS

Comparativo en pesos	ACTUAL	FUTURO	BENEFICIO
ENERGÍA ELÉCTRICA DE RED	109,436,718	3,956,558	105,480,160
COMBUSTIBLE generación	0	42,835,985	-42,835,985
COMBUSTIBLE proceso	28,510,562	0	28,510,562
AGUA CRUDA Y TRATADA	259,872	259,872	0
REFACCIONES DE COGENERACIÓN	0	1,616,905	-1,616,905
REFACCIONES CALDERAS	915,332	915,332	0
PERSONAL	1,361,614	1,880,325	-518,710
RESPALDO	0	7,771,098	-7,771,098
COSTO POR CORTE DE RED	0	0	0
COSTO EVITADO	0	0	0
TOTAL anual	140,484,099	59,236,076	81,248,022

Comparativo en dólares	ACTUAL	FUTURO	BENEFICIO
ENERGÍA ELÉCTRICA DE RED	8,450,712	305,526	8,145,186
COMBUSTIBLE generación	0	3,307,798	-3,307,798
COMBUSTIBLE proceso	2,201,588	0	2,201,588
AGUA CRUDA Y TRATADA	20,067	20,067	0
REFACCIONES DE COGENERACIÓN	0	124,858	-124,858
REFACCIONES CALDERAS	70,682	70,682	0
PERSONAL	105,144	145,199	-40,055
RESPALDO	0	600,085	-600,085
COSTO POR CORTE DE RED	0	0	0
COSTO EVITADO	0	0	0
TOTAL anual	10,848,193	4,574,214	6,273,979

Tabla 25. Comparativo de costos operativos.
Fuente Generación propia

Evidentemente estos estimados no contemplan los costos de inversión, por lo que es necesario incluirlos para verificar la rentabilidad, la siguiente tabla hace un estimado de los costos de equipos principales y auxiliares:

ESTIMADOS PRELIMINARES DEL VALOR DE LA INVERSIÓN			
TG+HRSG			
Capacidad Eléctrica ISO		<u>13,720</u>	kWe
Capacidad de vapor máximo		<u>19.49</u>	ton/h
Refrigeración		<u>1,900.00</u>	TR
Miles de USD		769	
		mínimo	máximo medios
Equipo de generación	MUSD/Kw iso	692	846 769
	Importe	9,496	11,606 10,551
Caldera de recuperación		292	585 438
Chiller de absorción		874	1,045 960
Suma equipo principal		10,662	13,235 11,949
Auxiliares calderas y sist de vapor		29	88 58
Eq. Mecanico complementario		213	794 504
Electrico		570	1,161 865
Control e instrumentacion		285	580 433
Suma equipos y materiales		11,759	15,858 13,808
Ingenieria dirección y supervisión		353	951 652
construcción e instalación		706	1,903 1,304
Fletes y Seguros		176	476 326
Aranceles y derechos		320	926 623
Subtotal		13,313	20,114 16,714
Imprevistos		1,997	1,006 1,501
Total Estimado de inversión	Mil USD	15,310	21,120 18,215
USD por KW ISO	Total/KW iso	1,116	1,539 1,328

Tabla 26. Estimado del costo de inversión
Fuente:(CFE, 2011)

Finalmente se realizan los cálculos de los parámetros económicos presentados en el capítulo anterior:

RENTABILIDAD DEL PROYECTO (SIN FINANCIAMIENTO)

COSTO ACTUAL	ENERGÍA ELÉCTRICA	8,451	mil USD /año
	COMBUSTIBLE	2,202	mil USD /año
	OTROS COSTOS	196	mil USD /año
	SUMA	10,848	mil USD /año
COSTOS FUTUROS	COMBUSTIBLE	3,308	mil USD /año
	RESPALDO	600	mil USD /año
	REFACCIONES	196	mil USD /año
	OTROS COSTOS	165	mil USD /año
	SUMA	4,269	
AHORRO ANUAL	Ahorro	6,580	
	INVERSIÓN	18,215	mil USD
	VIDA ÚTIL	25	años

TABLA DE VALORES CORRIENTES (miles de USD)

Año	Ingresos-Ahorros	Costos del Combustible	Otros	Inversión	Cambio neto
0	0	0	0	18,215	-18,215
1	10,848	3,308	961	0	6,580
2	10,848	3,308	961	0	6,580
3	10,848	3,308	961	0	6,580
4	10,848	3,308	961	0	6,580
5	10,848	3,308	961	0	6,580
6	10,848	3,308	961	0	6,580
7	10,848	3,308	961	0	6,580
8	10,848	3,308	961	0	6,580
9	10,848	3,308	961	0	6,580
10	10,848	3,308	961	0	6,580
11	10,848	3,308	961	0	6,580
12	10,848	3,308	961	0	6,580
13	10,848	3,308	961	0	6,580
14	10,848	3,308	961	0	6,580
15	10,848	3,308	961	0	6,580
16	10,848	3,308	961	0	6,580
17	10,848	3,308	961	0	6,580
18	10,848	3,308	961	0	6,580
19	10,848	3,308	961	0	6,580
20	10,848	3,308	961	0	6,580
21	10,848	3,308	961	0	6,580
22	10,848	3,308	961	0	6,580
23	10,848	3,308	961	0	6,580
24	10,848	3,308	961	0	6,580
25	10,848	3,308	961	0	6,580
26	0	0	0	0	0
TOTAL INVERSIÓN FÍSICA					18,215

TASA DE OPORTUNIDAD (TASA DE DESCUENTO)

15% anual

Año	Deflactor	VPN de los Ahorros	VPN de los costos	VPN de la Inversión	VP neto anual	VPN Acumulado	TIR %
	1.15						
0	1.0000	0	0	18,215	-18,215	-18,215	
1	0.8696	9,433	3,712	0	5,721	-12,494	
2	0.7561	8,203	3,228	0	4,975	-7,519	-19.2%
3	0.6575	7,133	2,807	0	4,326	-3,193	4.1%
4	0.5718	6,202	2,441	0	3,762	569	16.5%
5	0.4972	5,393	2,122	0	3,271	3,840	23.6%
6	0.4323	4,690	1,845	0	2,845	6,685	27.8%
7	0.3759	4,078	1,605	0	2,473	9,158	30.5%
8	0.3269	3,546	1,395	0	2,151	11,309	32.3%
9	0.2843	3,084	1,213	0	1,870	13,179	33.4%
10	0.2472	2,682	1,055	0	1,626	14,806	34.2%
11	0.2149	2,332	918	0	1,414	16,220	34.8%
12	0.1869	2,028	798	0	1,230	17,450	35.1%
13	0.1625	1,763	694	0	1,069	18,519	35.4%
14	0.1413	1,533	603	0	930	19,449	35.6%
15	0.1229	1,333	525	0	809	20,257	35.8%
16	0.1069	1,159	456	0	703	20,961	35.9%
17	0.0929	1,008	397	0	611	21,572	35.9%
18	0.0808	877	345	0	532	22,104	36.0%
19	0.0703	762	300	0	462	22,566	36.0%
20	0.0611	663	261	0	402	22,968	36.0%
21	0.0531	576	227	0	350	23,318	36.1%
22	0.0462	501	197	0	304	23,622	36.1%
23	0.0402	436	171	0	264	23,886	36.1%
24	0.0349	379	149	0	230	24,116	36.1%
25	0.0304	330	130	0	200	24,316	36.1%
26	0.0264	0	0	0	0	24,316	36.1%
	VPN	70,124	27,593	18,215	24,316		

RESULTADOS		
Resultado neto de la operación [RNO]	42,531	mil USD
Relación B/C	2.33	veces
Valor presente neto VPN	24,316	mil USD
Tasa interna de retorno [TIR]	36.10%	
Tiempo de retorno	3.85	años

Tabla 27. Análisis económico
Fuente: Generación propia

Retorno de Inversión

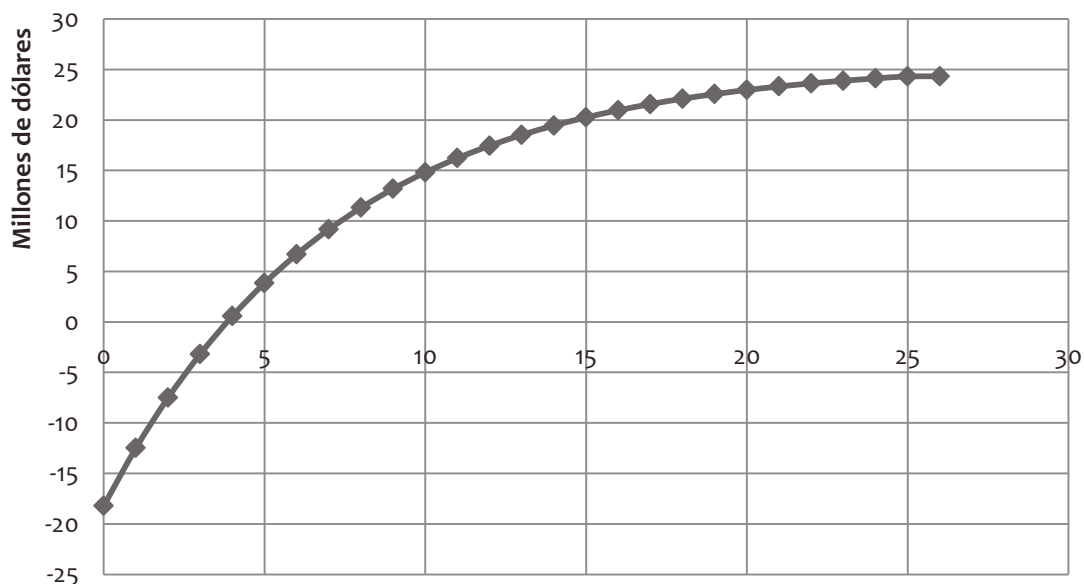


Figura 24. Comportamiento del flujo de efectivo durante la vida útil de la planta
Fuente: Generación propia

4.5 Resumen del estudio.

Dada la información de la empresa recopilada, se calculó un tamaño de entre **11.44 y 14.06 MWt** para implementar una turbina de gas que opere con gas natural, de manera que se puedan obtener los mayores ahorros de energía primaria a lo largo de la semana de muestra, esto es hacer funcionar **una turbina de gas de 13.03 MWt** a plena carga durante poco más de **120 horas** por semana, entonces se podrá utilizar la mayor cantidad de calor cogenerado. Para satisfacer esta necesidad se eligieron dos turbinas **Siemens SGT-200 con capacidad eléctrica de 6,750**

MWe cada una las cuales tienen un costo promedio de **1,328 USD por kWe** instalado incluyendo costos de equipos auxiliares y el chiller de absorción. Además de que los costos de operación de esta hipotética planta serán de **4, 574,214 USD anuales**, incluyendo costos de combustible, mano de obra, mantenimiento y respaldo con CFE; que derivarán en un ahorro de **6, 273,979 USD anuales** con respecto a los costos actuales de operación. Dados estos parámetros será posible recuperar la inversión realizada en **3.85 años** con una tasa interna de retorno TIR de **36.10%**.

Capítulo 5. Reflexiones sobre la metodología propuesta.

Hasta este punto se ha sistematizado el proceso de selección de sistemas de trigeneración como parte de un plan de uso eficiente y ahorro de energía, este documento lleva de la mano al lector por los pasos estructurales para desarrollar un estudio de prefactibilidad para un proyecto de este tipo. Se repasaron brevemente los conceptos fundamentales de la trigeneración sin entrar en engorrosas particularidades que servirán como base para un estudio detallado con ayuda de un equipo especializado, que considere las particularidades del caso de estudio y se logre el propósito de mejorar la eficiencia energética de la actividad económica en cuestión. No se pretende que sirva como guía a seguir dogmáticamente, sino como una introducción a los aspectos más importantes a considerar y tiene la versatilidad de poder adecuarse a cualquier proyecto.

Como se mostró en el capítulo 4, es posible llegar a una solución ideal para la implementación de un nuevo sistema de trigeneración, en el que se lograrán los máximos ahorros de energía primaria, cumpliendo con las exigencias de la CRE en su cogeneración eficiente y siendo un proyecto atractivo económicamente hablando.

5.1 Fortalezas y debilidades de la metodología propuesta.

La principal fortaleza de esta tesis es el planteamiento del algoritmo a seguir para iniciar un estudio de prefactibilidad, en el cual son planteadas tecnologías disponibles, las tendencias en el precio de los combustibles, una metodología que fusiona estudios previos comprobados y exigencias de las autoridades energéticas del país y los análisis económicos pertinentes; todo realizado de la manera más concreta posible.

La principal debilidad es el no ser suficiente para llegar a la puesta en marcha del sistema de trigeneración, ya que resulta imposible abordar todas las peculiaridades de la actividad económica a tratar, como la ubicación de la planta, las condiciones ambientales, la variación en las demandas y aspectos técnicos imprescindibles como la instalación e ingeniería de detalle. Sin embargo esto lo puede solucionar un equipo multidisciplinario que considere todos los aspectos mencionados.

Otro aspecto importante a mencionar es la dificultad que se enfrentó para obtener la información energética de la planta industrial, que impidió en ocasiones la exactitud de los

datos procesados y que provoca cierta incertidumbre en los resultados obtenidos; evidentemente cuando una empresa tenga el interés genuino de implementar un sistema de este tipo, hará todo lo necesario para proporcionar toda la información requerida, aspecto que se detalló en el capítulo 3. Esto asegura la validez del presente trabajo.

5.2 Aportaciones.

Es en este trabajo que se plantea por primera vez una fusión entre una metodología probada (PES) y los criterios de la cogeneración eficiente de la CRE, última, que para algunos expertos de la energía, tiene debilidades serias, sin embargo en el criterio vigente y modelo a seguir para los interesados en proyectos de esta índole. Por ello se puede asegurar que si se aplica correctamente la metodología propuesta, el proyecto pasará los exámenes pertinentes que aplique la Comisión Reguladora de Energía y podrá obtener los incentivos vigentes.

Además este es el esfuerzo realizado por jóvenes ingenieros, que tienen la mentalidad de cambiar el paradigma energético actual, para mejorar la eficiencia de la transformación de la energía y dar un paso más para acercarse a la sustentabilidad.

Glosario

ACS	Agua Caliente de Servicio
Actividad económica	Como esta tesis no está dirigida a una actividad específica, cuando se haga referencia al sitio de trabajo, no se hablará de planta, industria, edificio comercial o de servicios.
ALPEK	Empresa Petroquímica líder en Cadena de Poliéster
BAN	Beneficio Anual Neto
bar	Unidad de presión equivalente a 100, 000 Pa.
BTU	British Thermal Unit. Unidad de energía inglesa
C.E.	Combustión Externa
C.I.	Combustión Interna
CC	Celdas de Combustible
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CO	Monóxido de Carbono
COGEN	Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración
CONAE	Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (Ahora CONUEE. Comisión Nacional para el Uso eficiente de la Energía)
COP	En refrigeración, Coefficient Of Performance (Coeficiente de Operación).
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CRO	Ciclo Rankine Orgánico
DOF	Diario Oficial de la Federación
FM	Fuerza Motriz. Dispositivo utilizado para la generación del par que mueve al generador eléctrico
FMI	Fondo Monetario Internacional
FVP	Factor de Valor Presente
GE	General Electric
GLP	Gas LP
IEE	Instituto de Investigaciones Eléctricas
J	Joule

kW	kiloWatt
MCI	Motores de Combustión Interna
MS	Motor Stirling
MWh	MegaWatt-hora
MWe	MegaWatt eléctrico, referido a unidad de energía eléctrica.
MWt	MegaWatt térmico, referido a unidad de energía térmica.
NOx	Óxidos de Nitrógeno
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PES	Primary Energy Saving Management
PUEAE	Plan de Uso Eficiente y Ahorro de Energía
ROI	Tasa Interna Simple de Retorno de Inversión
RON	Resultado de la Operación Neto
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SOx	Óxidos de Azufre
ST	Sistema de Trigeneración
TDM	Thermal Demand Management
TG	Turbina de gas
TR	Tonelada de refrigeración
TV	Turbinas de Vapor
Urpri	Compañía de plásticos Mexicana
VPM	Venta de Primera Mano
W	Watt
Wh	Watt-hora

Bibliografía

AMBAR <http://www.ambarelectro.com.mx/index.php> [En línea] = Tarifas de energéticos. - 2012.

Ambiental Teorema Ambiental- Revista Técnico <http://www.teorema.com.mx/energia/un-caso-exitoso-de-trigeneracion/> [En línea] = Un caso exitoso de trigeneración . - Octubre de 2012. - 2012.

Ambiente Miliarium.com Ingeniería Civil y medio
<http://www.miliarium.com/Bibliografia/Monografias/Energia/EnergiasRenovables/Biomasa/Welcome.asp> [En línea] = Biomasa. - 2088. - 2012.

Barbosa Guillermo Sánchez Liévano Ximena Fernández Martínez Juan Ignacio Navarrete
Prospectiva del Sector Petrolífero 2012-2026 [Publicación periódica]. - México D.F. : Secretaría de Energía (SENER), 2012. - pág. 60.

Cantabria Universidad de <http://ocw.unican.es/enseanzas-tecnicas/frio-industrial-y-aire-acondicionado/material-de-clase-2/001%20Produccion%20de%20frio.pdf> [En línea] = Frío Industrial y Aire Acondicionado. - 2001. - 2012.

CFE Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión en el sector eléctrico COPAR [Publicación periódica]. - México : [s.n.], 2011.

Climatización http://bricolaje.facilísimo.com/reportajes/electricidad/climatizacion/el-gas-oacute-leo-combustible-seguro-para-su-calefaci-oacute-n_183246.html [En línea] = El gasóleo, combustible seguro para su calefacción.

COGEN <http://www.icogen-sa.com/index.php/eficiencia-energetica/-refrigeracion-termica/ciclo-de-adsorcion.htm> [En línea] = La refrigeración en ciclo de adsorción. - 2011.

CONAE

("http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/2/Recuperacion_de_calor.pdf", "http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/3856/2/Recuperacion_de_calor.pdf") [En línea]. - 2012.

CONAE

http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/6153/2/tecnologias_de_p

unta.pdf [En línea] = Turbina de gas para aplicaciones de cogeneración a base de biocombustibles. - Septiembre de 2008. - 2012.

Concordia

CPL

("http://www.cpl.it/es/servicios_cpl/trigeneration/depliant_cogeneration_and_trigeneration", "http://www.cpl.it/es/servicios_cpl/trigeneration/depliant_cogeneration_and_trigeneration") [En línea]. - 2012.

CRE <http://www.cre.gob.mx/documento/1409.pdf> [En línea] = Informe anual 1998. - 1998. - 2012.

CUBASOLAR

<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia25/HTML/articulo09.htm>,"<http://www.cubasolar.cu/biblioteca/energia/Energia25/HTML/articulo09.htm>") [En línea]. - 2012.

E. Cardona A. Piacentino A methodology for sizing a trigeneration plant in mediterranean areas [Publicación periódica] = Applied Thermal Engineering. - 2003. - 23. - págs. 1665-1680.

E. Noeriega Giral Apuntes de diagnósticos Energéticos [Libro]. - México D.F.: Facultad de Ingeniería UNAM.

E. Noriega Giral Combustibles para plantas termoeléctricas [Publicación periódica] = Apuntes de Diagnósticos Energéticos .

E. Noriega Giral Uso eficiente y ahorro de Energía [Publicación periódica] = Apuntes de Diagnósticos Energéticos .

economía

Noticiero

Terra

sección

http://economia.terra.com.mx/noticias/noticia.aspx?idNoticia=201203201715_REF_1003097952 [En línea] = Ahorro en trigeneración. - 2012. - 2012.

energética SIE- Sistema de información <http://www.sener.gob.mx/portal/Default.aspx?id=1428> [En línea] = Sistema de información energética. - 2012.

Energía CONUEE- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la http://www.conae.gob.mx/wb/CONAE/CONA_530_clasificacion_de_los/_rid/3113/_mto/3/_wst/maximized?url2print=%2Fwb%2FCONAE%2FCONA_530_clasificacion_de_los&imp_act=imp_step3&page=0 [En línea] = Clasificación de los sistemas de Cogeneración. - Agosto de 2012.

Energía CONUEE- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la
http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/7406/1/R_GUIA3_Diagnostico_Instalacion.pdf [En línea] = Guía para elaborar un diagnóstico energético en Instalaciones . - 2011. - 2012.

Energía CONUEE- Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la
http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_357_cogeneracion_vs_gen?page=1,"http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_357_cogeneracion_vs_gen?page=1") [En línea] = Cogeneración. - 2012.

ENERGIA SOLTEC <http://www.soltec-energia.blogspot.com/>,"<http://www.soltec-energia.blogspot.com/> [En línea]. - Octubre de 2012.

Energiza

("http://www.energizaonline.com/es/index.php?option=com_content&view=article&id=63&Itemid=24&lang=es", "http://www.energizaonline.com/es/index.php?option=com_content&view=article&id=63&Itemid=24&lang=es") [En línea] = Diagnósticos Energéticos. - 2012.

Fabio Immovilli Alberto Bellini, Claudio Bianchini Solar trigeneration for residential applications, a feasible alternative to traditional micro- cogeneration and trigeneration plants [Publicación periódica]. - [s.l.]: Institute of Electrical and Electronics Engineers. - 978-1-4244-2279-1/08.

Fenosa Gas natural <http://www.empresaeiciente.com/es/catalogo-de-tecnologias/sistemas-de-aire-acond-grupos-de-frio-y-torres-de-refrigeracion#ancla> [En línea] = Refrigeración mediante el ciclo de absorción. - 2012.

Fernández Jhon Saxe La energía en México [Libro]. - México : UNAM, 2009.

Francisco Torres Roldan Emmanuel Gómez Morales Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable en México [Publicación periódica]. - México D.F. : Secretaría de Energía SENER, 2006. - pág. 91.

Hernández Ing. Jonatan Mireles Metodología sistémica para la elaboración de diagnósticos energéticos eléctricos para el ahorro de energía en sistemas de media y baja tensión [Informe] : Maestría / IPN. - México D.F. : [s.n.], 2008. - pág. 114.

Hirsch Rodrigo Andrés Fernández Comportamiento de planta de cogeneración frente a perturbaciones eléctricas [Informe]: Licenciatura / Universidad de Chile. - Santiago, Chile : [s.n.], 2005.

Honeywell ("http://honeywell.com/Products-Services/Pages/efficiency-energy-utilities.aspx", "http://honeywell.com/Products-Services/Pages/efficiency-energy-utilities.aspx") [En línea]. - 2012.

Iberoamericana Universidad <http://www.slideshare.net/mayelaguerra/energias-alternativa> [En línea] = Energías Alternativas, ejemplos y aplicaciones. - 31 de Agosto de 2009. - 2012.

Integral Ingeniería Energetica ("http://ingenieriaenergeticaintegral.com/diagnosticosenergeticos.html", "http://ingenieriaenergeticaintegral.com/diagnosticosenergeticos.html") [En línea] = Diagnósticos Energéticos . - 2012.

Intercambiadores de Calor [Publicación periódica] = Diseño de equipos e instalaciones. - pág. 40.

Islas David Sebastian Contreras Esbozo de una ética ecológica. Reflexiones sobre ética y desarrollo sustentable [Informe]: Licenciatura en Filosofía. - México D.F. : [s.n.], 2011. - pág. 147.

López A. José Hilario La crisis energética mundial: una oportunidad para Colombia [Publicación periódica]. - Colombia : [s.n.], Noviembre de 2005. - 147 : Vol. 72. - págs. 103-116.

M Manuel F. Fernández M. Liborio Huante P. y César A Romo Sistemas de Cogeneración [Publicación periódica]. - México D.F. : Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE), Abril- Junio de 2006. - págs. 67-72.

M. C. Francisco Xavier Salazar Diez de Sollano Comisionado Presidente CRE Regulación sobre cogeneración eficiente en México [Publicación periódica]. - México D.F. : Comisión Reguladora de Energía (CRE).

M. Picón E. Teopa y A. Gallegos Selección de Turbinas de Gas para Sistemas de Trigeneración [Publicación periódica] = Información Tecnológica. - 2005. - 6 : Vol. 16. - págs. 79-86.

Marcos José María Cano Refrigeración por absorción. Interés energético e impacto ambiental [Publicación periódica] = Ener-guía. - pág. 12.

María de los Angeles Maldonado Susano Fernando Reséndiz Morales Análisis de la cogeneración en México [Informe] : Grado de Ingeniería Eléctrica. - México D.F. : UNAM, 2007. - pág. 181.

Mendoza Guillermo Sánchez Liévano Ximena Fernández Martínez Juan Ignacio Navarrete Prospectiva del Sector Eléctrico 2012-2026 [Publicación periódica]. - México D.F. : Secretaría de Energía (SENER), 2012.

Mexicanos H. Congreso de la Unión de los Estados Unidos Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica [Publicación periódica] = Secretaría de Servicios Parlamentarios . - México D.F. : [s.n.].

México GAMSА <http://www2.gamsa.com.mx/IntroCog.aspx?menu=0> [En línea] = Proyecto de energía verde. - 2011. - 2012.

MÉXICO GUASCOR DE ("http://guas-mex.com/cogeneracion.html", "http://guas-mex.com/cogeneracion.html") [En línea]. - 2012.

MILIARUIM

("http://www.miliarium.com/Bibliografia/Monografias/Energia/EficienciaEnergetica/Cogeneracion.asp", "http://www.miliarium.com/Bibliografia/Monografias/Energia/EficienciaEnergetica/Cogeneracion.asp") [En línea] = Cogeneración. - 2012.

Pacheco Universidad Tecnológica Nacional- Facultad Regional General http://www.frgp.utn.edu.ar/servicios/centrotecnologico/ofertas_tecnologicas_especificas/diagnostico_energetico/index.php [En línea] = Diagnóstico Energético para lograr el uso Racional de la Energía. - 2012.

Pais Alejandro Mariño Instalación de Trigeneración con suministro de calefacción, refrigeración y electricidad mediante motores de gas [Informe] : Licenciatura. - Madrid : [s.n.], Septiembre 2007. - pág. 84.

Ramos Miguel A. Lozano y José Análisis Energético y Económico de Sistemas Simples de Cogeneración [Publicación periódica] = Información Tecnológica. - 2007. - 5 : Vol. 18. - págs. 75-84.

Rapin Pierre J. Prontuario del frío [Libro]. - París : Reverté, Febrero 2002.

Reykard <http://www.reykard.com/combustoleo.html> [En línea] = Reykard Combustóleo. - 2012.

SAECSA

("http://saecsaenergiasolar.com/industria/recuperacion_calor.html", "http://saecsaenergiasolar.com/industria/recuperacion_calor.html") [En línea] = Recuperación de calor SAECSA. - 2012.

Santo Adrian Vidal Estudio sobre la operación de sistemas de refrigeración por absorción avanzados con fuentes de calor de desecho y renovable [Informe] : grado de Doctor / UNAM. - México D.F. : [s.n.], 2006. - pág. 151.

Solar Red Iberoamericana de refrigeración y aire acondicionado http://www.riraas.net/documentacion/CD_04/Sistemaseyec.HERNANDEZ.pdf [En línea] = Los sistemas de absorción y su aplicación en el condicionamiento de aire. - 2005. - 2012.

Tech4CDM La cogeneración en México [Publicación periódica]. - [s.l.] : Tech4CDM, 2008-09. - pág. 28.

UNISOLAR http://www.unisolar.mx/pdf/_dossier%20cogeneracion.pdf [En línea] = Cogeneración, micro-cogeneración y trigeneración. - 2012.

Upcommons http://upcommons.upc.edu/pfc/bitstream/2099.1/7690/2/anexos_proyecto.pdf [En línea] = Estudio de viabilidad de de un sistema de trigeneración mediante microturbinas de gas. - 2012.

Valdivia Gerardo Gil El sector energético en México. Situación actual y perspectivas [Publicación periódica] = Ensayo sobre el sector energético. - 2002. - pág. 8.

Winward Hugh Rudnick Van de <http://web.ing.puc.cl/~power/mercados/cogener/paginas/enelmundo.html#top> [En línea] = La cogeneración en el mundo. - 2009. - 2012.

Anexos:

Anexo A. Memoria del cálculo.

El documento de Excel con la memoria del cálculo se puede descargar de la página:

<http://www.mediafire.com/view/?9fk21n9abn44aik>

Anexo B. Catálogo de equipos motrices y de chillers de absorción y adsorción.

Los documentos de Excel con los catálogos se pueden descargar de las páginas:

Fuerza motriz: <http://www.mediafire.com/view/?5g7claznree7jeo>

Chillers: <http://www.mediafire.com/view/?vrl78s9r1txrwyp>

Anexo C. Costos unitarios del COPAR.

Fuerza motriz (costos de inversión directos + indirectos).		
Tecnología	Capacidad [MWe]	Costo unitario [USD/kWe]
TV	160	1714.79
	84	2011.54
	14	2284.86237
TG	186.61	573.3
	84.77	688.76
	14	768.994723
MCI	18.4	2,005.12
	3.6	2,515.04
	14	2156.71784

Chiller de absorción.		
	Costos máximos USD/TRF	Costos mínimos USD/TRF
Equipo	350	350
Instalación con tuberías y control	140	80
Intercambiador de calor	60	30
total	550	460