



Universidad Michoacana de San Nicolás
de Hidalgo

Facultad de Ingeniería Mecánica

División de Estudios de Posgrado

Maestría en Ciencias en Ingeniería Mecánica

Área de Termofluidos



DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE
POSGRADO DE LA
FACULTAD DE
INGENIERÍA MECÁNICA

*Integración de un sistema de generación
distribuida utilizando técnicas de
optimización uniobjetivo.*

T E S I S

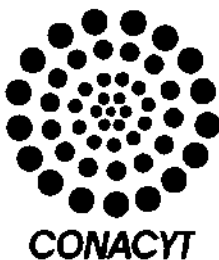
Que para obtener el grado de Maestro en Ciencias en
Ingeniería Mecánica presenta:

Ing. Luis Fabián Fuentes Cortés

Asesores:

Dr. Carlos Rubio Maya

Dr. J. Jesús Pacheco Ibarra



Morelia Michoacán. Marzo 2012

Cumple con la gratitud del peregrino, no olvidar nunca la fuente que apagó su sed, la palmera que le brindó frescor y sombra, y el dulce oasis donde vio abrirse un horizonte a su esperanza.

Agradecimientos:

Este trabajo representa la culminación del desarrollo de un proyecto de investigación que se fue enriqueciendo con los aportes diferentes personas. Sirva esta página como una muestra de gratitud para todos ellos.

A mis asesores, Dr. Carlos Rubio Maya y Dr. J. Jesús Pacheco Ibarra, por su atención, confianza, paciencia y tiempo dedicado para que este proyecto se realizara en forma adecuada.

A mis revisores, M. I. Hugo Cuauhtémoc Gutiérrez Sánchez, Dr. Crisanto Mendoza Covarrubias, Dr. Gildardo Solorio Díaz, por sus aportes y recomendaciones en la elaboración de este trabajo y el desarrollo del proyecto.

Al Dr. Martín Picón Núñez, por sus aportes para el desarrollo del capítulo tres.

A Verónica Aguilar Romero, por su apoyo invaluable en la parte administrativa, el café, las galletas y su amistad.

A mis profesores de asignatura del programa de posgrado, por sus conocimientos y dedicación. M. C. Víctor López Garza, Dra. Alicia Aguilar Corona y Dra. Laura Alicia Ibarra Bracamontes.

Gracias por su apoyo.

Dedicatoria:

A mi familia, en especial a mis padres por sus consejos y apoyo. Para Héctor, Hugo, Edgar y Claudia.

A mis casas de estudio, la Universidad Michoacana de San Nicolás de Hidalgo y al Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Zamora.

A mis amigos de toda la vida: Luis Cárdenas, Lalo Arroyo, Oscar Cárdenas, Julio Reyes, Armando López, David Villaseñor, Patricio Rodríguez, Edgar Villalpando, Abraham Becerra, Yanira Solís, Paco Zapien, Erick Gómez, las viborillas, Ana Alvarado, Cecilia de la Rosa, Lorena Juárez, Alejandra Rodríguez, María Ávila, César Rodríguez, Juan de la Cruz, Pedro Zamora, Leonel Chávez, Marianita, Alicia y los que falten.

A mis gurús: Fernando Mendoza, José Luis Reyes, Oziel Arellano, Ulises Urbina, Héctor Rocha, Reynaldo Rico, Felipe Peña, Sergio Rodríguez.

A los amigos y compañeros que conocí y me llevo de esta etapa de vida: Jorge Tena, Fernando Montejo, Erick Y. Gómez, Juan Salas, David Alvarado, Eduardo Rodríguez, Nancy Martínez, Pavel Ramírez, María Esther Millán, Martha García, Roberto Castro, Liliana Guadarrama, Carlos Rubio, Jesús Pacheco, Constantino Ramírez, Mauricio Juárez, Omar, Abisag y Julio, Lola López, Dalia Torre, Angélica Miguel, Gunary y a todos los demás que compartieron este espacio de vida, aventuras y aprendizaje como lo fue el curso de maestría (a ti no, por zorra).

RESUMEN

Los sistemas de generación distribuida (GD) representan un cambio respecto a la forma tradicional de producción de energía. Debido a las características propias de este esquema de generación energética, pueden ser adaptados y dimensionados acorde a las necesidades del consumidor. Se pueden utilizar múltiples tecnologías para su integración obteniendo altos niveles de eficiencia e incluso permiten la aplicación conjunta de energías renovables.

Sin embargo, en México, aun no se ha logrado un desarrollo importante de este tipo sistemas. En este trabajo se muestra el diseño de un sistema de generación distribuida orientado al sector residencial en el estado de Michoacán, México.

Para llevar a cabo dicho diseño, se obtuvieron los perfiles de consumo de los usuarios domésticos mediante un estudio estadístico (encuesta), se realizó un inventario de tecnologías disponibles en el país. Para la integración del sistema de generación distribuida se utilizó como base un sistema de cogeneración utilizando un motor alterno de combustión interna (MACI). En el documento se muestra la metodología para selección y construcción de la estructura tecnológica.

Finalmente, el dimensionamiento del sistema de almacenamiento térmico así como el modo de operación del MACI son definidos mediante la aplicación de técnicas de optimización uniobjetivo utilizando la función *fmincon* de MATLAB®. La función objetivo selecciona es el Valor Actual Neto (VAN). Adicionalmente se incluye el estudio termoeconómico del sistema diseñado.

ABSTRACT

Systems of distributed generation (DG) represent a change from the traditional form of energy production. Due to the characteristics of this power generation scheme can be adapted and sized according to consumer needs. You can use multiple integration technologies for obtaining high levels of efficiency and even allow the joint application of renewable energy.

However, in Mexico, has not yet achieved a significant development of such systems. This paper shows the design of a distributed generation system oriented to the residential sector in the state of Michoacan, Mexico.

To carry out this design, we obtained the profiles of consumption of home users through a statistical study (survey); we conducted an inventory of available technologies in the country. For the integration of distributed generation system was used as the basis of a cogeneration system using an alternate internal combustion engine (EMIT). The paper shows the methodology for selection and construction of the technological structure.

Finally, the sizing of the storage system and the operating mode of the MACI are defined by applying optimization techniques uniobjetivo using `fmincon` function of MATLAB ®. The objective function selected is the Net Present Value (NPV). In addition, thermoeconomic study includes the designed system.

ÍNDICE DE CONTENIDO

Agradecimientos y dedicatoria.	II
Resumen.	III
Abstract.	IV
Índice de Contenido.	V
Índice de Tablas.	VIII
Índice de Figuras.	X
Nomenclatura.	XII
Presentación	1

PARTE I MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS	3
1.1 Crisis energética y cambio climático.	3
1.2 Marco jurídico - político del desarrollo sustentable en materia energética.	5
1.3 Sistemas avanzados de suministro energético.	8
1.3.1 Cogeneración, trigeneración y poligeneración.	9
1.4 Estado actual de los sistemas avanzados de suministro energético.	12
1.4.1 Generación distribuida y antecedentes en México.	15
1.4.2 Problemática de la generación distribuida.	16
1.5 Planteamiento del problema.	17
1.6 Hipótesis.	18
1.7 Objetivos.	18
CAPÍTULO 2. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS GLOBALES PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS.	19
2.1 Introducción.	19
2.2 Datos básicos para el diseño de un sistema de GD.	19
2.2.1 Demanda eléctrica.	20
2.2.2 Demanda térmica.	21
2.2.3 Demanda energética.	22
2.3 Métodos para la elaboración de las curvas de demanda	22
2.3.1 Métodos instrumentales.	22
2.3.2 Métodos estadísticos.	23

CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍAS APLICABLES EN SISTEMAS GD.	25
3.1 Tecnologías aplicables.	25
3.1.1 Tecnologías de generación.	25
3.1.2 Tecnologías de almacenamiento térmico.	37
3.2 Diseño de una superestructura de tecnologías para el diseño óptimo.	38
3.2.1 Definición de superestructura.	38
3.2.2 Elección de alternativas	38
3.2.3 Parámetros térmicos y termodinámicos	40
3.2.4 Parámetros ambientales	43
3.2.5 Parámetros económicos	45
CAPÍTULO 4. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE SISTEMAS GD.	53
4.1 Definiciones básicas de un algoritmo de optimización.	53
4.2 Métodos de optimización.	55
4.3 Determinación de funciones objetivo y restricciones.	61
4.4 Criterios de selección de un método de optimización.	63
4.5 Formulación y estructuración del algoritmo de optimización.	64
4.6 Software de optimización.	64
PARTE II CASO DE ESTUDIO	
CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS DEL ESTADO DE MICHOACÁN.	69
5.1 Características típicas de las viviendas del estado de Michoacán.	69
5.2 Estudio estadístico para determinación de los parámetros de consumo energético.	70
5.3 Determinación de la demanda eléctrica.	71
5.4 Determinación de la demanda térmica.	74
5.5 Determinación de demanda energética total.	76
5.6 Curvas de demanda para el caso de estudio: Villa Magna.	76
CAPÍTULO 6. SUPERESTRUCTURA GD PARA EL CASO DE ESTUDIO	79
6.1 Determinación de tecnologías disponibles para el estado de Michoacán.	79
6.2 Determinación de parámetros de operación del sistema de generación distribuida.	79
6.2.1 Eficiencias del motor primario.	82

6.3 Propuestas de diseño de la superestructura.	82
6.3.1 Estimación de costos.	83
6.3.2 Estimación de gases de efecto invernadero.	84
6.4 Sistema de almacenamiento térmico.	85
6.4.1 Modelo del almacenamiento térmico.	86
6.4.2 Solución del modelo de almacenamiento térmico.	86
6.4.3 Estudios de la influencia de las principales variables.	87
6.5 Diseño del caso base.	90
CAPÍTULO 7. APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.	92
7.1 Ponderación de necesidades del sistema.	92
7.2 Determinación y diseño de la función objetivo.	92
7.3 Restricciones de igualdad del sistema.	93
7.4 Restricciones de desigualdad del sistema.	94
7.5 Aplicación del método de optimización.	95
7.6 Selección del sistema y parámetros de operación.	95
7.7 Análisis de resultados	97
CAPÍTULO 8. ANÁLISIS TERMOECONÓMICO DEL SISTEMA DISEÑADO	99
8.1 Teoría del costo exergético.	100
8.2 Análisis del sistema de generación distribuida diseñado.	104
8.3 Comparativa respecto a los costos convencionales.	107
CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y PERSPECTIVAS.	109
9.1 Conclusiones.	109
9.2 Aportaciones.	110
9.3 Perspectivas.	111
FUENTES DOCUMENTALES CONSULTADAS	113
APÉNDICES	
A	Formato para la recolección de información (estudio de consumo de energía eléctrica y térmica).
B – 1	Modelado del tanque ACS en MATLAB ®.
B – 2	Modelado de la operación del MACI SF 180TA – LG.
B – 3	Modelado del MACI IFG240.
B – 4	Función de optimización del VAN en MATLAB ®.
B – 5	Declaración de restricciones del sistema a optimizar.
B – 6	Algoritmo de optimización.
B – 7	Análisis termoeconómico en EES ®.

ÍNDICE DE TABLAS

Número	Descripción	Página
1	Clasificación de tecnologías para sistemas de GD	10
2	Características de turbinas de gas	27
3	Características de las microturbinas	28
4	Características de las turbinas de vapor	29
5	Características de los ciclos combinados	30
6	Características de los motores de combustión interna	31
7	Características de las turbinas minihidráulicas	32
8	Características de los aerogeneradores	33
9	Características de las celdas fotovoltaicas	34
10	Características de los colectores solares	35
11	Características de las pilas de combustible	36
12	Valores de la relación calor – potencia para tecnologías de generación	39
13	Clasificación de las tecnologías CHP en base a dimensionamiento.	40
14	Emisiones producidas por tecnologías CHP	44
15	Clasificación de los problemas de optimización	56
16	Clasificación de las técnicas de resolución para problemas de optimización	57
17	Antecedentes en el uso de métodos de optimización en el diseño de sistemas de GD	61
18	Identificadores bimestrales	71
19	Temperaturas tipo para Morelia Michoacán	75
20	Requerimientos energéticos Fraccionamiento Villa Magna	78
21	Tecnologías CHP disponibles con adquisición financiada	79
22	Parámetros técnicos de operación de los motores postulados	82

23	Parámetros para cálculos de emisiones	85
24	Parámetros de operación para evaluación del modelo de tanque de almacenamiento de ACS	88
25	Desempeño de los motores utilizando el caso base	91
26	Factores de costo empleados para la evaluación del sistema a optimizar	94
27	Parámetros óptimos de operación del sistema CHP	96
28	Comparativa del caso base contra el modelo óptimo de operación del sistema CHP.	98
29	Resultados del análisis termoeconómico realizado al sistema CHP	107
30	Comparativa de precios al consumidor	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Número	Descripción	Página
1	Funcionamiento de un sistema CHP	10
2	Equipo para medición de carga eléctrica Hioki Power Quality Analyzer 3197.	23
3	Funcionamiento de un sistema de almacenamiento para agua caliente sanitaria (ACS)	37
4	Esquema de flujos de energía en un sistema motriz primario.	38
5	Consumo bimestral promedio	72
6	Consumo eléctrico por metro cuadrado	72
7	Consumo per cápita	72
8	Consumo diario medio	73
9	Consumo medio durante los fines de semana	73
10	Perfil de consumo térmico	75
11	Perfil de consumo energético	76
12	Vista satelital Fraccionamiento Villa Magna, Morelia Michoacán.	77
13	Consumo energético Villa Magna	77
14	Comportamiento RQW de la demanda energética de Villa Magna	80
15	Esquema de operación continua	81
16	Esquema de operación intermitente	81
17	Esquema de operación mixto	81
18	Propuesta básica de operación del sistema CHP para Villa Magna	82
19	Flujos e interconexión entre los equipos y la red eléctrica.	83
20	Comparativa entre soluciones para el modelo de almacenamiento térmico.	87

21	Comportamiento de la temperatura en un tanque de 30 m ³	88
22	Comportamiento de la temperatura en un tanque de 60 m ³	89
23	Comportamiento de la temperatura en un tanque de 90 m ³	89
24	Comportamiento de la temperatura al interior del tanque a partir del diseño base	91
25	Comportamiento de la carga térmica	97
26	Comportamiento de la compra – venta de energía a CFE durante un día tipo	97
27	Estructura productiva de un sistema genérico	103
28	Estructura del sistema CHP para análisis termoeconómico	105

NOMENCLATURA

Símbolo o abreviatura	Descripción	Unidades
A	Área del tanque de almacenamiento térmico	m ²
ACS	Agua caliente para uso sanitario	Kg
AEP	Ahorro de energía primaria	kWh
AG	Algoritmo Genético	
ATE	Almacenamiento térmico de energía	
B_i	Flujo exergético	kWh
B^*_i	Costo exergético	kWh
C_{Em}	Costo de emisiones	\$
CF	Flujo de capital	\$
CFE	Comisión Federal de Electricidad	
CHP	Sistema de producción de calor y potencia en forma simultánea (Sistema de cogeneración, Combined heat and power)	
CONUEE	Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía	
C_p	Capacidad calorífica	kJ/kg K
C_u	Factor de costo basado en la capacidad de un equipo u	\$/unidades
D_{CFE}	Diferencia entre la compra – venta de energía eléctrica a la red de CFE	\$
E_{EXP}	Energía eléctrica residual que se puede vender a la red	kWh
E_{IMP}	Energía eléctrica que se compra a la red	kWh
ε	Factor de producción de gases de efecto invernadero	gr de CO ₂ /kWh
η_t	Eficiencia térmica	%
η_e	Eficiencia eléctrica	%
η_m	Eficiencia total del motor	%
F	<i>Fuel</i> (Alimentación de combustible al sistema de cogeneración)	kWh
G	Flujo de agua.	kg
GD	Generación distribuida	
GEI	Emisión de gases de efecto invernadero	gr de CO ₂
I	Inversión inicial en activos fijos	\$
INEGI	Instituto Nacional de Estadística Geografía e Informática	
IAEP	Índice de ahorro de energía primaria	%
k_i	Costo exergético unitario	

MACI	Motor alternativo de combustión interna	
MNLP	Programación matemática no lineal	
n	Periodos de capitalización de una inversión	
O&M	Costos de operación y mantenimiento	\$
O	Costos generados por compra de combustible para operar el CHP	\$
PEMEX	Petróleos Mexicanos	
PL	Carga parcial (<i>Partial Load</i>)	%
P_{in}	Flujo de calor al tanque de almacenamiento térmico proveniente del sistema CHP	kWh
Q_{CHP}	Calor obtenido del sistema de cogeneración	kWh
Q_D	Carga térmica demandada por el usuario	kWh
Q_L, Q_o	Calor perdido por convección	kWh
r	Tasa de interés	%
ρ	Densidad	kg/m ³
RGEI	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero	ton CO ₂ /año
RQW	Relación calor – potencia (<i>heat – power ratio</i>)	
SENER	Secretaria de Energía	
ST	Tanque de almacenamiento térmico	
S_u	Capacidad de un equipo u	
t	Tiempo	
T_a	Temperatura ambiente	°C
T_i	Temperatura al interior del tanque	°C
U	Coefficiente de convección	kW/m ² °C
V, V_T	Volumen del tanque de almacenamiento térmico	m ³
VAN	Valor actual Neto	\$
V_e	Valor de venta de la electricidad generada	\$
V_q	Valor de venta de la carga térmica generada	\$
W_{CHP}, E_{CHP}	Energía eléctrica obtenida del sistema de cogeneración	kWh
W_D	Energía eléctrica demandada por el usuario	kWh
W_R	Energía eléctrica obtenida de la red de suministro de CFE	kWh
W_T	Peso del tanque	
Z_T	Costo del tanque de almacenamiento térmico	\$
Z_u	Costo de un equipo u	\$

PRESENTACIÓN

El presente trabajo es un proyecto de desarrollo tecnológico en Generación distribuida (GD), utilizando un sistema de generación simultánea de calor y electricidad (CHP), para uso en el sector residencial del estado de Michoacán. Para diseñar dicho sistema se utilizó un sistema de optimización uniobjetivo el cual se resolvió por programación matemática. El desarrollo del presente proyecto está enmarcado dentro del programa para el mejoramiento del profesorado (PROMEP) con el proyecto "Integración energética de sistemas de cogeneración y trigeneración de pequeña y mediana escala" PROMEP/103.5/10/7389 para UMSNH-EXB-176, cuyo propósito es desarrollar una metodología o procedimiento de integración de sistemas energéticos avanzados de cogeneración y trigeneración de pequeña y mediana escala utilizando técnicas de optimización matemática, satisfaciendo tres criterios:

- Ahorro de energía primaria,
- Alta eficiencia energética;
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

El trabajo se encuentra dividido en dos partes. La primera parte es referente al marco teórico aplicable para la resolución del problema. Está compuesta por cuatro capítulos.

El capítulo uno hace referencia a los factores que han llevado al desarrollo de proyectos de generación distribuida alrededor del mundo, ubica este tipo de desarrollos dentro del marco político – jurídico de nuestro país. Se da un panorama general del estado del arte a nivel mundial, así como la problemática de diseño e implementación de este tipo de tecnologías. Finalmente, se muestran las particularidades del presente proyecto: hipótesis, planteamiento del problema y los objetivos que se persiguen.

El capítulo dos muestra la metodología para obtener los perfiles de consumo energético, ya sean térmicos, para agua caliente de uso sanitario (ACS), o para energía eléctrica.

El capítulo tres es un catálogo sobre las múltiples tecnologías que pueden ser utilizadas para cubrir esquemas de generación distribuida. Se incluye también la metodología para cálculo de costos, modelación de los equipos, condiciones y

parámetros de operación y selección, construcción de superestructuras de tecnologías y evaluación económica de proyectos.

El capítulo cuatro muestra los esquemas de optimización utilizados para la resolución de problemas de diseño de sistemas energéticos, en la parte final se incluye la descripción del algoritmo de optimización *fmincon* de MATLAB®, utilizado para la resolución de este proyecto.

En la segunda parte del trabajo se presenta el desarrollo del proyecto para un conjunto habitacional de la ciudad de Morelia. Consta de cinco capítulos.

El capítulo cinco contiene las características de las viviendas de dicho conjunto habitacional, sus consumos energéticos y la metodología que se siguió para obtenerlos. Se incluye como aporte los perfiles de consumo energético para el sector residencial del estado de Michoacán.

En el capítulo seis se muestra el diseño de una superestructura tecnológica que permite cubrir la demanda energética involucrada, se muestran los criterios para selección de tecnologías aplicables y se elabora un caso base para satisfacer la demanda energética.

El capítulo siete muestra el proceso de optimización utilizado para determinar el esquema de operación y dimensionamiento del sistema. Se muestran los resultados, el análisis e integración del sistema, así como los parámetros operativos.

El capítulo ocho es una contribución adicional, el análisis termoeconómico del sistema diseñado mediante la metodología del costo exergético.

Finalmente, en el capítulo 9 se exponen las conclusiones, contribuciones y expectativas que ha generado la realización de este trabajo.

Adicionalmente, en los apéndices se incluyen los algoritmos de programación empleados en la resolución de las distintas fases de este proyecto.

PARTE I – MARCO TEÓRICO

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN Y CONCEPTOS BÁSICOS.

1.1 CRISIS ENERGÉTICA Y CAMBIO CLIMÁTICO.

A partir de la década de los ochenta, comenzó a manifestarse una gran preocupación entre los grupos ambientalistas y organizaciones no gubernamentales (ONG), por el deterioro de la capa de ozono y el efecto invernadero. Las causas de dicho deterioro eran en gran parte consecuencia del uso de clorofluorocarbonos y el abuso en el uso de combustibles orgánicos, sintetizados principalmente a partir de petróleo.

La liberación excesiva de dióxido de carbono a la atmósfera, por efecto de la utilización de los combustibles convencionales es la principal causa del efecto invernadero, término que se aplica al papel que desempeña la atmósfera en el calentamiento de la superficie terrestre. La atmósfera es prácticamente transparente a la radiación solar de onda corta, absorbida por la superficie de la Tierra. Gran parte de esta radiación se vuelve a emitir hacia el espacio exterior con una longitud de onda correspondiente a los rayos infrarrojos, pero es reflejada de vuelta por gases como el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso, los clorofluorocarbonos (CFC) y el ozono, presentes en la atmósfera. Este efecto de calentamiento es la base de las teorías relacionadas con el calentamiento global.

El contenido en dióxido de carbono de la atmósfera se ha incrementado aproximadamente 30% desde 1750, como consecuencia del uso de combustibles fósiles derivados del petróleo, el gas y el carbón; la destrucción de bosques tropicales por el método de cortar y quemar también ha sido un factor relevante que ha influido en el ciclo del carbono. El efecto neto de estos incrementos podría ser un aumento global de la temperatura, estimado entre 1.4 y 5.8 °C entre 1990 y 2100. Este calentamiento puede originar importantes cambios climáticos, afectando a las cosechas y haciendo que suba el nivel de los océanos. De ocurrir esto, millones de personas se verían afectadas por las inundaciones.

Se están realizando distintos esfuerzos internacionales para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. En 1997 se reunieron en Kioto representantes de los países integrantes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, creada en el seno de la Cumbre sobre la Tierra, celebrada en Río de Janeiro en 1992. En el Protocolo de Kioto se estableció que los países desarrollados debían reducir sus emisiones de gases causantes del efecto invernadero en 5.2% para el año 2012 respecto a sus emisiones en el año 1990. El protocolo entró en vigor en febrero de 2005, tres meses después de que Rusia lo ratificara y se alcanzaran las exigencias del propio protocolo, que señalaba que para que entrara en vigor debía ser ratificado por al menos 55 países desarrollados cuyas emisiones de gases de efecto invernadero sumaran el 55% del total [1].

Como consecuencia de lo anterior, se están realizando investigaciones en dos campos de aplicación industrial con el fin de retrasar o evitar en la medida de lo posible el calentamiento global. La primera de las áreas de investigación está orientada hacia la obtención de nuevas fuentes de energía no contaminantes, como resultado, se encuentran aún en fase de desarrollo proyectos relacionados con la utilización de energía solar y eólica para producir energía eléctrica, así mismo se tienen varios proyectos de obtención de biogás, biodiesel o biomasa con el fin de obtener energía a partir de los desechos orgánicos de las industrias o bien de las grandes ciudades [2].

El segundo campo de acción, el cual se aborda en este proyecto, es hacer más eficientes los procesos de producción industrial y generación de energía, evitando el consumo desmedido de recursos. Para ello, se han implementado diferentes técnicas y tecnologías como la integración térmica de procesos industriales, con lo que se busca efficientar el consumo energético en los procesos de producción, o en este caso particular, la generación de energía en forma eficiente, con lo cual se busca disminuir las emisiones de gases contaminantes relacionadas con la generación energética [3].

En la actualidad no se puede concebir una sociedad desarrollada que no utilice gran cantidad de energía. El mercado energético se diferencia marcadamente de los otros, tanto por la importancia del producto, como por sus especiales características. El desarrollo económico de un país lleva aparejado un incremento de su consumo energético no teniendo lugar, lo uno sin lo otro.

En los años setenta, factores energéticos (crisis petrolera), ecológicos (cambio climático) y de demanda eléctrica (alta tasa de crecimiento) a nivel mundial, plantearon la necesidad de alternativas tecnológicas para asegurar, por un lado, el suministro oportuno y de calidad de la energía eléctrica y, por el otro, el ahorro y el uso eficiente de los recursos naturales. Una de estas alternativas tecnológicas, es generar la energía eléctrica lo más cerca posible al lugar del consumo, precisamente como se hacía en los albores de la industria eléctrica, incorporando ahora las ventajas de la tecnología moderna y el respaldo eléctrico de la red del sistema eléctrico, para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación eléctrica se le conoce como generación *in-situ*, generación dispersa, o más cotidianamente, generación distribuida. Las características generales de la generación distribuida son: generación en pequeña escala, cerca del lugar de consumo, generalmente por debajo de los 1000 kW, dentro o cerca de los centros de carga. Son precisamente este tipo de sistemas los que se abordarán en el presente proyecto.

1.2 MARCO JURÍDICO – POLÍTICO DEL DESARROLLO SUSTENTABLE EN MATERIA ENERGÉTICA.

El principio rector de la política nacional mexicana es el desarrollo humano sostenible, el cual asume que “el propósito del desarrollo consiste en crear una atmósfera en que todos puedan aumentar su capacidad y las oportunidades puedan ampliarse para las generaciones presentes y futuras”. A partir de esta idea básica y con el fin de conseguir el desarrollo integral del país, en materia de energía se establece el objetivo de asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores. Para ello, se propone impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales.

Como respuesta ante las amenazas del cambio climático y la seguridad energética, el gobierno mexicano apuesta por la transición energética, la cual consiste en un cambio de enfoque en el sector energético, un proceso a través del cual se genere

un mejor aprovechamiento de los combustibles fósiles y se desarrolle y fomente el uso de energías renovables, con el fin de diversificar las fuentes primarias de energía y aminorar el impacto al medio ambiente, al disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero originadas por el uso de combustibles fósiles, los cuales representan actualmente la principal fuente de energía a nivel internacional.

Estas ideas son las directrices generales que rigen al Plan Nacional de Desarrollo (PND), y que junto al Programa Sectorial de Energía, establecen los objetivos básicos del área de las políticas de eficiencia energética y energía renovable. A continuación se mencionan los aspectos más relevantes.

El PND está basado en la Ley de Planeación y en la Visión México 2030 y establece los objetivos nacionales, las estrategias y las prioridades que durante la presente administración deberán regir la acción del gobierno. Las estrategias a seguir, relacionadas con las energías renovables incluidas en el PND, proponen impulsar el uso eficiente de la energía, así como la utilización de tecnologías que permitan disminuir el impacto ambiental generado por los combustibles fósiles tradicionales; aprovechando el gran potencial que tiene México en energías renovables. Estas estrategias son:

- Promover el uso eficiente de la energía de manera sustentable, a través de la adopción de tecnologías que ofrezcan mayor eficiencia energética y ahorros a los consumidores.
- Fomentar el aprovechamiento de fuentes renovables de energía y biocombustibles, generando un marco jurídico que establezca las facultades del Estado para orientar sus vertientes y promover inversiones que impulsen el potencial que tiene el país en la materia.
- Intensificar los programas de ahorro de energía, incluyendo el aprovechamiento de capacidades de cogeneración.
- Aprovechar las actividades de investigación del sector energético, fortaleciendo a los institutos de investigación del sector, orientando sus programas, entre otros, hacia el desarrollo de las fuentes renovables y eficiencia energética.
- Fortalecer las atribuciones de instituciones de regulación del sector.

- Impulsar la eficiencia y tecnologías limpias para la generación de energía.

Por otro lado, el Programa Sectorial de Energía 2007-2012, elaborado con base en el PND, descansa fundamentalmente en tres puntos: asegurar el abasto de energéticos que requiere la economía; fortalecer a las empresas públicas del sector para mejorar la oportunidad y calidad en el suministro de los insumos; y, promover intensamente la eficiencia energética y las energías renovables, a fin de disminuir el impacto ambiental que se deriva por la utilización de combustibles fósiles. Además, México cuenta con programas y estrategias específicos para el sector de las energías renovables y la transición energética.

En el “Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables”, definido en la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y su Reglamento (LAERFTE), elaborado y coordinado por la Secretaría de Energía; se establecen los objetivos a alcanzar para el año 2012 en materia de energía renovable:

- Impulsar el desarrollo de la industria de energías renovables en México.
- Ampliar el portafolio energético del país, impulsando una mayor seguridad energética al no depender de una sola fuente de energía.
- Ampliar la cobertura del servicio eléctrico en comunidades rurales utilizando energías renovables en aquellos casos en que no sea técnica o económicamente factible la conexión a la red.

A efectos legales y de integración en la regulación del sector eléctrico, como medida de fomento, se consideran las tecnologías de cogeneración como energías renovables. Mediante esta medida, las instalaciones de cogeneración se beneficiarán de condiciones más favorables que establece la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética. Las principales leyes, regulaciones y programas que deben de obedecer las instalaciones de cogeneración son:

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en 1992 con modificaciones posteriores y su reglamento.

- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y Financiamiento de la Transición energética (2008) y su reglamento (2009). La generación procedente de excedentes de autoabastecimiento, pequeños productores y productores independientes con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente tiene prioridad de compra por Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Regulación de la Comisión Reguladora de Energía.
- Regulación de la Comisión Federal de Electricidad, siendo este organismo el encargado de establecer las condiciones de conexión por medio del contrato de interconexión para fuentes de energías renovables.
- Estrategia Nacional para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. Documento de carácter anual que compila los proyectos y estrategias en energías renovables con una asignación presupuestaria.
- Estrategia Nacional del Cambio Climático, establece como meta la revisión del potencial en cogeneración del país [4].

1.3 SISTEMAS AVANZADOS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO.

En una planta de generación termoeléctrica se quema normalmente un combustible fósil para producir vapor a alta temperatura y presión, el cual se hace pasar por una turbina para generar energía eléctrica. Sin embargo, en este proceso, se logra la conversión a electricidad en menos del 40% de la energía disponible en el combustible; el resto se disipa a la atmósfera en los gases de salida producto de la combustión y en los sistemas de enfriamiento. Aunque la magnitud del calor desechado es considerable, debido a su baja temperatura relativa, tiene baja capacidad para realizar un trabajo útil.

La Generación distribuida (GD) representa un cambio en el paradigma de la generación de energía eléctrica centralizada. El concepto no es nuevo, ya que desde el comienzo de la generación eléctrica, se pensó en realizarla en el mismo sitio de consumo. Sin embargo, como parte del crecimiento demográfico y de la demanda de bienes y servicios, evolucionó hacia el esquema de Generación Centralizada,

precisamente porque la central eléctrica se encontraba en el centro geométrico del consumo, mientras que los consumidores crecían a su alrededor. Sin embargo, se tenían restricciones tecnológicas de los generadores eléctricos de corriente continua y su transporte máximo por la baja tensión, que era de 30 a 57 kilómetros. Con el tiempo, la generación eléctrica se estructuró como se conoce hoy en día, es decir, con corriente alterna y transformadores, lo que permite llevar la energía eléctrica prácticamente a cualquier punto alejado del centro de generación. Bajo este escenario, se perdió el concepto de Generación distribuida, ya que las grandes centrales se encuentran en lugares distantes de las zonas de consumo, dando preferencia en su ubicación a factores como el suministro del combustible y el agua.

1.3.1 COGENERACIÓN, TRIGENERACIÓN Y POLIGENERACIÓN.

En la mayoría de los procesos industriales y aplicaciones comerciales, se requiere calor a baja temperatura, además de electricidad. Por lo que se puede combinar la producción de electricidad y calor para estos procesos, aprovechando la energía que de otra forma se desecharía, como ocurre en las termoeléctricas convencionales. A ésta combinación se le conoce como cogeneración.

El término cogeneración es utilizado para describir la producción combinada de potencia y calor. Consiste en la producción simultánea o secuencial de energía mecánica y térmica a partir de una misma fuente de energía con el objetivo de lograr un mejor aprovechamiento de los combustibles primarios, razón por la cual se considera en los programas de ahorro de energía como una alternativa fundamental para lograr un desarrollo sustentable [8].

Se conoce como cogeneración a todo proceso por el cual se obtiene energía eléctrica y térmica en la misma instalación. Si además se genera frío, se trata de trigeneración y a todos los procesos de este tipo se los conoce genéricamente con el nombre de poligeneración [9]. Frecuentemente la cogeneración se incluye junto a las energías renovables ya que pese a consumir muchas veces combustibles fósiles, se trata de procesos con una eficiencia global que puede alcanzar el 80% o incluso el 90% [10].

Los sistemas combinados de calor y potencia eléctrica (CHP) son, desde el punto de vista tecnológico, el eje de las redes de generación distribuidas [9]. El funcionamiento básico de un sistema CHP se puede analizar en la figura 1:

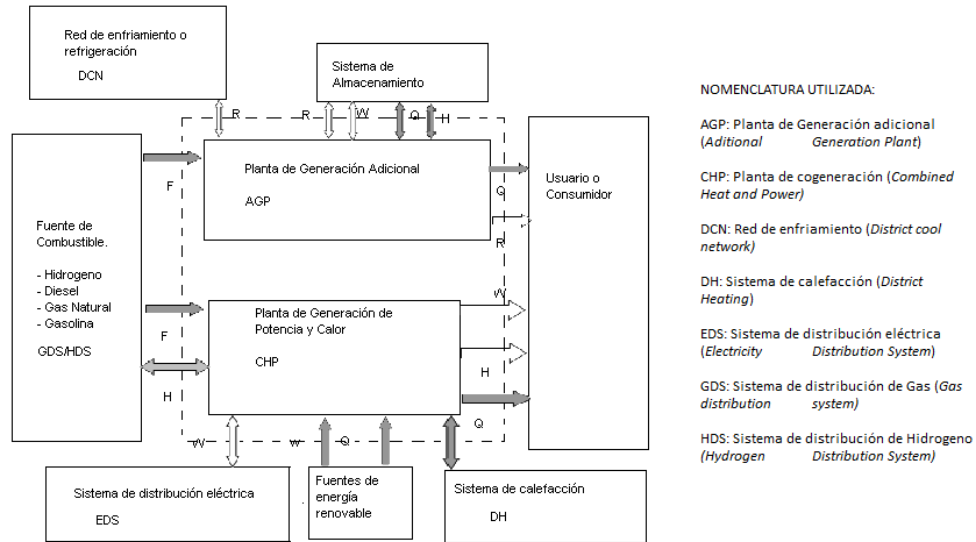


Fig. 1. Funcionamiento de un sistema CHP.

Dichos sistemas se construyen en base a diversas tecnologías, las cuales se clasifican en base a su función (generación y almacenamiento), a su vez, las funciones de generación en convencionales y no convencionales. Las primeras incluyen a las turbinas de gas, motores de combustión interna y microturbinas. Las segundas se refieren a las energías renovables, como la minihidráulica, geotérmica y biomasa, las turbinas eólicas, celdas de combustibles y celdas fotovoltaicas [6], (Ver Tabla 1).

Tabla 1: Clasificación de tecnologías para sistemas de GD.

Generación	Convencionales	Turbinas de Gas
		Motor de combustión interna
		Microturbinas
	No convencionales	Turbinas eólicas
		Turbinas hidráulicas
		Geotermia
		Biomasa
		Celdas Fotovoltaicas
		Celdas de Combustible
Almacenamiento	Baterías	
	Volantes de inercia	
	Bobinas superconductoras	
	Depósitos de Hidrogeno	

- *Turbina de gas* - El combustible suele ser gas natural, aunque puede emplearse gas LP o diesel. Sus capacidades van de 265 kW a 50,000 kW; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30% y eficiencias térmicas del 55%; los gases de escape producto de la combustión tienen una temperatura de alrededor de 600 °C; ofrecen una alta seguridad de operación; tienen un bajo costo de inversión; el tiempo de arranque es corto y requieren un mínimo de espacio físico. Por otro lado, los gases de combustión se pueden utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.
- *Motor de combustión interna* - Utilizan diesel, gasóleo o gas natural; existen en capacidades de 15 kW a mayores de 20,000 kW, alcanzan eficiencias eléctricas del orden del 40% y eficiencias térmicas cercanas al 33%; la temperatura de gases de escape producto de la combustión es de alrededor de 400°C; tienen un bajo costo de inversión, una vida útil de 25 años, alta eficiencia a baja carga, consumo medio de agua, poco espacio para instalación, flexibilidad de combustibles y su crecimiento puede ser modular.
- *Microturbinas* - Estas constituyen una tecnología reciente de GD, ya que exceptuando a algunos fabricantes, el mercado está a varios años de su comercialización total. Las microturbinas tienen cuatro modos distintos de operación: aislado de la red eléctrica, conectado a la red, en paralelo con exportación de energía, y de modo continuo o intermitente a la misma. Sus principales características son: rango de 15 kW a 300 kW en una sola unidad; mantenimiento mínimo; sus unidades ocupan muy poco espacio; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40,000 a 75,000 horas y pueden utilizar como combustible, además del gas natural, el keroseno, gasolina, etanol, diesel, propano, y biomasa. Una de sus principales características es la reducción de emisiones contaminantes: 9 partes por millón (ppm) de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.
- *Baterías* - Son, entre otros, los acumuladores convencionales de plomo – ácido y las de Níquel – Cadmio, que presentan una densidad de energía almacenada del orden de 30 Wh/kg. Existen varios tipos de baterías en desarrollo, como las

de Sodio - Azufre que alcanzan valores de densidad de 60 a 150 Wh/kg.; las de Zinc – Aire con valores de 80 a 100 Wh/kg.; y las de flujo (redox) o pilas de combustible regenerativas, que son las de Zinc – Bromo – Cloro y las de Bromuro de Sodio – Polisulfuro de Sodio.

- *Volantes de inercia* - Existen volantes de baja velocidad (7,000 rpm) y de acero de alta resistencia, que es de 55 Wh/kg. Los volantes avanzados son de fibra de alta resistencia y baja densidad, giran a alta velocidad (más de 50,000 rpm) llegando a valores de hasta 350 Wh/kg.
- *Bobinas superconductoras* - Mediante esta tecnología, la energía se almacena en forma de campo electromagnético, el cual es creado por la acción de bobinas superconductoras. Los materiales superconductores pueden ser de baja temperatura, del orden de los 4 K, o de alta temperatura, 77 K [8].

En suma, se puede señalar que las principales ventajas de la generación distribuida respecto a la generación centralizada son [12]:

- Uso más eficiente de la energía.
- Mayor calidad en la energía, con menor cantidad de interrupciones en el suministro.
- Posibilidad de uso de energías renovables integradas en el sistema de generación.
- Reducción de costos económicos.
- Adaptación a las necesidades del consumidor o del sitio de instalación.
- Abastecimiento en zonas remotas a las cuales no llega la red eléctrica.
- Disminución de emisiones contaminantes.

1.4 ESTADO ACTUAL DE LOS SISTEMAS AVANZADOS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO.

Los esquemas de generación y distribución eléctrica que se utilizan actualmente son poco eficientes. Los esfuerzos que realizan las compañías eléctricas para llevar el servicio hasta donde se requiere, resultan cada vez más costosos y menos efectivos.

Conforme crece el tamaño de las líneas, el número de usuarios al final de ellas disminuye; su capacidad de consumo eléctrico y de pago es más limitado, la cobranza se hace más difícil; los requerimientos de mantenimiento de las líneas aumentan, crecen las pérdidas de electricidad a lo largo de los conductores, y baja la calidad del servicio, al ser mayor la frecuencia de las interrupciones y las variaciones en el voltaje. En consecuencia, muchos ejecutivos de las empresas eléctricas piensan que ampliar las redes de distribución más allá de los grandes centros de carga, no es buen negocio. Pero no es su único problema, debido al peso de la deuda económica, muchas empresas eléctricas de los países en desarrollo encuentran cada vez más difícil conseguir financiamiento para extender las líneas, el poco que está a su alcance prefieren utilizarlo para mantener la infraestructura con que cuentan y ampliar en lo posible su capacidad de generación de electricidad, ante una demanda urbana e industrial que crece día con día. Así, en la actualidad cada vez son menos las empresas eléctricas en el mundo que, apoyadas con fondos del erario público de sus países, continúan sus actividades de extensión de las redes eléctricas más allá de los centros industriales y de población importantes. La situación puede agravarse con la ola actual de privatizaciones en el sector eléctrico, en la que la actividad de electrificación de sitios remotos podría disminuir aún más [5].

Las limitaciones de financiamiento no son el único y tal vez tampoco el principal problema que habrán de enfrentar las empresas eléctricas en los años por venir. La opinión pública mundial parece ubicar a las tecnologías de generación masiva de electricidad como una de las principales fuentes, actuales y potenciales, de emisión de gases con efecto de invernadero, producción de lluvia ácida y otros contaminantes [6].

La generación eléctrica dispersa con fuentes locales de energía, representa una opción para la electrificación que amerita ser analizada en su plena dimensión. En principio, resuelve un número de problemas inherentes al esquema de suministro centralizado: elimina las pérdidas eléctricas por transmisión y distribución; omite la necesidad de fuertes inversiones para la construcción de extensas redes de distribución; elimina los impactos ambientales asociados con la extensión de esas redes, y elimina los altos costos de mantenimiento de líneas aisladas en condiciones físicas adversas. Al mismo tiempo, ofrece una vía para la participación de capital privado en la construcción de la infraestructura eléctrica de un país a tono con las

capacidades económicas locales y las necesidades reales de electricidad. Sin embargo, en este sentido el esquema de generación dispersa se orienta más hacia potenciar el capital local para resolver el problema de suministro eléctrico como instrumento de desarrollo social y económico local, que como un instrumento de negocios en sí mismo.

A nivel internacional, los datos del Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas (CIGRE), consideran que en diversos países del mundo se ha incrementado el porcentaje de la potencia instalada de GD, en relación con la capacidad total instalada. Así, en países como Dinamarca y Holanda, alcanza valores de hasta el 37%, y en otros, como Australia, Bélgica, Polonia, España y Alemania, tan solo del 15% y en el caso de Estados Unidos, del 5%. Se estima que en los próximos 10 años el mercado mundial para la GD será del orden de 4 a 5 mil millones de dólares. Estudios del *Electrical Power Research Institute* y de la *Natural Gas Foundation* prevén que, de la nueva capacidad de generación eléctrica que se instalaría al año 2010 en Estados Unidos, del 25% al 30% sería con GD. Con base en estimaciones de la Agencia Internacional de Energía, los países desarrollados serán responsables del 50% del crecimiento de la demanda de energía eléctrica mundial en los próximos 20 años, equivalente a 7 millones de MW, donde el 15% de esta demanda le corresponderá a GD [7].

En términos generales, al implementar proyectos de GD lo que se busca es aumentar la calidad de la energía, entendiendo por esto contar de forma ininterrumpida con la energía eléctrica, con sus adecuados parámetros eléctricos que la definen acordes a las necesidades, esto es, voltaje, corriente y frecuencia, entre otros. A diferencia de la generación centralizada, la generación distribuida no está confinada al uso de combustibles fósiles. Algunos países y regiones, tienen fuentes de energía renovables importantes, integradas a través del uso de turbinas de viento y combustión de biomasa.

La mayoría de las redes de transmisión y distribución de energía eléctrica alcanzan una confiabilidad del 99.9%, equivalentes a 8.7 horas al año fuera de servicio. Sin embargo, la alta tecnología en los procesos en producción y empresas de servicio demandan una mayor confiabilidad, equivalentes a tiempos fuera de servicio al año de tan sólo entre 32 segundos y 0.03 segundos, respectivamente. Al respecto, cabe mencionar que en Estados Unidos el costo de las pérdidas por fallas en el suministro

de energía es del orden de 119 mil millones de dólares al año, y para el caso de América Latina, de entre 10 y 15 mil millones de dólares anuales [4].

1.4.1 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ANTECEDENTES EN MÉXICO.

La generación distribuida representa una alternativa de solución para problemas inherentes al esquema de suministro centralizado al tiempo que se convierte en una opción para la participación de la iniciativa privada en el desarrollo de la infraestructura energética, sin dejar de lado su potencial como instrumento de desarrollo social y económico a nivel local [11].

En México, si bien se han realizado esfuerzos a través de diversas dependencias gubernamentales como la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Secretaría de Energía (SENER) y especialmente la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE), el énfasis de estas tecnologías no se ha orientado hacia el usuario doméstico, especialmente en el ámbito de la poligeneración energética, sino hacia los consumidores industriales o las grandes centrales eléctricas. De tal forma, que ni siquiera existen perfiles de consumo de usuarios domésticos para nuestro país [4].

El mercado de la cogeneración en México es un mercado poco maduro, lo que hace que la demanda existente de los diferentes servicios asociados a estas plantas, como son servicios de ingeniería, instalación y mantenimiento, sea baja. Además de la escasez de servicios, también se ha detectado la escasez de proyectistas, instaladores y mantenedores calificados. Esto genera problemas técnicos en las plantas, que finalmente repercuten en la confianza que el usuario tiene en estas tecnologías [6].

En México, la generación distribuida tiene muchas limitantes en el aspecto tecnológico, debido a la baja disponibilidad de equipos. No así en el aspecto legal, en 1992 se abrieron a la inversión privada las actividades de cogeneración, autoabastecimiento, pequeña producción, producción independiente y exportación e importación de energía eléctrica, la GD como tal, no se cita explícitamente en la Constitución Política de México, ni en sus leyes y reglamentos. Sin embargo, en las dos últimas se encuentran los instrumentos propios de regulación para las fuentes firmes y renovables de generación de energía eléctrica, que pueden ser aplicables a la modalidad llamada GD, entre los cuales destacan: contrato de interconexión, contrato de servicio de respaldo, convenio de compra venta de excedentes, convenio de servicios

de transmisión, convenio de servicios asociados y contrato de porteo de energía eléctrica [8].

1.4.2 PROBLEMÁTICA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

La situación más común de un edificio u otra instalación es la necesidad de energía eléctrica y calor, por un lado, y la reducida eficiencia de las instalaciones existentes, por otro. En muchos casos, la solución es un sistema CHP [9]. Sin embargo, existen una serie de obstáculos que pueden influir en la decisión de implantación de este sistema. El primer obstáculo es de tipo tecnológico, ya que si bien, existen muchas tecnologías aplicables para construir un sistema CHP, no todas se encuentran disponibles en algunas regiones del mundo, o los costos de adquisición las vuelven prácticamente inaccesibles. Este punto lleva al segundo obstáculo, el costo económico. Si bien los beneficios a mediano y largo plazo son estimulantes, un sistema CHP representa una alta inversión inicial, sobre todo cuando el consumidor es un usuario doméstico. Aunado a lo anterior, se podrían presentar limitaciones legales relacionadas con la generación de energía eléctrica por particulares.

Existen también condiciones de operación relacionadas con los hábitos de consumo del usuario [13]. Respecto a este último punto se han realizado múltiples estudios, tanto de tipo estadístico [14], [15], como por medio de instrumentación [16], [17], [18], [19], [20], [21] para caracterizar curvas de consumo que permitan ajustar un modelo de consumo estandarizado al cual se le pueda satisfacer mediante un sistema CHP. Pero, en nuestro país no se han realizado estudios, o al menos no hay datos disponibles, de generación de curvas de consumo, ni en el ámbito nacional, ni a niveles regionales, se pueden citar algunos estudios del uso de trigeneración. Los cuales no toman en cuenta al usuario doméstico [22].

Muchos de los obstáculos anteriores se pueden abordar mediante los modelos de optimización matemática [23]. Estos consisten en generar modelos matemáticos uniobjetivo, en este caso particular, se puede hablar de reducir costos económicos y emisiones contaminantes, o maximizar la producción energética o los ingresos por venta de energía, en caso de que se quiera comercializar. En todos estos casos, también se generan funciones para limitar ciertos parámetros. Estas funciones se conocen como

limitantes o condicionantes [24]. Existen dos enfoques respecto a las funciones objetivo, las técnicas uniobjetivo y las multiobjetivo. Las primeras basan la optimización en encontrar una o más soluciones factibles que corresponden a valores extremos de una sola función objetivo. Estas soluciones se denominan “soluciones óptimas” y están determinadas por sub – funciones llamadas restricciones, las cuales delimitan el alcance de la solución óptima. Las técnicas multiobjetivo difieren en que utilizan dos o más funciones objetivo. Para resolver los sistemas de optimización en sistemas de generación distribuida, se han utilizado los siguientes modelos:

- Programación Lineal. [25]
- Multiplicadores de Lagrange. [26]
- Algoritmos Genéticos. [27]
- Algoritmos Evolutivos. [24]
- Ramificación y acotación. [9], [28]

La elección de un modelo depende de las necesidades y complejidad del problema a optimizar, la dificultad de resolución del modelo mismo, las herramientas tecnológicas disponibles para realizar los cálculos involucrados en la solución, las características de los datos con que ha de alimentarse el modelo y la precisión deseada por el diseñador [23]. Los trabajos estudiados relacionados con las técnicas de optimización orientadas a la solución de problemas de generación distribuida, basan los objetivos de optimización en minimizar costos de producción energética [24], [25], [26], [27] minimizar emisiones de CO₂ [24], [27] maximizar el valor de la red de distribución [28].

1.5 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Sobre la base de la problemática anteriormente descrita, este estudio busca diseñar un sistema de generación distribuida para un conjunto de viviendas tipo de interés social, en el estado de Michoacán, México. El cual puede ser real o hipotético, utilizando sistemas de generación distribuida, para ello se considerarán variables como:

- Hábitos de consumo de los usuarios del sistema.
- Tecnología disponible para la implementación del sistema.
- Costo económico de la instalación, operación y mantenimiento del sistema de generación distribuida.
- Impacto ambiental del sistema (evaluación de emisiones).

Para evaluar el impacto de dichos factores en el diseño del sistema, se utilizarán métodos de optimización uniobjetivo. Para el diseño e implementación, se buscará un arreglo o conjunto habitacional real o hipotético, en el cual se pudiera aplicar el diseño y en su caso llevar a cabo la implementación y operación del sistema diseñado.

1.6 HIPÓTESIS.

Se puede diseñar, integrar y optimizar un sistema de generación distribuida para un conjunto habitacional en el Estado de Michoacán, utilizando técnicas de optimización uniobjetivo.

1.7 OBJETIVOS

Objetivo General:

Diseñar, integrar y optimizar un sistema de generación distribuida para un conjunto habitacional, utilizando técnicas de optimización uniobjetivo.

Objetivos particulares.

- Obtener los perfiles de consumo energético de usuarios domésticos en el estado de Michoacán.
- Determinar el estado de las tecnologías disponibles en nuestro país para el diseño y desarrollo del sistema.
- Elaborar los modelos matemáticos de comportamiento de las tecnologías a integrar y crear una superestructura de tecnologías.
- Optimizar el sistema utilizando herramientas de programación matemática y algoritmos evolutivos.

CAPÍTULO 2. REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS GLOBALES PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS.

2.1 INTRODUCCIÓN.

El diseño de una red de generación distribuida implica cuatro fases:

1. Selección del sistema. Identificar el tipo y requerimientos del sistema a estudiar. Se caracterizan curvas de consumo para identificar las necesidades energéticas del área de aplicación [12].
2. Evaluación y diagnóstico. En base a los datos obtenidos, se realiza un análisis del sistema y se establecen los objetivos de generación energética [29].
3. Planificación del sistema. Se analizan las características técnicas y el dimensionamiento del sistema, posibilidades de expansión del sistema y tecnologías a utilizar.
4. Estudio de factibilidad del sistema. Utilizando técnicas de optimización se determinan las características técnicas y de operación de las tecnologías a utilizar, basándose en parámetros de tipo económico, ambientales, tecnológicos o los mismos requerimientos energéticos [9], [30], [31].

Este capítulo se enfocará en las metodologías para obtener los perfiles de consumo energético del consumidor doméstico. Tales curvas de consumo permitirán identificar las necesidades energéticas del sector bajo estudio. En particular, la obtención de perfiles de consumo de potencia eléctrica y térmica, relacionada con el agua caliente para uso sanitario.

2.2 DATOS BÁSICOS PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE GD.

Para poder diseñar adecuadamente un sistema de generación distribuida, es importante conocer las necesidades energéticas que van a suplir. Es decir, es necesario conocer la demanda energética donde, para el sector residencial, resultan importantes los servicios eléctricos y de calefacción para agua de uso sanitario. A continuación se muestran los factores que caracterizan dichos aspectos.

2.2.1 DEMANDA ELÉCTRICA.

La electricidad constituye una de las principales fuentes energéticas con las que cuenta la civilización. Su empleo abarca un amplio abanico de actividades, que se extiende desde los usos puramente industriales, hasta el consumo doméstico de las familias. Más aún, en un contexto mundial de creciente competencia, no se concibe una economía en crecimiento y competitiva en el ámbito global sin un fluido eléctrico de calidad y a precios altamente competitivos. Esta elevada dependencia ha convertido a la energía eléctrica en un recurso estratégico para el desarrollo económico y social. De modo que se puede afirmar, que no se concibe en un mundo sin electricidad.

Desde un punto de vista técnico, suele hablarse de la energía eléctrica como una “fuente de energía secundaria”, dado que la misma se obtiene a partir de otras fuentes denominadas primarias, básicamente: carbón, gas y petróleo (combustibles fósiles), hidráulica y nuclear.

Los operadores de los sistemas de distribución y generación eléctrica, deben considerar varios factores para un óptimo funcionamiento de la red. El esquema de funcionamiento seguido por el operador, sería el siguiente: En primer lugar debería de averiguar el valor que toma la demanda eléctrica en cada momento, tratando de llegar a la denominada *curva de carga*. La curva de carga es la representación gráfica del valor que toma la demanda eléctrica en cada momento, es decir, corresponde con la demanda instantánea de energía eléctrica. Una vez conocido este dato, el operador se dirigiría a los centros de producción, indicándoles la carga eléctrica que deben de introducir en la red en cada momento para garantizar la cobertura de la demanda y, al mismo tiempo, minimizar la sobreproducción y sus costos de eficiencia. Sin embargo, la demanda eléctrica es muy variable a lo largo de los años, los meses, los días e incluso las horas. Estas características aportan una incertidumbre al sistema eléctrico que afecta de forma significativa el costo final del suministro. Para reducir este factor de costo, el gestor necesita conocer con precisión los mecanismos que hacen variar la demanda. Con la información aportada por la curva de carga se logran dos objetivos:

1. Prever y adaptarse a la demanda en los distintos plazos. A corto, en la operación del sistema, y a largo en la creación de nuevas centrales y redes para el suministro.

2. Gestionar la demanda. Es decir, inducir a los consumidores a modificar sus pautas de consumo eléctrico para lograr una mayor eficiencia conjunta del proceso de suministro y uso.

Entre los factores que tienen mayor influencia en el comportamiento de la curva de carga se encuentran, la temperatura ambiente, la hora del día, el día de la semana, el mes del año, la situación socioeconómica de la población estudiada, etcétera. La temperatura ambiente influye de forma directa sobre múltiples fuentes de consumo eléctrico como sistemas calefactores, aire acondicionado, refrigeradores, etcétera. Es evidente que la demanda de energía eléctrica no es la misma a las tres de la tarde que a las tres de la madrugada. Respecto al día de la semana, el comportamiento no es el mismo los miércoles que los domingos o un día laboral que un día feriado [32].

2.2.2 DEMANDA TÉRMICA.

La demanda de calor para conjuntos habitacionales está determinada por el consumo de agua caliente para uso sanitario [33]. Para calcular dicha demanda, primero se debe calcular el total de la demanda de agua caliente. En México, se considera que el consumo de agua para uso domestico representa una media de 126 litros per cápita, de los cuales el 35 % corresponde a agua caliente. [34], [35].

La curva de demanda térmica muestra el calor necesario para llevar el agua de uso sanitario desde la temperatura ambiente hasta la temperatura que marca la Norma Oficial Mexicana para calentadores de agua, a saber 70 °C durante las diferentes horas del día. Por lo cual, la información que arroja es muy similar a la curva de demanda eléctrica, solo que muestra el calor, en lugar de la potencia eléctrica, necesario para cubrir las necesidades de una población determinada. Para obtener la curva de demanda térmica se requiere conocer el flujo de agua caliente y la temperatura ambiente a cada hora del día. Con estos datos se puede calcular el calor suministrado para lograr el cambio de temperatura, lo cual se realiza de la siguiente manera:

$$\delta\dot{Q} = \dot{m}C_p\Delta T \quad (1)$$

Donde m es el flujo de agua caliente requerido a una hora determinada, C_p es el calor específico del agua y ΔT representa el cambio de temperatura del agua desde la temperatura ambiente hasta la temperatura deseada. [36], [37], [38], [39]. En este caso, la temperatura será 70 °C señalada por la norma Oficial Mexicana para equipos calentadores de agua [39], [40].

Al igual que la curva de demanda eléctrica, la curva de demanda térmica se ve afectada por factores como la temperatura ambiente, ya que es la que determina la cantidad de calor a utilizar para llegar a la temperatura deseada, no así por factores como fechas y horas, ya que las necesidades de agua caliente suelen ser homogéneas respecto a este factor [14].

2.2.3 DEMANDA ENERGÉTICA.

Es la suma de la demanda eléctrica y la demanda térmica para el caso de usuarios domésticos. La suma de ambas arroja una curva de demanda basada en el total de potencia eléctrica y calor necesarios para satisfacer las necesidades de la vivienda. [41]

Al ser un resultado directo de las curvas de demanda eléctrica y la curva de demanda térmica se ve afectada por los mismos factores. Su utilidad, al igual que en los casos anteriores, es de ser un apoyo en la planificación de programas de ahorro y suministro energético y de impacto ambiental.

2.3 MÉTODOS PARA ELABORACIÓN DE LAS CURVAS DE DEMANDA.

Para obtener los datos y construir las curvas de demanda, se realizan estudios del consumo energético. Los estudios pueden ser de dos tipos, instrumentales o estadísticos.

2.3.1 MÉTODOS INSTRUMENTALES.

Son los más precisos, ya que permiten obtener un registro exacto e instantáneo del consumo energético. Para ello se utilizan equipos de medición del consumo energía ubicados en una o varias viviendas tipo, durante un periodo de tiempo determinado.

Una vez obtenidas las lecturas, se estandarizan los modelos para construir las curvas de consumo. Si bien, la precisión es su gran ventaja, su desventaja es el costo del instrumental de medición, generalmente las muestras son muy reducidas y los periodos de medición son muy cortos. Sin embargo, la información se obtiene casi en forma inmediata. (Ver figura 2).



Fig. 2. Equipo para medición de carga eléctrica Hioki Power Quality Analyzer 3197.

Estudios de este tipo, se han realizado, para obtener curvas de consumo, para determinar las áreas de la vivienda que consumen determinada carga eléctrica [16], para determinar la influencia de equipos electrónicos en el consumo eléctrico [17], para la implementación de sistemas de generación distribuida [18], [42], estudiar la correlación entre el tamaño de la vivienda, número de habitantes y consumo eléctrico [43] o crear modelos predictivos de consumo [44].

2.3.2 MÉTODOS ESTADÍSTICOS.

Los estudios estadísticos se realizan mediante la aplicación de encuestas y la captura de información disponible, por ejemplo, los datos de facturación. Para ello se aplica un cuestionario a una muestra de la población total. Dicha muestra debe ser representativa respecto al total de la población. Existen diversos modelos matemáticos para obtener muestras representativas y proporcionales con el fin de obtener parámetros poblacionales. Cuando se conoce el tamaño de la población a estudiar se puede utilizar el siguiente modelo:

$$n = \frac{NZ_a pq}{d^2(N-1) + Z_a^2 pq} \quad (2)$$

Donde N es el total de la población, Z_a es el nivel de seguridad esperado en la muestra correlacionado con la desviación estándar, es determinado por la normalidad de la población el dato puede obtenerse mediante tablas como las mostradas en [45], p es la proporción esperada como parte de la muestra respecto al total de la población, q cuyo valor queda determinado por $1 - p$, d es el margen de error deseado en el estudio y n será el número de elementos que deberán tomarse para la muestra parametrizada por los factores anteriores. Se puede observar que el tamaño de la muestra (n) es inversamente proporcional al margen de error (d). [45].

Generalmente, junto al cuestionario se realiza una revisión del registro tarifario llevado a cabo por la empresa que realiza el suministro energético. Este tipo de estudios es menos confiable que el anterior, en el sentido de que es dependiente de la forma en que se diseñe y conteste el cuestionario. La recopilación, análisis y cómputo de la información, son procesos que conllevan una considerable cantidad de tiempo. Aun así, se prefiere este tipo de estudios, ya que se puede estudiar una mayor cantidad de viviendas logrando que el estudio sea representativo, especialmente cuando se dispone de pocos equipos de medición.

Estudios de este tipo se han realizado para realizar programas de ahorro de energía [15], para obtener modelos predictivos de consumo [19], o analizar las variables socio económicas que influyen en el consumo energético [46].

Ambos tipos de estudio, tanto instrumental como estadístico, se pueden realizar en forma conjunta para obtener resultados más cercanos a la realidad. Sin embargo, el criterio y recursos del investigador terminan por ser factores al momento de determinar el empleo de un método u otro o el empleo de ambos.

CAPÍTULO 3. TECNOLOGÍAS APLICABLES EN SISTEMAS GD.

3.1 TECNOLOGÍAS APLICABLES.

En este capítulo se analiza la forma en que se planifica el sistema de generación distribuida en base a la integración de tecnologías disponibles. En esta primera parte se analizarán las tecnologías que se han utilizado para los sistemas de generación distribuida.

3.1.1 TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN.

A continuación se muestran las tecnologías que tradicionalmente se aplican para la instalación de redes de generación distribuida. Para cada tecnología se muestra el tipo de combustible, el tamaño, potencia generada y la eficiencia. Como el objetivo no es mostrar a detalle el estado del arte de cada tecnología aplicable (algunos detalles de las mismas en el capítulo uno), solo se detalla una breve descripción y características más importantes de cada una de las listadas a continuación:

- Turbinas de gas.
- Microturbinas.
- Turbinas de vapor.
- Ciclos combinados.
- Motores alternativos.
- Turbinas minihidráulicas.
- Aerogeneradores.
- Celdas fotovoltaicas.
- Colectores y calentadores solares.
- Pilas de combustible.
- Volantes de inercia.

Para cada una de estas tecnologías se evalúan los siguientes criterios [47], [97], [98]:

- Combustible: Material capaz de liberar energía cuando se oxida en forma violenta desprendiendo calor. Dicha reacción es utilizada en varias de las tecnologías de GD como para generar energía térmica o mecánica. Típicamente se utilizan

hidrocarburos en forma gaseosa o líquida. Sin embargo, también existen combustibles sólidos.

- Tamaño: Se refiere al dimensionamiento de la potencia eléctrica generada.
- Eficiencia: Es la relación entre la energía de salida y la energía de entrada (si dicha entrada depende del uso de un combustible esta se calcula en base al consumo de combustible y el poder calorífico inferior del combustible, PCI) expresadas en las mismas unidades.
- Emisiones: Mezcla de gases y partículas que resultan de la quema de combustible.
- Disponibilidad: Relación entre el tiempo de servicio total y el tiempo que se obtiene un servicio con calidad adecuada.
- Tiempo de arranque: Periodo de tiempo que conlleva llevar un equipo de generación desde el punto de apagado hasta el punto de generación u operación a carga plena.
- Superficie: Área que requiere el equipo en base a la potencia generada.
- Costo de inversión: Costo de adquisición del equipo en base a la potencia generada.
- Costo de operación y mantenimiento (O&M): Costo generado por unidad de energía producida por el equipo en base a los costos de combustible, mantenimiento y operación.
- Cogeneración: Capacidad del equipo para operar como sistema de cogeneración, es decir, producir en forma simultánea calor y potencia eléctrica.
- Despacho: Capacidad para satisfacer la demanda energética en forma inmediata.
- Funcionamiento en isla: En este modo de operación hay una cobertura completa de las cargas térmicas y eléctricas en cualquier instante sin conexión con la red eléctrica. Requiere que el sistema tenga una reserva de capacidad eléctrica y térmica, tal que en caso de que una unidad esté fuera de servicio por alguna razón, las unidades restantes sean capaces de cubrir la carga térmica y eléctrica bajo cualquier circunstancia.
- Seguridad de la demanda: Confiabilidad en el suministro energético asociado al equipo, este concepto se relaciona con la probabilidad de tener una falla durante la operación.
- Servicios complementarios: Capacidad que tiene el equipo para funcionar sin necesidad de equipos auxiliares.

- *Black start*: Capacidad que tiene una unidad generadora para arrancar sin alimentación exterior del sistema en un tiempo inferior a un máximo establecido, generando de forma estable.
- Armónicos: Vibraciones generadas por la operación del equipo.
- *Flicker*: Fluctuación en la tensión de generación de potencia eléctrica.

Turbinas de Gas.

La operación de estos equipos se basa en un ciclo Joule o Brayton, el calor residual producido las convierte en opciones para aplicaciones de cogeneración, responden con rapidez a los cambios en la demanda ya que poseen muy poca inercia. [47], [48], [100], [101].

Tabla 2. Características de Turbinas de Gas

Características		Aspectos Favorables	
Combustible	Gas Natural y Diesel	Cogeneración	*****
Tamaño (MW)	> 1 MW	Despacho	*****
Eficiencia (PCI)%	25 - 40	Funcionamiento en isla	*****
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	545 – 700 N	Seguridad demanda
	NO _x	1.8 – 5 N	Servicios complementarios
	SO ₂	0.14 – 0.18 G	<i>Black start</i>
	CO	0.5 – 4.5 G	Aspectos desfavorables
Disponibilidad %	90 - 98	Armónicos	*****
Tiempo de arranque	10 min – 1 h	<i>Flicker</i>	*****
Superficie (m ² /kW)	0.003 – 0.01	Comentarios: Su eficiencia depende del punto de operación y factores ambientales como la presión y temperatura. Produce ruido característico de las turbinas. Es una tecnología madura.	
Costo de inversión (€/kW)	350 - 950		
O&M (€/kWh)	0.003 – 0.005		
LEC (€/kWh)	0.064		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Microturbinas.

Son turbinas de combustión con potencias de 20 – 500 kW, constituidas por un compresor, una turbina, un recuperador y un generador montados en un único eje. Pueden operar en dos formas: [47]

- Con recuperador de calor, que permite transferir parte del calor de los gases de escape al aire de entrada del compresor, aumentando la eficiencia eléctrica de la microturbina a niveles de 27 – 30%.
- Sin recuperador de calor, se utilizan en aplicaciones de cogeneración, en este caso, la eficiencia eléctrica se mueve entre 15 – 18 %, pero el rendimiento total es de un 80%.

Suelen utilizarse como energía de respaldo, satisfacer picos de demanda, sistemas híbridos con celdas de combustible, en vehículos híbridos eléctricos.

Tabla 3. Características de las Microturbinas

Características		Aspectos Favorables		
Combustible	Gas Natural, Propano y Diesel	Cogeneración	****	
Tamaño (kW)	20 - 500	Despacho	*****	
Eficiencia (PCI)%	20 - 30	Funcionamiento en isla	*****	
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	590 - 800 N	Seguridad de la demanda	*****
	NO _x	0.09 – 0.64 G	Servicios complementarios	****
	SO ₂	despreciable G	<i>Black start</i>	*****
	CO	0.14 – 0.82 G	Aspectos desfavorables	
Disponibilidad %	90 - 98	Armónicos	**	
Tiempo de arranque	60 s	<i>Flicker</i>	*	
Superficie (m ² /kW)	0.025 – 0.065	Comentarios: Esta tecnología tiene poca eficiencia y aún se encuentra en desarrollo		
Costo de inversión (€/kW)	700 - 1000			
O&M (€/kWh)	0.005 – 0.1			
LEC (€/kWh)	0.086			

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Turbinas de vapor

Su mayor ventaja es la variedad de combustibles que pueden ser utilizados para su operación, lo cual facilita su integración dentro de esquemas de tecnologías renovables, aunque sea el eje en tecnologías de generación centralizada. [47]

Tabla 4. Características de las Turbinas de Vapor

Características		Aspectos Favorables	
Combustible	Gas Natural, Diesel, Biomasa, RSU	Cogeneración	****
Tamaño (MW)	> 5	Despacho	*****
Eficiencia (PCI)%	20 - 30	Funcionamiento en isla	*****
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	0 - 1000 G	Seguridad de la demanda
	NO _x	0.15 – 3 G	Servicios complementarios
	SO ₂	Menor a 0.15 G	<i>Black start</i>
	CO	1 - 4 N	Aspectos desfavorables
Disponibilidad %	90	Armónicos	*****
Tiempo de arranque		<i>Flicker</i>	*****
Superficie (m ² /kW)		Comentarios: Tecnología de generación madura.	
Costo de inversión (€/kW)	1500 - 3000		
O&M (€/kWh)	0.008 – 0.01		
LEC (€/kWh)	0.091		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala. Para esta tecnología, las emisiones fueron calculadas utilizando biomasa como combustible.

Ciclos combinados.

Se define como el acoplamiento termodinámico de dos ciclos distintos, uno que opera a alta temperatura y otro que opera a baja temperatura. El calor residual del ciclo de alta temperatura se utiliza como aportación de calor en el ciclo de baja temperatura. Los más comunes se integran un ciclo de aire con uno de vapor. Están integrados por una o varias turbinas con un ciclo de vapor de agua, el calor recuperado de las turbinas se reutiliza dentro del mismo ciclo de vapor, consiguiendo altos niveles de eficiencia [47]

Tabla 5. Características de los ciclos combinados

Características		Aspectos Favorables	
Combustible	Gas Natural, principalmente	Cogeneración	****
Tamaño (MW)	> 20	Despacho	*****
Eficiencia (PCI)%	40 - 60	Funcionamiento en isla	*****
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	320 - 400	Seguridad de la demanda
	NO _x	0.05 - 0.4	Servicios complementarios
	SO ₂	Despreciable	<i>Black start</i>
	CO	0.02 - 0.45	Aspectos desfavorables
Disponibilidad %	90 - 98	Armónicos	*****
Tiempo de arranque		<i>Flicker</i>	*****
Superficie (m ² /kW)		Comentarios: Tecnología de generación madura.	
Costo de inversión (€/kW)	350 - 700		
O&M (€/kWh)	0.002 - 0.005		
LEC (€/kWh)	0.047		

LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Motores alternativos.

Típicamente llamados “de combustión interna”. Se utilizan como apoyos en caso de caídas de tensión en la red eléctrica. Su principal ventaja es su velocidad de respuesta, la cual es casi automática. Sus desventajas son los altos niveles de ruido, alto costo de operación y mantenimiento y las altas emisiones de NO_x. Su eficiencia varía del 30 – 50%. [47], [101]

Tabla 6. Características de los Motores de Combustión Interna

Características		Aspectos Favorables	
Combustible	Diesel, Gas Natural y combustóleo	Cogeneración	****
Tamaño (MW)	0.05 - 5	Despacho	*****
Eficiencia (PCI)%	30 - 50	Funcionamiento en isla	*****
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	590 – 800 N	Seguridad de la demanda
	NO _x	4.5 – 18.6 N	Servicios complementarios
	SO ₂	0.18 – 1.36 N	<i>Black start</i>
	CO	0.18 – 4 G	Aspectos desfavorables
Disponibilidad %	90 – 95	Armónicos	****
Tiempo de arranque	10 s	<i>Flicker</i>	****
Superficie (m ² /kW)	0.003 – 0.03	Comentarios: Tecnología de generación madura. Tiene niveles de emisiones y ruido muy altos.	
Costo de inversión (€/kW)	350 – 550		
O&M (€/kWh)	0.01 – 0.015		
LEC (€/kWh)	0.1		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Turbinas minihidráulicas

Esta tecnología convierte la energía cinética del agua en energía eléctrica. La energía cinética depende del caudal y de la diferencia entre la cota superior del nivel de agua en la presa y el nivel de la turbina. Tienen un arranque rápido, lo cual las convierte en tecnologías adecuadas cuando la demanda es variante. [47]

Tabla 7. Características de las Turbinas minihidráulicas

Características		Aspectos Favorables	
Fuente primaria de energía	Agua	Cogeneración	***
Tamaño (MW)	0.1 - 10	Despacho	**
Eficiencia (PCI)%	75 - 90	Funcionamiento en isla	***
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	0 B	Seguridad de la demanda
	NO _x	0 B	Servicios complementarios
	SO ₂	0 B	<i>Black start</i>
	CO	0 B	Aspectos desfavorables
Horas equivalentes (h)	2500 - 3500	Armónicos	***
Tiempo de arranque	N/A	<i>Flicker</i>	***
Superficie (m ² /kW)	1 – 1000	Comentarios: Tecnología de generación madura. Su posibilidad de crecimiento se limita a las caídas y saltos de agua disponibles.	
Costo de inversión (€/kW)	1500 – 4000		
O&M (€/kWh)	0.08 – 0.019		
LEC (€/kWh)	0.087		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Aerogeneradores.

Tecnología que utiliza la energía eólica y la convierte en eléctrica. La potencia de dichos equipos se encuentra entre los 30 kW y los 2 MW. Su principal deficiencia es la predictibilidad del viento y las variaciones de tensión causadas por el movimiento de las aspas. [47]

Tabla 8. Características de los aerogeneradores

Características		Aspectos Favorables	
Fuente primaria de energía	Aire	Cogeneración	***
Tamaño (MW)	> 5	Despacho	***
Eficiencia (PCD)%	15 - 30	Funcionamiento en isla	***
Emisiones (kg/MWh)	CO ₂	0 B	Seguridad de la demanda
	NO _x	0 B	Servicios complementarios
	SO ₂	0 B	<i>Black start</i>
	CO	0 B	Aspectos desfavorables
Horas equivalentes (h)	2000 – 2500	Armónicos	**
Superficie de barrido(m ² /kW)	1.9 – 2.6	<i>Flicker</i>	**
Superficie (m ² /kW)	60 - 330	Comentarios: Las nuevas tecnologías de generación eólica tratan de minimizar los aspectos desfavorables. Esta tecnología ha alcanzado un nivel de madurez importante pero aun se puede desarrollar más	
Costo de inversión (€/kW)	750 - 1500		
O&M (€/kWh)	0.015– 0.02		
LEC (€/kWh)	0.058		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Celdas fotovoltaicas.

Tecnología que convierte la energía solar en electricidad. Son muy costosas, pero no requieren combustibles. No requieren mantenimiento y permiten abastecer a consumidores alejados de las redes de consumo. [47]

Tabla 9. Características de las celdas fotovoltaicas

Características		Aspectos Favorables	
Fuente primaria de energía	Radiación Solar	Cogeneración	***
Tamaño (MW)	1 – 500 kW	Despacho	***
Eficiencia (PCI)%	10 - 20	Funcionamiento en isla	***
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	0 B	Seguridad de la demanda
	NO _x	0 B	Servicios complementarios
	SO ₂	0 B	<i>Black start</i>
	CO	0 B	Aspectos desfavorables
Horas equivalentes (h)	1100 – 1500	Armónicos	**
Superficie de barrido(m ² /kW)	N/A	<i>Flicker</i>	**
Superficie (m ² /kW)	7.5 – 20	Comentarios: muchos de estos efectos mejoran con el uso de tecnologías de almacenamiento. Todavía se encuentra en desarrollo.	
Costo de inversión (€/kW)	5000 – 7000		
O&M (€/kWh)	0.374		
LEC (€/kWh)	0.058		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Solar térmica.

Es una tecnología que aun se encuentra en desarrollo, pero que tiene un crecimiento interesante [6]. Existen distintos tipos de colectores y calentadores solares en el mercado con distintas eficiencias. Los más importantes son de tipo cilindro parabólico, de torre central y de discos parabólicos. [47], [101]

Tabla 10. Características de los colectores solares

Características		Aspectos Favorables	
Fuente primaria de energía	Radiación Solar	Cogeneración	**
Tamaño (MW)	5 – 100	Despacho	****
Eficiencia %	10 - 20	Funcionamiento en isla	****
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	0 B	Seguridad de la demanda
	NO _x	0 B	Servicios complementarios
	SO ₂	0 B	<i>Black start</i>
	CO	0 B	Aspectos desfavorables
Horas equivalentes (h)	2000 – 2500	Armónicos	****
Superficie de barrido(m ² /kW)		<i>Flicker</i>	****
Superficie (m ² /kW)	7.5 – 20	Comentarios: Es una tecnología que aun se encuentra en desarrollo. Requiere de grandes extensiones de terreno para poder instalarse adecuadamente.	
Costo de inversión (€/kW)	2500 - 3800		
O&M (€/kWh)	0.02		
LEC (€/kWh)	0.132		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Pilas de combustible.

Dispositivo que convierte energía química en energía eléctrica. Se basa en una reacción de hidrogeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad. Sus ventajas son una gran eficiencia energética, del 30 – 50%, emisiones nulas, suministro ininterrumpido, seguridad en el suministro. Sin embargo, una gran desventaja son sus costos. [47], [101]

Tabla 11. Características de las pilas de combustible

Características		Aspectos Favorables	
Combustible	Hidrogeno, Propano, gas natural	Cogeneración	*****
Tamaño (MW)	20 kW – 2 MW	Despacho	*****
Eficiencia %	30 – 50	Funcionamiento en isla	****
Emisiones (Kg/MWh)	CO ₂	360 – 630 G	Seguridad de la demanda
	NO _x	< a 0.023 B	Servicios complementarios
	SO ₂	0 B	<i>Black start</i>
	CO	0.005 – 0.0055 G	Aspectos desfavorables
Disponibilidad	Superior al 95%	Armónicos	**
Tiempo de arranque	3 – 48 h	<i>Flicker</i>	***
Superficie (m ² /kW)	0.06 – 0.011	Comentarios: Es una tecnología que aun se encuentra en desarrollo. Sin embargo, es la más limpia y eficiente.	
Costo de inversión (€/kW)	1600 – 3500		
O&M (€/kWh)	0.015 - 0.02		
LEC (€/kWh)	0.142		

N: Peor que un ciclo combinado de gas; G: Igual que un ciclo combinado de gas; B: Mejor que un ciclo combinado de gas; LEC: Valor promedio calculado con los promedios de disponibilidad para el costo de instalación; O&M: Precio de combustible y eficiencia; ***** Muy buena, **** Buena, *** Regular, ** Mala, *Muy mala.

Volantes de inercia.

Tecnología emergente de poca aplicación en la actualidad. Funciona mas como equipo de regulación y apoyo, que como equipo central en el proceso de generación. Debido a sus pocas aplicaciones y baja disponibilidad en el mercado, no será considerado en este estudio. [47], [48].

3.1.2 TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

Los sistemas de almacenamiento térmico o eléctrico son utilizados para corregir el desfase entre el suministro y la demanda energética, así como aumentar el uso efectivo del sistema motriz central. Su selección depende de los tiempos de almacenamiento requerido, viabilidad económica y condiciones de operación.

En vista de los costos que conlleva el almacenamiento eléctrico en baterías, comparado con los costos que conlleva el utilizar la red eléctrica de la compañía de electricidad (Comisión Federal de Electricidad, CFE), en los proyectos de generación distribuida efectuados en México, se ha descartado el uso de las mismas y se ha preferido mantener a la red eléctrica de CFE como sistema de respaldo [6]. Por esta razón, sólo se analizarán las tecnologías de almacenamiento térmico enfocadas a agua caliente de uso sanitario (ACS).

Los sistemas de almacenamiento para ACS consisten generalmente en un tanque o contenedor con dispositivos de entrada y salida. Deben tener la capacidad para evitar fugas tanto de material como de energía, por lo cual, se aíslan térmicamente y suelen utilizarse materiales base para su fabricación con alta resistencia a la corrosión, generalmente polímeros o aceros al carbón. En ocasiones, pueden incluir sistemas de suministro de calor, como resistencias eléctricas para mantener el agua almacenada a una temperatura determinada [49], [50], [51].

La operación de los sistemas de almacenamiento térmico se muestra gráficamente en el siguiente esquema:

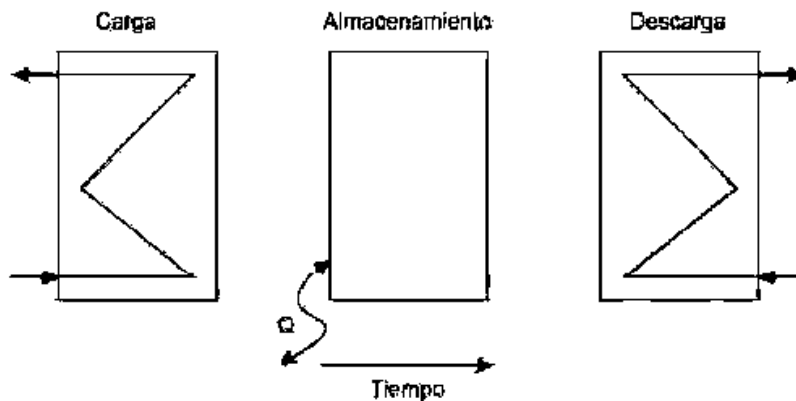


Fig. 3. Funcionamiento de un sistema de almacenamiento para agua caliente sanitaria (ACS)

3.2 DISEÑO DE UNA SUPERESTRUCTURA DE TECNOLOGÍAS PARA EL DISEÑO ÓPTIMO.

3.2.1 DEFINICIÓN DE SUPERESTRUCTURA.

La superestructura tecnológica, es la diagramación de flujo entre las tecnologías que forman parte del sistema de generación distribuida. Es decir, es una propuesta a priori, para determinar que combinación tecnológica es la adecuada para llevar a cabo el diseño del sistema de generación distribuida. Para construirla, se selecciona a partir de las tecnologías disponibles, aquellas que satisfagan la demanda mostrada por las curvas de demanda.

3.2.2 ELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.

La selección de tecnologías que formarán parte de la superestructura es sumamente importante, ya que la estructura debe ser lo suficientemente rica para incluir todas las alternativas posibles, pero al mismo tiempo, debe ser lo suficientemente consistente para eliminar alternativas no deseadas. Un procedimiento generalizado es postular una estructura viable de convertirse en el sistema óptimo.

Para llevar a cabo el diseño de dicha estructura, se parte de un equipo central para la generación de las demandas energéticas o sistema motriz primario, el cual puede ser un motor alternativo de combustión interna (MACI), microturbina (MTG), pilas de combustible (PCM) o un motor Stirling (MST) [52]. La figura 4 muestra los principales parámetros a modelar del equipo motriz primario:

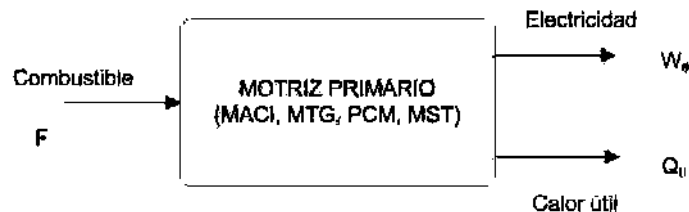


Fig. 4. Esquema de flujos de energía en un sistema motriz primario.

En el esquema mostrado, F representa el flujo de combustible, Q_u el calor útil y W_e la potencia eléctrica obtenida.

Un parámetro que se utiliza para definir dicho equipo es la relación calor - electricidad (*heat/power ratio, RQW*).

$$RQW = \frac{Q_u}{W_e} \quad (3)$$

El resultado arrojado por este parámetro muestra la relación de la salida térmica útil del sistema motriz primario a la salida eléctrica. En la siguiente tabla se muestran las relaciones RQW para los diversos equipos utilizados en generación distribuida [42].

Tabla 12. Valores de la relación calor potencia para tecnologías de generación

Tecnología	Valor RQW
Turbinas de gas	3
Microturbinas	1.5 – 3
Turbinas de vapor	9 – 3
Ciclos combinados	1 – 3
Motores alternativos	2 – 1
Turbinas minihidráulicas.	0
Aerogeneradores.	0
Celdas fotovoltaicas.	---
Colectores y calentadores solares.	0
Pilas de combustible.	2 – 1
Volantes de inercia.	----

En base a las características de la demanda energética, se pueden seleccionar cualquiera de las alternativas antes mostradas [53], [54], [55].

Un segundo criterio que puede utilizarse es el dimensionamiento de la demanda. Para ello, se buscan tecnologías que satisfagan las necesidades energéticas en la forma más aproximada posible. En la siguiente tabla se muestran las tecnologías utilizadas en sistemas CHP clasificadas acorde con su dimensionamiento [8].

Tabla 13. Clasificación de las tecnologías CHP en base a dimensionamiento.

Tecnología CHP	Eficiencia Media		Escala de aplicación			
	Eléctrica (%)	Térmica (%)	Grande Más de 100 MW	Mediana 10 – 100 MW	Pequeña 1-10 MW	Micro Menor a 1 MW
Turbina de vapor	33	52	X	X		
Turbina de gas sin post-combustión.	38	47	X	X		
Turbina de gas con post-combustión.	38	42	X	X		
Ciclo combinado	57	33	X	X		
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30			X	X
Motor reciprocante (sin aprovechar calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20			X	X
Microturbina	30	50			X	X
Celdas de combustible	37.5	35			X	X
Motor Stirling	21	40			X	X

Una vez determinado el sistema motriz primario se pueden seleccionar algunas de las tecnologías mostradas como sistema secundario o de respaldo. Para este punto, añadido a las tecnologías anteriores, se encuentran sistemas como calderas o generadores de vapor para suplir demandas térmicas que no alcancen a ser cubiertas por el sistema motriz primario. [54]

Finalmente, se seleccionan las tecnologías de almacenamiento, generalmente baterías y tanques para almacenamiento de agua caliente. [33]

Una vez determinados los flujos entre los equipos se crea un modelo de operación o caso base que permitirá realizar una valoración preliminar del desempeño de las alternativas tecnológicas propuestas. Este modelo no es más que un conjunto de ecuaciones que describen el desempeño del sistema en base a parámetros térmicos, económicos y ambientales.

3.2.3 PARÁMETROS TÉRMICOS Y TERMODINÁMICOS.

Para evaluar el comportamiento del sistema se toman en cuenta los siguientes parámetros de operación:

Rendimiento eléctrico y térmico.

El rendimiento eléctrico es la relación de la potencia eléctrica que produce el sistema motriz primario al combustible suministrado y está dado por la ecuación:

$$\eta_{CHPE} = \frac{W_e}{F} \quad (4)$$

Por otro lado, el rendimiento térmico es la relación del calor residual útil del sistema motriz primario, es decir la salida de calor respecto del combustible suministrado.

$$\eta_{CHPH} = \frac{Q_u}{F} \quad (5)$$

Rendimiento Global.

La relación de los productos útiles del sistema motriz primario, electricidad y calor, respecto al combustible suministrado para producirlos es la eficiencia global del sistema, que de forma práctica es la suma entre el rendimiento eléctrico y el rendimiento térmico:

$$\eta_{CHP} = \frac{Q_u + W_e}{F} \quad (6)$$

$$\eta_{CHP} = \eta_{CHPE} + \eta_{CHPH} \quad (7)$$

Debe notarse que F puede especificarse sobre la base del poder calorífico superior (PCS) o el poder calorífico inferior (PCI) del combustible. Por tanto, debe tenerse cuidado al comparar la eficiencia entre diversas fuentes de datos o información, ya que la diferencia puede llegar a ser hasta de un 10%.

Carga parcial (Partial Load)

Es la relación entre las condiciones de operación del equipo motriz primario y la carga máxima de diseño. [57]

$$PL = \frac{W}{W_{max}} \quad (8)$$

Relación calor – electricidad

Es la relación de la salida térmica útil del sistema motriz primario a la salida eléctrica. Este parámetro resulta de gran utilidad en la evaluación de diferentes regímenes de operación entre los sistemas motrices primarios, y proporciona una

primera aproximación para determinar la posibilidad de instalar un determinado sistema motriz primario.

$$RQW = \frac{Q_u}{W_e} \quad (9)$$

Sistema de almacenamiento térmico.

El modelado del sistema de almacenamiento térmico conlleva tres factores básicos. El primero es referente al calor que fluye asociado al agua caliente que habrá de almacenarse, el segundo es el calor perdido por convección y finalmente el calor que puede ser suministrado al tanque para mantener la temperatura estable al interior del tanque. Por otro lado, cabe recordar que el modelo depende del tiempo de almacenamiento y la demanda horaria. Esto se expresa en el siguiente modelo. [49]

$$\rho V C_p \frac{dT}{dt} = P_{in} + \rho G C_p (T - T_{in}) - Q_l \quad (10)$$

Índice de ahorro de energía primaria. (IAEP)

Los términos: índice de ahorro de energía primaria (PES, *Primary Energy Savings*), relación de ahorro de energía del combustible (FESR, *Fuel Energy Saving Ratio*) y eficiencia del ahorro de combustible son términos equivalentes utilizados para evaluar el ahorro de energía primaria.

Los ahorros reales del consumo de energía primaria mediante el uso de sistemas CHP en comparación con la producción convencional separada de los flujos de energía producida de calor, frío y potencia eléctrica son expresados con la ayuda del índice de energía primaria ahorrada. Tal comparación se basa en el suministro de electricidad de una planta convencional de potencia eléctrica, la producción de calor en una caldera de alta eficiencia y la producción de frío con sistemas convencionales de enfriamiento por compresión.

El indicador se basa en comparar el consumo de combustible en la planta multiproducto con el consumo que se requeriría para satisfacer esas mismas demandas (electricidad, calor y frío), si fueran producidas de forma convencional en instalaciones independientes, esto es, en una central de potencia de rendimiento eléctrico y en una caldera de rendimiento para cogeneración. El *IAEP* mide directamente la cantidad de combustible ahorrado, por tanto es un indicador de

rendimiento razonable. El inconveniente del *IAEP* es que es incapaz de proporcionar información útil para la asignación de costos del calor y la electricidad [58]. De tal suerte que si F_{CON} representa el combustible empleado para producir el servicio energético en forma convencional y F_{CHP} representa el mismo parámetro pero a partir de un sistema CHP, entonces:

$$AEP = F_{CON} - F_{CHP} \quad (11)$$

Donde AEP es el ahorro de energía primaria, mientras que:

$$IAEP = \frac{AEP}{F_{CON}} \quad (12)$$

3.2.4 PARÁMETROS AMBIENTALES.

El aspecto más importante respecto a los impactos ambientales será determinar si los sistemas multiproducto mejoran o degradan la calidad del aire. Este aspecto es aún más crítico en áreas urbanas, donde la calidad del aire puede ser peor que el promedio regional, y la tolerancia para emisiones adicionales puede ser pequeña. La evaluación de los efectos sobre la calidad del aire es comúnmente complicada, debido a que los efectos pueden variar de una ubicación a otra. Por ejemplo, el efecto puede ser positivo (reducción de emisiones) en la vecindad de la central de una planta de potencia que sirve la región, pero puede ser negativo (aumento de emisiones) en el sitio donde se instala el sistema.

Los niveles de emisión dependen de la tecnología motriz primaria, el año de fabricación, la antigüedad de la unidad, la potencia nominal, la carga de operación (porcentaje de la potencia nominal), el tipo y calidad del combustible utilizado, la operación del equipo instalado para disminuir los agentes contaminantes, etc. Debido a estos factores es evidente que valorar el beneficio ambiental que se puede alcanzar no es una tarea fácil [7], [9].

Los componentes de los gases de combustión que son de importancia debido a los riesgos que presentan al entorno y a la salud son los siguientes:

- Dióxido de Carbono, CO₂
- Monóxido de Carbono, CO

- Óxidos de Nitrógeno, NO_x
- Óxidos de Azufre, SO_x (el más usual del SO₂)
- Hidrocarburos inquemados (C_xH_y)
- Partículas sólidas

Las leyes y normativas especifican los máximos niveles de emisión para las instalaciones que utilicen dispositivos que experimenten un proceso de combustión. Como datos orientativos, la tabla 14 muestra niveles típicos de emisiones para varias tecnologías de cogeneración. El nivel de emisión para cada sistema en particular depende de la tecnología de cogeneración, el año de manufactura, la condición (edad) de la unidad, la potencial nominal, la carga de operación (porcentaje de la potencia nominal), el tipo y calidad del combustible utilizado, la operación del equipo de abatimiento de contaminantes, etc. Sin embargo, los datos tabulados en la tabla 14 son apropiados como primera estimación, o cuando no se dispone de mayor información. [59], [60], [61]

Tabla 14 – Emisiones Producidas por Tecnologías CHP

Tecnología	Combustible	Rendimiento Eléctrico %	Emisiones (gr de CO ₂ /kWh) ϵ
MACI	Diesel	35	738.15
	Dual	35	593.35
MACI	Gas Natural	35	577.26
Turbina de Gas	Gas Natural	25	808.16
	Diesel	25	1033.41
Turbina de Gas de bajo NO _x	Gas Natural	35	577.26
Pila PAFC	Gas Natural	40	505.1

Para realizar el cálculo de la masa de emisiones producidas en un periodo de tiempo, basta con multiplicar el factor de emisiones por el combustible utilizado (en unidades de kWh) acorde al sistema motriz primario empleado.

$$GEI = \epsilon F \quad (13)$$

Al igual que el IAEP, se puede calcular la diferencia entre ambos esquemas de operación, la forma convencional y un sistema CHP mediante el cálculo de reducción de gases de efecto invernadero (RGEI).

$$RGEI = GEI_{CON} - GEI_{CHP} \quad (14)$$

3.2.5 PARÁMETROS ECONÓMICOS.

Además de ser energéticamente eficiente, un sistema de generación distribuida debe ser a fines prácticos económicamente viable con el propósito de que la inversión económica tenga éxito. En este apartado se proporciona la información sobre las características económicas de un sistema energético, los costos de operación y mantenimiento. Se definen además los criterios del comportamiento económico de una inversión y que serán tomados en cuenta para definir adecuadamente la función objetivo del procedimiento de optimización propuesto.

Interés y tasa de interés

El término interés se usa para designar una cantidad en renta imputada por las instituciones financieras por el uso del dinero. La cantidad de capital, sobre la que se paga el interés, se llama principal. De tal manera que la definición de tasa de interés es expresada como la cantidad de interés por unidad de principal en un tiempo determinado.

Se conocen básicamente dos tasas de intereses: la tasa de interés de préstamo y la tasa de interés de mercado. En la primera, se paga un interés como resultado de fondos en préstamo, representando por tanto un costo. La segunda, se recibe como resultado de invertir fondos, ya sea mediante préstamo o mediante el uso de ellos en la compra y operación de una instalación y el interés que se recibe es ganancia o beneficio. La tasa de interés del mercado puede verse también como el retorno a la inversión deseado u esperado.

Ciclo de vida económico de la inversión.

El ciclo de vida económico de una inversión se considera igual al tiempo que se requiere para recuperar una inversión inicial y los beneficios esperados sobre esa inversión. En sistemas CHP los costos de equipos forman una parte significativa de una inversión y se considera que el ciclo de vida económico debe ser igual o menor que la vida útil de los equipos.

Inflación

En general, el costo de bienes y servicios aumenta con el tiempo y este aumento es lo que se denomina inflación. El incremento en los precios por unidad de tiempo se

llama tasa de inflación, y se expresa usualmente como una tasa porcentual representando el incremento en los precios sobre una base temporal anual.

Valor presente

Considerando el hecho de que el valor del dinero cambia con el tiempo, si un principal P se invierte en el tiempo presente considerado para $t=0$, la cantidad acumulada del principal y el interés en el tiempo futuro, después de n periodos de tiempo, será:

$$F = P \cdot \prod_{t=1}^n (1 + r_t) \quad (16)$$

Donde F es el monto esperado, P es la inversión presente, n es el número de periodos de capitalización y r_t es la tasa de interés utilizada.

En cualquier análisis económico puede utilizarse cualquier período de tiempo, pero en la práctica lo más usual es utilizar un año. El caso contrario también puede obtenerse a partir de la ecuación anterior, es decir, cuando se requiere determinar la cantidad de dinero que debe invertirse en el tiempo presente con el propósito de tener una cierta cantidad acumulada en un tiempo definido en el futuro.

En el análisis de sistemas CHP, lo común es considerar la tasa de interés (tasa de descuento del mercado) constante durante todos los períodos, simplificando la expresión a:

$$P = \frac{F}{(1+r)^n} \quad (17)$$

Valor Actual Neto (VAN)

Es el valor presente del beneficio total de una inversión que resulta de la diferencia entre el valor presente de todos los gastos y el valor presente de todas las ganancias (incluyendo ahorros) durante el ciclo de vida de la inversión o del sistema. La expresión matemática para el valor presente es:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r_t)^t} - I \quad (18)$$

La ecuación anterior considera a CF_t como el beneficio o flujo neto de efectivo (ingresos + ahorros - gastos) en el año t . El término “beneficio” se usa con un

significado general, ya que CF_t puede ser negativo, cuando el resultado neto del año t es una pérdida.

En particular, I , usualmente representa el valor presente de la inversión, considerado para $t=0$.

Con este indicador se pueden distinguir tres situaciones características:

- $VAN > 0$ La inversión es viable económicamente bajo las condiciones especificadas (n, r) , en este caso el retorno a la inversión es mayor que r .
- $VAN = 0$ La inversión es económicamente viable y tiene una retorno a la inversión igual a r .
- $VAN < 0$ La inversión no es viable económicamente, bajo las condiciones especificadas (n, r) .

La expresión puede simplificarse en el caso de un flujo de efectivo constante, quedando como:

$$VAN = CF \cdot \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} \quad (19)$$

Donde CF es el flujo anual, r la tasa de interés y n los periodos efectivos de capitalización.

Costo de inversión

El costo de inversión, o también llamado costo de capital, costo inicial o primer costo, se compone por la adición de los costos del equipo, el costo de instalación y los costos del proyecto que se relacionan con la ingeniería y gestión del sistema. El costo de compra de equipos consiste de los costos de adquisición (incluyendo impuestos) y transporte al emplazamiento definitivo. Estos costos dependen de los componentes que integren el sistema y sus especificaciones particulares.

Los equipos que presentan un costo de inversión a considerar en la evaluación de viabilidad económica son los siguientes:

- Sistema motriz primario
- Dispositivos activados térmicamente (enfriadores, bombas de calor, etc.)
- Unidades de desalación
- Sistemas de recuperación y rechazo de calor

- Combustión suplementaria
- Sistema de escape de gases y chimenea
- Sistema de suministro de combustible
- Sistema de control
- Tuberías

Para cada equipo o sistema, los costos son una función de diversas características, por ejemplo, en el elemento motriz primario los costos dependerán de la potencia eléctrica, la capacidad de poder utilizar combustibles alternativos, el voltaje del generador, el sistema de control de emisiones, los dispositivos de reducción de ruido, etc.

Respecto de los sistemas de recuperación y rechazo de calor, los costos dependen del medio requerido (vapor, agua caliente, agua fría), calidad de la energía térmica, niveles de presión y temperatura requeridos y unidad de tratamiento de agua.

En el caso del suministro de combustible se deben tener en cuenta la interconexión con el sistema de suministro de combustible, la capacidad de almacenamiento, el uso de medidores, y existe la necesidad de compresor cuando la presión de la línea tiene que incrementarse.

Es evidente que los costos de inversión dependen de múltiples factores. Pero pueden utilizarse tablas con costos generalizados como las mostradas para las tecnologías de GD en el capítulo 3 y que son útiles para análisis básicos. A este nivel de información se puede tener una incertidumbre de $\pm (20 - 25\%)$ respecto de los costos reales.

El costo de la mayoría de las instalaciones o equipos es no lineal respecto del tamaño (capacidad o potencia). El principio de economía de escala reconoce que el costo de inversión por unidad de producción decrece en la medida que el sistema se hace más grande. En muchos casos esta relación se aproxima bien mediante la ley de escala simple.

El valor para el factor de la economía de escala depende del tipo de equipo y en ocasiones del rango de potencias o capacidad. Este factor es bien conocido a través de la experiencia adquirida a nivel industrial para una variedad de partes y equipos y puede utilizarse en ocasiones para estimar los costos del sistema. Cuando no se

dispone de esta información se puede acceder a informes de casos existentes y generar una correlación que presente un comportamiento similar a la ecuación anterior.

Costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento dependen en cierta medida sobre las decisiones tomadas al comienzo del diseño del sistema (etapa conceptual). Estos costos están formados por costos fijos y costos variables. Los costos fijos son aquellos que ocurren independientemente de que el sistema opere o no y los costos variables dependen de la carga de operación y la programación del sistema.

De la misma manera que para los costos de inversión, los costos de operación y mantenimiento del sistema son específicos del sistema. Para un primer estimado puede utilizarse la información de costos publicada en diversas fuentes, aunque debe tenerse cuidado porque en ocasiones no se separan los costos fijos de los costos variables.

Combustible. Es usualmente el costo operativo más significativo, el cual puede alcanzar el 80% de los costos totales de operación. Este porcentaje se reduce cuando el combustible es un subproducto de un proceso o es producido mediante residuos. Debe tomarse en cuenta la tarifa del combustible y el contrato con el suministrador del combustible. Otros costos mucho más bajos se deben a otros consumibles, tales como aceite lubricante, agua de repuesto y químicos.

Mantenimiento. Los costos de mantenimiento dependen de los equipos que se utilicen así como de sus características propias. Por ejemplo, los motores (MACI) de gran capacidad normalmente requieren de menor mantenimiento que los motores de menor capacidad. El uso de combustibles pesados o sucios y la operación en un ambiente poco favorable incrementará los costos de mantenimiento. El frecuente arranque y paro aumentará los esfuerzos térmicos y en consecuencia los costos de mantenimiento.

Una forma de reducir los costos de mantenimiento es mediante la instalación de sistemas de monitorización del rendimiento y que cuenten con la capacidad de identificar y predecir fallos potenciales. Pero tal implementación debe valorarse cuidadosamente, ya que la infraestructura requerida puede llegar a representar un alto costo inicial.

Personal. Los costos del personal dependen del tamaño del sistema y el grado de automatización. Las pequeñas instalaciones (de hasta 10 MW) pueden operar con poca atención, prácticamente sin personal. Para tamaños medios de 10 a 30 MW se requerirá típicamente de una persona para su operación. Sistemas de mayor capacidad requerirán de más de una persona para la operación.

Seguros. Los seguros aumentan también los costos de operativos. Pueden ser contratados sólo para cubrir fallos en el equipo, o pueden extenderse a pérdidas de los ingresos, pérdidas de ahorro, o interrupción de la operación. El costo del seguro varía dependiendo del tipo de motriz primario, historial de rendimiento del equipo, y el diseño y modo de operación del sistema. Puede estar en el rango del 0,25 al 2% del costo de inversión. En algunos casos, particularmente para pequeñas unidades, el seguro puede cubrirse bajo algún programa de seguro global del propietario sin costo adicional. [62]

Índice de costos

Todos los datos de costo que se usan en un análisis económico se deben equiparar a un mismo *año de referencia*, es decir, el año base para el cálculo de los costos. Cuando se tienen diferentes datos del costo para diferentes condiciones temporales se pueden utilizar índices de costos que tienen la forma de la expresión:

$$C_{ref} = C_b \frac{I_{ref}}{I_b} \quad (20)$$

Donde C_{ref} es el costo al año de referencia, C_b es el costo en el año base de investigación, los índices I_{ref} e I_b corresponden a los valores del índice tanto para el año de referencia como para el año base respectivamente.

Los índices de costos son indicadores directos de la inflación y usan para corregir el efecto temporal del costo de equipos, materiales, mano de obra y otros insumos a la fecha que se desea estimar de costos. Existen diferentes indicadores de costos que pueden utilizarse pero el más utilizado para el diseño de sistemas térmicos es el índice de costos de equipo de Marshall y Swift (M&S), que se basa en los costos de construcción para varios procesos químicos de la industria [99].

Flujo de efectivo

La operación de un sistema CHP causa gastos, pero también produce ahorros. Estos ahorros se derivan de los costos, c_{el} , evitados de electricidad que de otra forma tendría que comprarse a la red eléctrica y el calor que sería producido por una caldera (c_h), así como agua que tendría que comprarse al sistema de agua potable (la electricidad utilizada para los sistemas de climatización también tiene que considerarse). El esquema también puede proporcionar ingresos mediante la venta del exceso de electricidad del motor primario, c_{elv} . El beneficio de operación anual del sistema puede expresarse como:

$$CF_t = (c_{el} + c_{elv} + c_h - OM) \quad (21)$$

El costo evitado de la electricidad, c_{el} , es una función de la electricidad producida por el sistema motor primario y que se consume in situ, y sobre la estructura tarifaria para el suministro de la electricidad de la red eléctrica, que puede considerar no sólo la energía consumida sino también la potencia, factor de potencia, tiempo del día, demanda punta, etc. En este costo debe tomarse en cuenta el impuesto que las empresas eléctricas incluyen usualmente.

El ingresos c_{elv} , del exceso de electricidad vendido a la red o a un agente externo es una función de la energía eléctrica y de la estructura tarifaria para la electricidad vendida a la red o del acuerdo entre los agentes involucrados.

Los costos evitados, c_h , del calor incluyen el costo del combustible para la caldera que produciría la energía térmica de forma convencional, así como otros gastos de operación y mantenimiento para la caldera y el equipo auxiliar relacionado. El costo del combustible es una función de la calidad de combustible y la estructura tarifaria del combustible.

En la ecuación 21 se pueden incluir términos adicionales si es necesario. Por ejemplo, el calor útil del motor primario puede utilizarse para activar una maquina de absorción para climatización, en tal caso la unidad de compresión (que funciona con electricidad) no opera. Entonces, los costos evitados relacionados a la unidad de compresión deben incluirse con signo positivo, mientras que los costos de operación relacionados con la unidad de absorción deben incluirse con signo negativo. En ocasiones puede requerirse la modificación apropiada de los costos de inversión

dependiendo de las suposiciones sobre el sistema de referencia y las configuraciones propuestas.

Finalmente, deben incluirse los costos de operación y mantenimiento, O&M, y es deseable separar entre los costos fijos y los costos variables. Todo depende del nivel de información disponible y de los resultados que se pretendan obtener. En caso de considerar un beneficio al final de la vida útil de los equipos, la expresión puede modificarse para incluirlo. Si se considera el efecto de la depreciación de los equipos lo más común es suponer una depreciación de “línea recta”.

Con estas definiciones y conceptos se intenta presentar un procedimiento general para valorar el comportamiento económico de una instalación CHP, pero es evidente que resulta muy difícil incorporar todas las diferentes situaciones que se encuentran en la práctica, por lo que en cada caso particular se tendrán que hacer modificaciones a las expresiones planteadas. [62], [63], [64]

CAPÍTULO 4. OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO DE SISTEMAS GD.

4.1 DEFINICIONES BÁSICAS DE UN ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN.

El problema de optimización para la síntesis, diseño y operación de un esquema CHP, puede enunciarse en forma de preguntas usualmente entrelazadas, pero de manera general, el enunciado más común es:

¿Cuál es la síntesis del sistema, las características de diseño de los componentes y la estrategia de operación que conducen al mejor resultado?

Entendiendo en este enunciado como “mejor resultado” el que se busca bajo un determinado conjunto de suposiciones y parámetros. Para sistemas energéticos se han definido diferentes niveles y procedimientos de optimización. Los siguientes apartados tienen como objetivo identificar los procedimientos que existen, las técnicas empleadas y algunos conceptos básicos relacionados con la optimización matemática de cara a proponer o aplicar una metodología al sistema de poligeneración propuesto.

La integración de sistemas CHP aplicando técnicas de optimización no es un tema del todo desconocido. Para sistemas “convencionales” de cogeneración se han desarrollado procedimientos de síntesis y diseño, así como procedimientos de operación, incluso procedimientos combinados. En estos procedimientos de optimización se pueden identificar tres niveles: optimización de la síntesis, optimización del diseño y optimización de la operación.

Optimización de la síntesis. El término síntesis implica que se tiene una serie de componentes (equipos) y lo que se busca es determinar cuál o cuáles de ellos son los más adecuados para ciertas condiciones preestablecidas buscando también su mejor interconexión, dando como resultado final un diagrama de flujo del sistema.

Optimización del diseño. En este nivel de optimización la palabra diseño se usa para denotar las características técnicas de los componentes y las propiedades de las sustancias que entran y salen de cada componente a la condición nominal o de diseño del sistema. En este nivel se buscan las características más adecuadas que satisfacen generalmente un criterio combinado técnico y económico.

Optimización de la operación. Para un sistema dado (resultado de la etapa de síntesis y diseño) bajo unas condiciones específicas, se busca el punto de operación óptimo definido por las condiciones de operación y las propiedades de las sustancias: potencias, flujos de calor, temperatura, flujos másicos, presión, composición, etc. En este nivel generalmente se busca cumplir con un criterio económico.

Aunque se pueden identificar tres niveles en el procedimiento de optimización, usualmente cada nivel se considera de forma entrelazada provocando complicaciones con la solución.

La optimización, también denominada programación matemática, puede definirse estrictamente desde un punto de vista matemático como el proceso de búsqueda de condiciones, es decir, valores de variables que dan el mínimo o máximo valor de una meta denominada función objetivo y que se expresa como una función matemática de ciertas variables.

En términos matemáticos el problema de optimización matemática para un sistema energético se enuncia por medio de una función objetivo (o varias en el caso de evaluar el efecto de diversos objetivos) que puede tener la forma de la ecuación:

$$f(x)_{min} \quad (22)$$

En el problema se plantean unas determinadas restricciones denominadas de igualdad y tienen la forma generalizada de la ecuación:

$$h(x) = 0 \quad (23)$$

También se plantean otro tipo de restricciones, llamadas restricciones de desigualdad:

$$g(x) \leq 0 \quad (24)$$

En este planteamiento se debe cumplir con la condición general de que:

$$x \in X \subseteq \mathcal{R}^n$$

De forma particular, x es definida como:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_n) \in X \subseteq \mathcal{R}^n \quad (25)$$

Y las restricciones tienen la forma alternativa de:

$$h_i(x) = 0, i = 1, 2 \dots m \quad (26)$$

$$g_i(x) = 0, i = 1, 2 \dots p \quad (27)$$

En la función objetivo y en las restricciones, x , representa el conjunto de variables independientes que determinan el valor mínimo (o máximo) de la función objetivo. El planteamiento es el mismo tanto para la minimización o maximización de la función objetivo ya que matemáticamente maximizar una función equivale a la minimización de su valor negativo. [66]

4.2 MÉTODOS DE OPTIMIZACIÓN.

En un problema de optimización pueden identificarse tres elementos principales: una función objetivo, un conjunto de incógnitas o variables y un conjunto de restricciones. Una vez identificados los tres elementos, el problema de optimización puede definirse de manera general como la búsqueda de las variables que minimizan o maximizan la función objetivo cumpliendo con el conjunto de restricciones.

De los tres elementos de un problema de optimización, el conjunto de variables es imprescindible, ya que de no existir no se podría definir la función objetivo ni las restricciones. Sin embargo, pueden existir problemas de optimización en los cuales se pueda prescindir de la función objetivo y/o de las restricciones.

Usualmente, en casi todos los problemas de optimización se tiene sólo una función objetivo, pero existen dos excepciones:

- Problemas sin función objetivo
- Problemas con múltiples funciones objetivo

En los problemas sin función objetivo, se plantea la búsqueda de un conjunto de variables que satisfagan las restricciones del modelo, no existiendo razón para definir una función objetivo.

En los problemas multi-objetivo, se busca optimizar varios objetivos a la vez, pero en este tipo de problemas generalmente las funciones no son compatibles y los valores que optimizan una función pueden ser completamente diferentes de los valores que optimizan el resto de las funciones. En la práctica, los problemas multi-objetivo se

replantean como problemas de un único objetivo, por ejemplo, agregando factores de peso o reemplazando alguno de los objetivos por restricciones.

Respecto al conjunto de restricciones, estas pueden existir o no en el problema de optimización. En ausencia de restricciones se genera, evidentemente, un problema de optimización sin restricciones y en el caso contrario, un problema de optimización restringido. El conjunto de restricciones está formado a su vez por dos subconjuntos, uno que contiene restricciones denominadas de igualdad, y otro que contiene restricciones denominadas de desigualdad.

Según el método de solución empleado, los problemas de optimización se pueden clasificar en: métodos clásicos y métodos meta-heurísticos, también conocidos como métodos de inteligencia artificial. Dentro de los métodos clásicos se encuentra la optimización lineal, lineal entera mixta, no lineal, estocástica, dinámica, etc. En el grupo de los métodos de inteligencia artificial se pueden encontrar los algoritmos genéticos, el método *simulated annealing* (simulación del recorrido), o las búsquedas heurísticas como la búsqueda tabú, la búsqueda aleatoria, etc. Una diferencia importante entre los dos métodos es que los primeros garantizan un óptimo local y los métodos de inteligencia artificial tienen mecanismos específicos para alcanzar un óptimo global aunque no garantizan su solución. Sin embargo, en últimas fechas se ha progresado significativamente en el desarrollo de los métodos clásicos para alcanzar valores óptimos globales. La tabla 15 muestra, de forma general, la clasificación de los problemas de optimización.

Tabla 15. Clasificación de los problemas de optimización.

Elemento	Alternativa	Clasificación
Número de variables	Una	Univariable
	Más de una	Multivariable
Tipo de variables	Números reales continuos	Continua
	Enteros	Entera o discreta
	Números reales continuos y enteros	Mixta entera
	Enteros en permutaciones	Combinatoria
Tipo de funciones	Funciones Lineales	Lineal
	Funciones Cuadráticas	Cuadrática
	Funciones no lineales	No lineal
Tipo de formulación	Sujeto a restricciones	Restringida
	No sujeto a restricciones	Sin restricciones
Número de objetivos	Uno	Uniobjetivo
	Más de uno	Multiobjetivo

La Tabla 16 muestra la clasificación de las técnicas de optimización según el tipo de variables. Esta clasificación se basa sobre la naturaleza de las ecuaciones que intervienen. Si la función objetivo y todas sus restricciones son funciones lineales de las variables independientes, se tiene entonces un problema de programación lineal, conocido como problema LP. Si al menos una de las funciones es no lineal, independientemente de si se trata de la función objetivo o de una de sus restricciones, entonces se tiene un problema de programación matemática no lineal NLP. Si alguna o todas de las variables independientes de un problema de optimización se restringen para tomar en cuenta solo valores enteros o discretos, el problema es denominado programación entera IP. Si a todas las variables se les permite tomar cualquier valor real, entonces el problema es denominado problema de programación de valores reales. La existencia de variables enteras en los problemas de programación lineal y no lineal conducen a obtener un problema combinado MIP o un problema MINLP.

Tabla 16. Clasificación de las técnicas de resolución para problemas de optimización.

Variables	Restricciones	Técnica de Programación	Acrónimo
Discretas (enteras)		Entera	IP
Continuas	Lineales	Lineal	LP
	No lineales	No lineal	NLP
Discretas + Continuas	Lineales	Mixta entera lineal	MIP
	No Lineales	Mixta entera no lineal	MINLP

Como ya se ha mencionado, a pesar de la aparente generalidad del enunciado matemático de la optimización, no existe un único método disponible para resolver eficazmente el problema.

Debido a ello, se han desarrollado varios métodos conocidos como de programación matemática, disponiéndose de ellos en forma de algoritmos o implementados en paquetes informáticos.

Métodos de búsqueda o basados en gradientes.

Un método de búsqueda usa valores de la función objetivo con el propósito de localizar el punto óptimo sin el uso de derivadas; mientras que por el contrario, los métodos basados en el cálculo diferencial usan la primera derivada y en ocasiones la segunda derivada, de allí que sean denominados métodos basados en el gradiente.

Los métodos de búsqueda calculan los valores de la función objetivo por medio de la combinación de valores de las variables independientes y encuentran el punto óptimo, esta búsqueda puede ser aleatoria o sistemática, siendo la segunda más eficiente. En general, los métodos basados en el gradiente convergen más rápido que los métodos de búsqueda, pero en ciertos casos se tienen problemas de convergencia. Además, si la función objetivo es continua, puede determinarse un valor aproximado del punto óptimo (para un número finito de iteraciones), determinándose una región en la cual se localiza tal punto y reduciendo el riesgo de no alcanzar el punto óptimo global.

Programación Lineal, No Lineal y Entera

Para la solución de un problema LP se dispone del método Simplex, el método simplex revisado y el método simplex dual. Para los problemas no lineales, se tienen diferentes métodos y algoritmos dependiendo de la existencia o no de restricciones. Para problemas sin restricciones se pueden citar por ejemplo: métodos de eliminación y métodos de interpolación.

Para los problemas con y sin restricciones, los métodos utilizados se pueden clasificar como métodos de búsqueda directa y métodos de búsqueda indirecta. Para los problemas NLP los métodos basados en el Gradiente Reducido Generalizado (GRG) y la Programación Cuadrática Secuencial (SQP) son los más utilizados.

Para la programación entera lineal se encuentra el método del plano cortante de Gomory y el Algoritmo de Balas. Para la programación entera no lineal, los métodos más utilizados son el de ramificación y acotamiento (Branch-and-bound) y el método de penalizaciones.

Algoritmos genéticos

Los Algoritmos Genéticos (AG), desarrollados por J. Holland, proporcionan una técnica robusta de optimización. Los AG se basan en los conceptos de la evolución biológica genética y selección natural, teniendo como elementos básicos de la genética

natural el cruce y la mutación. Las diferencias con los métodos tradicionales de optimización y las principales características de los AG son:

- Uso de una población de puntos (en lugar de un único punto) dentro del espacio de optimización, seleccionados aleatoriamente, para iniciar el procedimiento, teniendo por tanto una menor probabilidad de quedar atrapado en un óptimo local,
- Los AG usan únicamente valores de la función objetivo evitando el uso de sus derivadas,
- En los AG las variables de decisión se representan como cadenas de variables binarias que corresponden a los cromosomas de la genética natural, pudiéndose manejar cualquier tipo de variable, ya sean discretas o continuas,
- El valor de la función objetivo de cada cadena en una población juega el papel de función de “salud” en la genética natural,
- Se genera una nueva población (reproducción) aplicando un cruce aleatorio y mutación sobre la población anterior. El valor de la función objetivo se usa de tal forma que las cadenas débiles se eliminan, mientras que las cadenas fuertes generan nuevos elementos en la nueva población, repitiéndose el procedimiento hasta que no existe una mejora.

Estas características hacen a los AG apropiados para problemas con una mezcla de variables discretas, continua, discontinuas y espacios no convexos. Teniendo, en la mayoría de los casos, una alta probabilidad de encontrar un óptimo global. Por el contrario, el costo computacional y tiempo de desarrollo del algoritmo puede ser muy elevado y por tanto restringido al uso de clusters informáticos.

Simulated Annealing (SA)

Es un método de optimización inspirado en el proceso de templado de metales, que consiste de tres fases: una fase de calentamiento a una temperatura determinada; seguida de una segunda fase a temperatura alta lo cual permite a las moléculas acomodarse en estados de mínima energía; y finalmente una fase de enfriamiento

controlado para aumentar el tamaño de sus cristales y reducir sus defectos. El núcleo del SA lo constituye lo que se conoce como el algoritmo de Metrópolis.

El algoritmo SA es un método iterativo que inicia con un cierto estado s . Mediante un proceso particular genera un estado vecino s' al estado actual. Si la energía, o evaluación, del estado s' es menor que la del estado s , se cambia el estado s por s' . Si la evaluación de s' es mayor que la de s entonces se puede empeorar eligiendo s' en lugar de s con una cierta probabilidad que depende de las diferencias de las evaluaciones de:

$$\Delta f = f(s) - f(s') \quad (28)$$

y de la temperatura actual del sistema T . La posibilidad de elegir un estado peor al actual es lo que le permite al SA salir de puntos óptimos locales para poder llegar a los óptimos globales. La probabilidad de aceptar elegir un peor estado normalmente se calcula por la probabilidad de:

$$P(\Delta f, T) = e^{\frac{\Delta f}{kT}} \quad (29)$$

Donde k es un factor de escala denominada constante de Boltzmann, y T es un parámetro denominado temperatura, el valor de k influye sobre las características de convergencia del método. Por otro lado, aunque el método requiere de un gran número de evaluaciones de la función para encontrar la solución óptima, es altamente probable encontrar la solución óptima global aún para funciones complicadas con un gran número de óptimos locales. Un ejemplo de aplicación en diseño de esquemas de poligeneración (llamado tetrageneración en este caso).

Otros Métodos

Otros métodos de optimización incluyen la programación dinámica y cálculo de variaciones, la programación geométrica y cuadrática, la programación determinista y estocástica y la programación separable. Además de estos métodos, existen otras técnicas de optimización basadas en redes neuronales, así como métodos para la optimización de sistemas “fuzzy”, Búsqueda Tabú, etc. pero no se incluyen debido a que poco se ha utilizado en sistemas energéticos.

En la tabla 17 se muestran algunos métodos de optimización que han sido utilizados para resolver la problemática de implementación de sistemas CHP:

Tabla 17. Antecedentes en el uso de métodos de optimización en el diseño de sistemas de generación distribuida

Autores	País y año	Tecnologías utilizadas	Método de Optimización empleado	Objetivos
Marechal F., Weber C. [67]	Suiza 2007	CHP – Poligeneración	Multiobjetivo – Programación no lineal	Minimizar emisiones de CO2 y costos de operación.
Curti V., Spakovsky M. [68]	Suiza 2000	CHP – Cogeneración y bombas de calor	Uniobjetivo – Programación lineal	Minimizar emisiones de CO2.
Sakawa M., Kato K. [69]	Japón 2002	CHP - Aerogeneradores	Multiobjetivo - Algoritmos evolutivos, programación no lineal	Minimizar emisiones de CO2. Maximizar carga eléctrica generada.
Benonysson A., Bohm B. [70]	Dinamarca 1995	CHP - Cogeneración	Uniobjetivo – Programación lineal	Minimizar costos de operación.
Lindenberger D., Bruckner T. [71]	Alemania 2000	Solares, bombas de calor, CHP – cogeneración.	Uniobjetivo – Programación lineal	Minimizar emisiones de CO2.
Barelli L., Bidini G. [72]	Italia 2006	CHP - Cogeneración	Uniobjetivo – Programación lineal	Maximizar carga térmica
Martins B., Ferreira A. Nunes M. [73]	Portugal 2011	Microturbinas - Caldera	Uniobjetivo – Programación lineal	Maximizar carga eléctrica
Celli G., Ghiani E. [74]	Italia 2005	Solar, Eolica	Multiobjetivo – Algoritmos genéticos	Minimizar costos operativos y pérdidas de carga térmica.
Sau Man L. Chi Wai H [13]	China 2009	CHP – Trigeneración	Multiobjetivo – modelo ARIMA	Maximizar carga eléctrica y térmica.
Rubio M. C., Uche J. [29]	España 2008	Poligeneración	Uniobjetivo	Maximizar VAN

4.3 DETERMINACIÓN DE FUNCIONES OBJETIVO Y RESTRICCIONES.

La decisión respecto a cuál es el criterio a ser optimizado es de vital importancia y dependerá de cada aplicación en particular. En el caso de sistemas energéticos se han utilizado como función objetivo parámetros puramente técnicos y parámetros económicos. Dentro de los parámetros técnicos se han aplicado la maximización del rendimiento térmico, minimización del consumo de combustible, minimización de la destrucción de exergía, maximización de la potencia y minimización de emisiones contaminantes. Entre los parámetros económicos se ha aplicado la maximización de la tasa interna de retorno, minimización del período de retorno y maximización del valor actual neto [9], [29]

Por otro lado, en ocasiones un solo objetivo puede resultar en un sistema que no satisface otros requerimientos, por lo que se han desarrollado métodos denominados de optimización multi-objetivo que intentan utilizar dos o más objetivos de forma simultánea. En este método, el punto óptimo alcanzado no satisface cada objetivo de forma separada pero corresponde al compromiso de los diferentes objetivos. El problema multi-objetivo se puede abordar siempre y cuando los diferentes objetivos se combinen en una sola función, por ejemplo, por medio de factores de peso. Sin embargo, se puede evitar el uso del problema multiobjetivo, definiendo una sola función objetivo y las restantes incorporándolas al modelo de optimización como restricciones de igualdad o desigualdad.

Cada componente y el sistema como un todo se define por un conjunto de magnitudes, algunas de ellas asignadas por condiciones externas, por ejemplo la presión y temperatura ambiente, el precio del combustible, etc., a estas magnitudes se les conoce como parámetros. El resto de magnitudes se denominan variables, cuyo valor puede cambiar durante el proceso de optimización. Las variables cuyos valores no dependen sobre otras variables o parámetros es lo que se denomina variables independientes. El resto de variables puede determinarse por la solución del sistema de restricciones de igualdad y se denominan variables dependientes. Así entonces, la tarea de un procedimiento de optimización es determinar los valores de las variables independientes.

Particularmente, en los sistemas térmicos, entre las variables independientes se encuentra la potencia o capacidad de los equipos principales, presión y temperatura de los flujos que interconectan los equipos y subsistemas, el rendimiento nominal, etc. Otras variables (generalmente binarias) indican la existencia o no de ciertos componentes del sistema, el número de unidades similares, el funcionamiento o no de un determinado subsistema, etc.

Las funciones de igualdad o desigualdad son expresiones que involucran las características de diseño y los parámetros de operación y variables de los componentes, así como del sistema visto como un todo. Este conjunto de restricciones se obtiene por medio de un análisis del sistema y constituye su modelo matemático. Los modelos pueden ser desarrollados a nivel de cada componente y posteriormente pueden ser integrados para formar el modelo global del sistema. Generalmente el modelo obtenido

(balances de masa, balances de energía, relaciones termodinámicas, etc.) forman lo que se denomina restricciones de igualdad. Las restricciones de desigualdad usualmente representan límites técnicos, y límites impuestos por la legislación y otras normativas. [75]

4.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE UN MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN.

A pesar de la aparente generalidad del enunciado matemático de la optimización, no existe un único método disponible para resolver eficazmente el problema. Para la solución del modelo de optimización, pueden utilizarse técnicas de programación matemática, métodos de inteligencia artificial o métodos de optimización multi-objetivo. La elección de uno u otro depende de varios factores, entre ellos el conocimiento teórico que se tenga sobre los conceptos de optimización, las herramientas disponibles para elaborar y resolver los modelos, el enfoque del problema, etc.

Por otro lado, sería muy atrevido decir que un método puede ser mejor que otro sin que previamente se haya hecho una valoración cuantitativa de cada uno, aunque si puede afirmarse que se pueden obtener resultados similares para un determinado tipo de problema [9]. El sistema CHP que se propone busca satisfacer tres criterios: ahorro de energía, reducción de impacto ambiental y rentabilidad. Si cada uno de estos criterios se estableciera como función objetivo se tendría que recurrir obligadamente a la optimización multi-objetivo buscando maximizar el ahorro de energía, minimizar el impacto ambiental y maximizar la rentabilidad. Sin embargo, en este trabajo se propone la optimización uniobjetivo con un indicador económico como función a evaluar, e incluir por medio de restricciones los criterios de ahorro de energía y de reducción de impacto ambiental.

Queda ahora la cuestión de decidir si se utiliza un método de programación matemática o uno de inteligencia artificial. En este sentido, la elección dependerá básicamente del dominio que se tenga sobre una u otra técnica. Por tanto, y desde esta perspectiva, resulta evidente que el método a utilizar sea el de programación matemática, máxime cuando la segunda ha sido apenas utilizada para estudiar sistemas energéticos complejos.

4.5 FORMULACIÓN Y ESTRUCTURACIÓN DEL ALGORITMO DE OPTIMIZACIÓN.

En la construcción y desarrollo de un modelo de optimización se pueden distinguir varias etapas:

- Identificación del problema. Esta etapa consiste de la recolección y análisis de la información relevante del problema y su traducción a expresiones matemáticas.
- Especificación matemática y formulación. Esta etapa es propiamente la escritura matemática del problema de optimización, definiendo sus variables, sus ecuaciones, su función objetivo y otros parámetros. En ella se analiza el tamaño del problema, la estructura de la matriz de restricciones, su tipo (LP, MIP, NLP, etc.). Es una etapa “creativa” donde se debe prestar especial atención a la precisión en la formulación y a la escritura de las ecuaciones que describen el problema.
- Resolución. Se trata de implantar un algoritmo de obtención de la solución numérica óptima. El algoritmo puede ser de propósito general o específico. Pueden existir diferentes métodos de solución de un problema o diferentes implantaciones de un mismo método. El tiempo de resolución también depende drásticamente de la etapa de especificación matemática y formulación.
- Verificación, validación y refinamiento. En esta etapa se eliminan errores de codificación para conseguir que el modelo haga lo que se desea. Se comprueba la validez de las simplificaciones realizadas a través de los resultados obtenidos y se contrastan con datos de situaciones reales.
- Interpretación y análisis de resultados. En esta etapa se revisan las soluciones y permite conocer en detalle el comportamiento del modelo al hacer un análisis de sensibilidad en los parámetros de entrada. Se pueden estudiar diversos escenarios y comprobar bajo diversas circunstancias que el resultado óptimo es un óptimo global.

4.6 SOFTWARE DE OPTIMIZACIÓN.

Existe en el mercado variedad de software que permite realizar funciones de optimización. En esta sección se analizará solo dos de ellos GAMS y MATLAB ® ® este último con la función *fmincon*.

GAMS ®

El nombre GAMS ® deriva de las iniciales de General Algebraic Modelling System, que como su propio nombre indica es un lenguaje de modelización, más que un programa para resolver problemas de optimización. La ventaja que presenta este programa GAMS ®, es que junto al módulo de modelización (base) incorpora diferentes solver (algoritmos de resolución de problemas) tanto de programación no lineal, como lineal y entera.

El lenguaje GAMS ® posee diferentes versiones (estudiante, profesional, workstation, mainframe, etc.) que se diferencian básicamente en las posibilidades de resolución de problemas de diferente tamaño, así por ejemplo, en la versión básica de estudiante existen una serie de limitaciones en cuanto al tamaño del problema que admite un máximo de 1000 elementos distintos de cero en los problemas lineales y no lineales, y de 20 variables enteras. Estas limitaciones no son importantes para los ejercicios prácticos que se desarrollan en los cursos universitarios.

Una de las grandes ventajas de GAMS ® es la facilidad de migrar a versiones superiores ya que el formato general es idéntico tanto en un PC como en un supercomputador en paralelo, otra de las ventajas es también la capacidad de resolver diferentes versiones de un mismo modelo, tanto como problema no lineal, lineal y entero, y el poder usar diferentes solver. Además, dentro de cada uno de estos solver, se pueden elegir diferentes opciones. Por ejemplo, para resolver los problemas lineales con la librería OSL, podemos elegir los siguientes algoritmos:

- ✓ Primal Simplex
- ✓ Dual Simplex
- ✓ Network
- ✓ Interior Point

Todo ello solamente con definir una línea dentro del fichero de datos, con lo cual no será necesario tener un conocimiento exhaustivo de cada uno de los diferentes solvers.

Quizá uno de los inconvenientes de GAMS ® de cara a su aplicación práctica con los estudiantes es lo poco “amigable” que resulta su uso las primeras veces, pero se cree que este inconveniente se ve superado, con creces, por la potencia y flexibilidad de

este programa. Para poder resolver un problema con GAMS®, es necesario generar un fichero de datos que debe contener todas las instrucciones básicas y planteamiento del modelo que se desea resolver. Una vez generado el fichero, se ejecuta GAMS® y el resultado se genera de forma automática en un fichero distinto (fichero LST). También, se puede introducir condicionales IF ELSE, realizar bucles para resolver diferentes problemas de forma simultánea, etcétera. [76]

MATLAB®

MATLAB® es un entorno de computación y desarrollo de aplicaciones totalmente integrado orientado para llevar a cabo proyectos en donde se encuentren implicados elevados cálculos matemáticos y la visualización gráfica de los mismos. MATLAB® integra análisis numérico, cálculo matricial, proceso de señal y visualización gráfica en un entorno completo donde los problemas y sus soluciones son expresados del mismo modo en que se escribirían tradicionalmente, sin necesidad de hacer uso de la programación tradicional.

MATLAB® dispone también en la actualidad de un amplio abanico de programas de apoyo especializados, denominados Toolboxes, que extienden significativamente el número de funciones incorporadas en el programa principal. Estos Toolboxes cubren en la actualidad prácticamente casi todas las áreas principales en el mundo de la ingeniería y la simulación, destacando entre ellos el 'toolbox' de proceso de imágenes, señal, control robusto, estadística, análisis financiero, matemáticas simbólicas, redes neurales, lógica difusa, identificación de sistemas, simulación de sistemas dinámicos, etcétera, es un entorno de cálculo técnico, que se ha convertido en estándar de la industria, con capacidades no superadas en computación y visualización numérica.

La función de optimización que mejor se adapta a las características del problema a resolver con el programa desarrollado en MATLAB® en el presente proyecto es, la función de minimización del Toolbox de Optimización *fmincon*. El propósito de esta función es encontrar el mínimo del valor escalar que devuelve una función de varias variables no lineal y sujeta a una serie de restricciones. Normalmente se conoce este tipo de problemas como optimización no lineal con restricciones o programación no lineal. La función escalar de varias variables se

llamará *función objetivo*. El usuario debe implementar esta función objetivo para que se realicen los cálculos oportunos para obtener el valor escalar que devuelve la función. Se puede describir de forma breve el propósito de la función de minimización como sigue:

Calcular el mínimo de $f(x)$ sujeta a las restricciones

$$c(x) \leq 0$$

$$ceq(x)=0$$

$$A \cdot x = b$$

$$Aeq \cdot x = beq$$

$$lb \leq x \leq ub$$

donde A , Aeq , son matrices, x , b , beq , lb y lu son vectores y $c(x)$ y $ceq(x)$ son funciones que devuelven vectores y la función $f(x)$ es una función multivariable que devuelve un escalar. Las funciones $f(x)$, $c(x)$ y $ceq(x)$ pueden ser funciones no lineales.

fmincon utiliza un Hessiano, para encontrar las derivadas segundas de la función de Lagrange:

$$\nabla_{xx}^2 L(x, \lambda) = \nabla^2 f(x) + \sum \lambda_i \nabla^2 c_i(x) + \sum \lambda_i \nabla^2 ceq_i(x) \quad (31)$$

Hay tres algoritmos utilizados por *fmincon*, y cada uno maneja de manera diferente el Hessiano:

El algoritmo de *active set* no acepta un Hessiano suministrado por el usuario. Se calcula una aproximación cuasi-Newton de la hessiana de la función de Lagrange. La *trust-region-reflective* puede aceptar un Hessiano suministrado por el usuario como el producto final de la función objetivo. Dado que este algoritmo tiene límites o restricciones sólo lineales, el Hessiano de la función de Lagrange es la misma que la hessiana de la función objetivo. Si no se proporciona un Hessiano, el algoritmo calcula una aproximación en diferencias finitas.

El algoritmo de punto interior (*interior point*) puede aceptar un Hessiano suministrado por el usuario como una función definida por separado-que no se ha calculado en la función objetivo. La sintaxis es `hessianfcn = (x, lambda)`

Para un correcto uso de la función de minimización *fmincon* en cualquier programa que se desarrolle en MATLAB ®, es importante conocer que parámetros recibe y devuelve ésta, así como el significado de cada uno de estos parámetros con los que la función trabaja. Existen distintas sintaxis para invocar a la función *fmincon*, desde la forma más fácil en la que la rutina sólo devuelve un parámetro de salida, hasta la forma más compleja en la que la función proporciona al usuario distintos parámetros de salida que pueden resultarle de gran utilidad en la resolución de su problema e incluso le pueden ser útiles para comprobar que el funcionamiento de la función ha sido el deseado. [77], [78].

PARTE II CASO DE ESTUDIO

CAPÍTULO 5. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICA PARA UN CONJUNTO DE VIVIENDAS DEL ESTADO DE MICHOACÁN.

En México, el consumo energético del sector residencial representa el 22% del total del consumo nacional [79]. Sin embargo, los estudios para determinar perfiles y curvas de consumo del usuario doméstico son poco específicos para el estado de Michoacán. La dificultad de realizar estos estudios radica en estandarizar los hábitos de consumo del usuario del sector residencial. Estos hábitos dependen de factores como el clima, situación económica, condición social, cantidad y edades de habitantes por vivienda, características de la vivienda, equipamiento eléctrico o de calefacción. Asimismo, el consumo puede variar dependiendo de la fecha, no se consume la misma cantidad de energía durante un día laborable que un fin de semana o de asueto [21]. La importancia de la obtención de los datos y hábitos de consumo de los usuarios impactan en la planeación de programas de ahorro de energía o la implementación y diseño de sistemas de energía alterna para satisfacer la demanda de este tipo de usuarios.

5.1 CARACTERÍSTICAS TÍPICAS DE LAS VIVIENDAS DEL ESTADO DE MICHOACÁN.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la Secretaría de Energía (SENER) son los principales órganos encargados de establecer la política energética en México [4]. Al mismo tiempo son las principales fuentes de información respecto al consumo energético de los distintos usuarios del sector energético mexicano. Un documento clave referente a las características del usuario del sector residencial o domestico es el *Estudio sobre tarifas energéticas y costos de suministro* emitido por la SENER [80], donde se muestran perfiles de consumo de algunos estados de la república mexicana. Sin embargo, no hay un estudio específico del estado de Michoacán. La falta de dichos datos motivó una parte básica para el desarrollo de este trabajo.

Estudios similares efectuados en otras partes del mundo se han llevado a cabo utilizando equipo de medición de consumo [21] [16] [17] [18] [19] [43] [44], análisis de los costos de consumo a partir de los recibos tarifarios [14] [15] [20] [46] y

cuestionarios directos al consumidor [19] [46] [14]. La orientación de dichos estudios va hacia la implementación de energías alternas [18], factores sociales, características de las viviendas y equipo eléctrico presente en las mismas [19] [20] [81] [82] y ahorro energético [21] [16] [44] [14] [20].

La vivienda típica del estado de Michoacán tiene las siguientes características medias: La planta de construcción por vivienda es 1.613, con una superficie construida de 105.43 m² y 4.8 habitantes por vivienda. Estos datos son consistentes con lo publicado por el INEGI [83]

5.2 ESTUDIO ESTADÍSTICO PARA DETERMINACIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CONSUMO ENERGÉTICO.

Las limitantes tecnológicas para disponer de un equipo de medición adecuado llevaron a la formulación de un estudio a través de un cuestionario directo al consumidor combinado con el análisis de los costos de consumo basados en los recibos tarifarios emitidos por la CFE. El formato de recolección se puede encontrar en el Apéndice A.

El primer paso fue determinar el tamaño de la muestra. Para ello se utilizó el siguiente modelo [45]:

$$n = \frac{NZ_a^2pq}{d^2(N-1)+Z_a^2pq} \quad (3)$$

Donde:

N = Total de población.

Z_a = Desviación estándar asociada al nivel de seguridad del muestreo.

p = Proporción esperada.

q = 1 – p.

d = Precisión esperada.

En base a los parámetros obtenidos a partir de información del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), con un total de 913 930 viviendas en el estado [83], se determinó que la muestra debía comprender un total de 159 viviendas de todo el estado de Michoacán, México. Para la encuesta se utilizó un cuestionario que

solicitaba información relativa a las características de las viviendas, número de habitantes, equipos eléctricos y horarios de operación de los mismos e información tarifaria del último año.

Una vez que se obtuvieron los datos y se capturaron, se tomaron valores medios para caracterizar los perfiles de usuario en forma bimestral, debido a que el cobro de consumo se realiza en ese periodo de tiempo. Después, en base a los resultados de los cuestionarios se formularon perfiles de consumo mensual y diario. Cabe resaltar que todos los resultados son medias de los valores obtenidos a partir de los cuestionarios. Para la obtención de la media se siguió el modelo de la media aritmética:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (32)$$

Donde

\bar{x} = Media aritmética.

n = Total de elementos en la muestra.

x_i = Parámetro asociado al elemento i de la muestra.

A partir de los datos medios del muestreo, se construyeron las gráficas de consumo eléctrico.

5.3 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

En la figura 5 se muestra el consumo bimestral, la correspondencia de bimestres se muestra en la tabla 18:

Tabla 18: Identificadores bimestrales

Bimestre	Meses
1	Enero – Febrero
2	Marzo – Abril
3	Mayo – Junio
4	Julio – Agosto
5	Septiembre – Octubre
6	Noviembre – Diciembre

El consumo bimestral muestra el comportamiento mostrado en la figura 5:



Fig 5. Consumo bimestral promedio

La media de consumo bimestral es de 211.843 kWh. Un comportamiento similar se puede observar en los casos del consumo por metro cuadrado (ver figura 6):

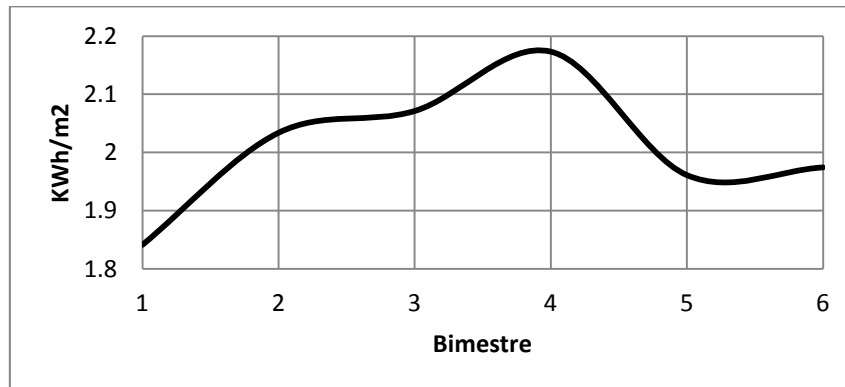


Fig. 6 Consumo eléctrico por metro cuadrado

El cual tiene una media de 2.009 kWh/m². El caso es similar para el consumo percapita, el cual se muestra en la figura 7:



Fig. 7. Consumo per cápita

Para este caso la media es de 44.072 kWh/persona en forma bimestral. Ahora bien, respecto al consumo diario en un día laboral, se puede observar la tendencia mostrada en la figura 8:

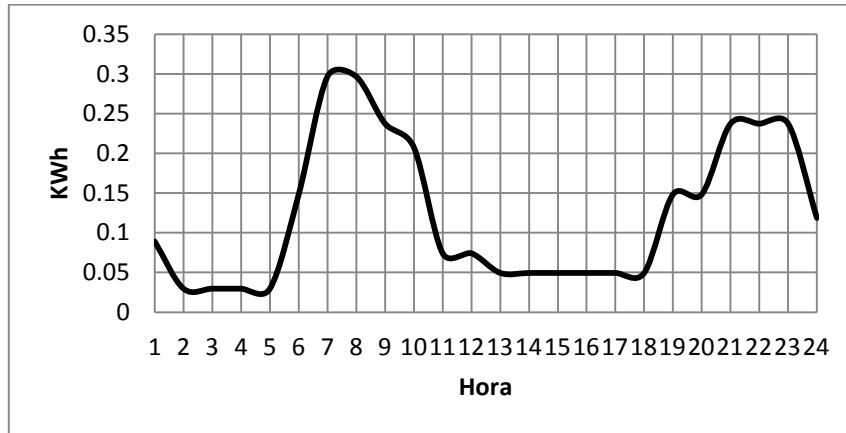


Fig 8. Consumo diario medio

Mientras que para un día de asueto o fin de semana la tendencia es la mostrada en la figura 9:

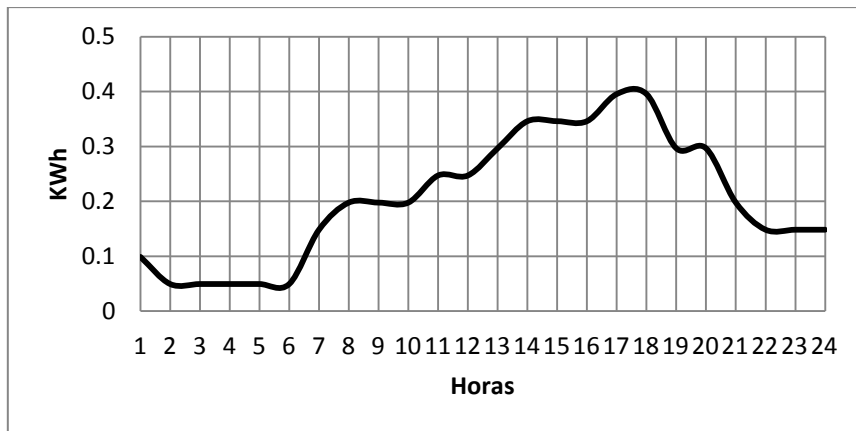


Fig. 9. Consumo fines de semana medio

Al realizar un análisis de las figuras 5 a 9 se puede notar que en los consumos bimestrales se incrementa el consumo eléctrico en forma significativa durante los meses de Mayo – Agosto, este aumento puede ser atribuible a que durante esos meses se incrementa la carga de refrigeración debido al aumento de temperatura ambiental y a que con el periodo vacacional de verano las personas permanecen mayor tiempo en sus hogares con la consecuente operación de una mayor cantidad de equipos eléctricos [80], [5] y [31].

Una tendencia similar se puede observar en el comportamiento diario, donde la carga de consumo se incrementa en las primeras horas de la mañana y durante la noche. Esto se debe a que durante las primeras horas de la mañana la gente opera equipos eléctricos como licuadoras o planchas, los cuales incrementan el consumo. Durante la noche la tendencia es a utilizar equipo de audio o video. Sin embargo, durante los días de asueto o fines de semana la carga se incrementa debido a que, al igual que el periodo de verano, las personas permanecen mayor tiempo en sus hogares haciendo mayor uso de la energía eléctrica.

Se puede notar un incremento de consumo en los meses de aplicación del horario de verano. Sin embargo, el estudio realizado por el Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) [84] muestra que el consumo eléctrico en el sector residencial mantiene la misma tendencia en el comportamiento diario, la variación es de apenas un 1% de disminución en la curva de demanda diaria ya que en el sector residencial solo se ve afectado el rublo de iluminación, el cual, para efectos del consumo doméstico, es mínimo comparado con el resto de equipos que operan en esos mismos horarios. El estudio antes mencionado muestra la variación en ese rublo entre las 18 y 21 horas.

Cabe mencionar que los estudios de consumo diario se hicieron siguiendo guías como [85] acerca de la energía en espera y el consumo eléctrico de equipos de uso doméstico. Lo que se pudo notar en todos los casos, es que el incremento del consumo no es dependiente de la potencia de los equipos, sino de la cantidad y horarios de operación de los mismos.

5.4 DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA TÉRMICA.

Para la demanda térmica se deben considerar dos factores importantes. El primero relativo al consumo de agua caliente. Se considera que el consumo per cápita de agua para uso sanitario es de 126 litros de los cuales el 35 % es agua caliente [34], [35].

El segundo aspecto tiene que ver con la temperatura ambiente durante el año. Por motivos sanitarios, para prevenir la proliferación de la bacteria *Legionella pneumophila* los depósitos de agua caliente deben mantenerse alrededor de los 70 °C. [86]. Por Norma Oficial, todos los calentadores de agua operan en ese rango de

temperatura [40]. Por lo tanto, la carga térmica del sistema debe considerar el suministro de calor necesario para llevar el flujo de agua desde la temperatura ambiente hasta 70°C. A partir de la ecuación (1) se puede calcular, conociendo los hábitos del usuario, el consumo térmico para ACS para una casa tipo. Los parámetros de temperatura utilizados fueron los típicos de la ciudad de Morelia y se muestran en la tabla 19. [83]

Tabla 19. Temperaturas tipo para Morelia Michoacán

Bimestre	Temperatura °C
1	23
2	27
3	27.5
4	24
5	24
6	22.5

El perfil calculado a partir de los datos mostrados para una vivienda tipo queda de la forma que se muestra en la figura 10:

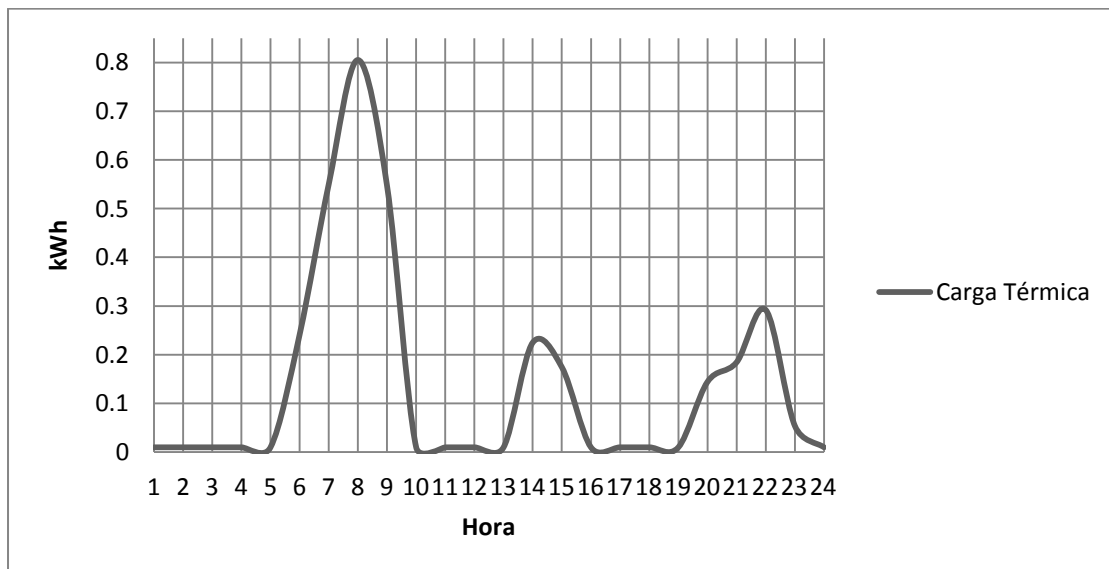


Fig. 10. Perfil de consumo térmico

A partir de los perfiles mostrados anteriormente, se puede extrapolar y obtener el perfil para toda una comunidad o conjunto habitacional.

5.5 DETERMINACIÓN DE DEMANDA ENERGÉTICA TOTAL.

La demanda energética es la suma de la demanda térmica y la demanda eléctrica. En base a los perfiles creados anteriormente se puede construir también un perfil de demanda energética generalizado:

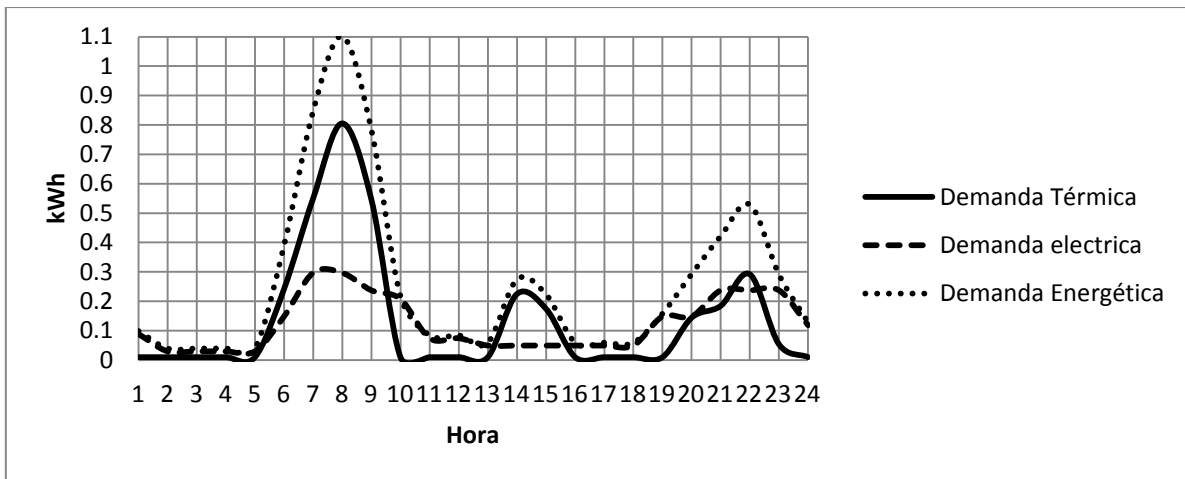


Fig. 11. Perfil de consumo energético

5.6 CURVAS DE DEMANDA PARA EL CASO DE ESTUDIO: VILLA MAGNA.

El caso de estudio se ha seleccionado el fraccionamiento Villa Magna ubicado al poniente de la ciudad de Morelia, Michoacán, México. El conjunto habitacional está conformado por 1444 viviendas de interés social, construcción homogénea. En la figura 12 se muestra una vista satelital del conjunto habitacional, así como los datos de localización geográfica



Fig. 12. Vista Satelital Fraccionamiento Villa Magna, Morelia Michoacán.

Como criterios para seleccionar este fraccionamiento, se tomó en cuenta la homogeneidad de las construcciones, la distribución de las viviendas y la ubicación geográfica del fraccionamiento. A partir de los perfiles obtenidos anteriormente, se extrapola para 1444 viviendas y se obtiene el siguiente perfil energético:

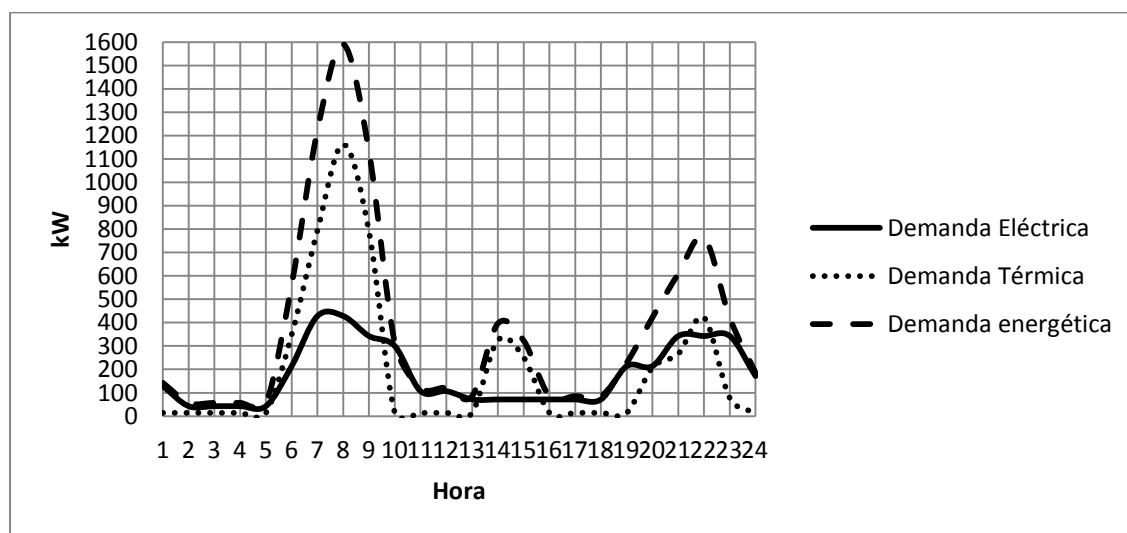


Fig. 13 Consumo energético Villa Magna

La obtención de este perfil es la base para el diseño del sistema CHP que habrá de cubrir las demandas mostradas en el gráfico y que se muestran en la tabla 20:

Tabla 20. Requerimientos energéticos Fraccionamiento Villa Magna

Hora	Demanda Eléctrica (kW)	Demanda Térmica (kW)	Demanda Energética (kW)
1	128.47	14.18	142.66
2	42.82	14.18	57.01
3	42.82	14.18	57.01
4	42.82	14.18	57.01
5	42.82	14.18	57.01
6	214.13	348.77	562.90
7	428.26	794.42	1222.69
8	428.26	1162.58	1590.84
9	342.60	789.58	1132.19
10	299.78	14.18	313.96
11	107.06	14.18	121.25
12	107.06	14.18	121.25
13	71.37	14.18	85.56
14	71.37	324.55	395.93
15	71.37	251.89	323.26
16	71.37	14.18	85.56
17	71.37	14.18	85.56
18	71.37	14.18	85.56
19	214.13	14.18	228.31
20	214.13	208.29	422.42
21	342.60	266.42	609.03
22	342.60	421.43	764.04
23	342.60	77.50	420.11
24	171.30	14.18	185.49

CAPÍTULO 6. SUPERESTRUCTURA GD PARA EL CASO DE ESTUDIO

6.1 DETERMINACIÓN DE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES PARA EL ESTADO DE MICHOACÁN.

En base a los datos de la CONUEE (Comisión Nacional para el uso Eficiente de la Energía) en México las tecnologías disponibles para diseño de sistemas CHP son las mostradas en la tabla 21, entre las ventajas que se cuenta al implementar este tipo de sistemas es el apoyo financiero del gobierno para su adquisición [8]. Sin embargo, al observar los requerimientos del sistema (Tabla 21) se observa de que muchas de ellas resultarían sobredimensionadas (Turbinas de gas o vapor, Ciclos combinados). Otras son muy costosas (microturbinas). Por lo cual la mejor alternativa resulta en el motor alternativo. Esto resulta a simple vista, sin embargo, en el siguiente apartado se muestran las razones de elección de esta tecnología por encima de las demás.

Tabla 21. Tecnologías CHP disponibles con adquisición financiada

Tecnología	Eficiencia Eléctrica %	Eficiencia Térmica %
Turbina de Vapor	33	52
Turbina de Gas sin post combustión	33	47
Turbina de gas con post-combustión.	38	42
Ciclo combinado	57	33
Motor reciprocante (aprovechando calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	30
Motor reciprocante (sin aprovechar calor de gases de combustión y calor del sistema de enfriamiento)	40	20
Microturbina	30	50

6.2 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA.

Los parámetros de operación del sistema se encuentran delimitados por la demanda energética del conjunto habitacional. Un primer paso para delimitar los parámetros operativos es definir el equipo motriz primario. Para ello se calcula la relación calor – potencia de la demanda. El problema base de este cálculo es que la demanda no es constante a lo largo del día, mantiene fluctuaciones. En la figura 14 se muestra el comportamiento de este parámetro a lo largo de un día tipo.

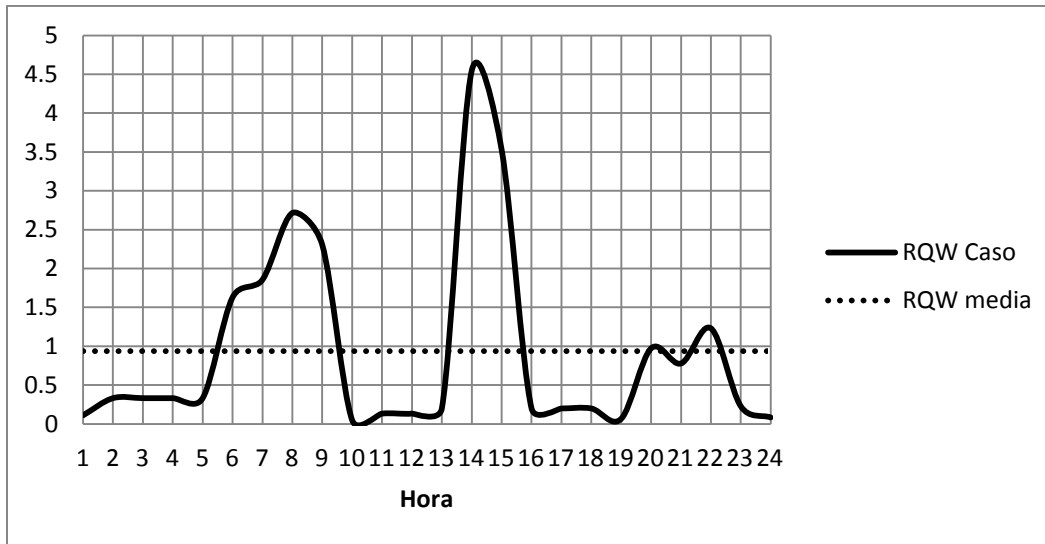


Fig. 14. Comportamiento RQW de la demanda energética de Villa Magna

Se observa que en algunos momentos del día el comportamiento del parámetro RQW es muy alto como para ser cubierto por un motor alternativo de combustión interna (MACI). Sin embargo, al realizar un aplanado de la curva y obtener el comportamiento medio de este parámetro, el resultado es de $RQW = 0.9365$. El valor de este parámetro es muy cercano a 1 por lo cual se selecciona un MACI como equipo motriz primario para cubrir las necesidades energéticas acorde con la Tabla 12. Cabe considerar que aunque las celdas o pilas de combustible y las microturbinas presentan relaciones muy similares, los costos de adquisición y mantenimiento no resultan competitivos respecto un MACI.

Una vez seleccionado el sistema motriz primario, se proponen equipos que a priori podrían cubrir con los requerimientos del sistema. Para ello se rastrean equipos capaces de cubrir la demanda térmica del sistema. Se selecciona la demanda térmica para este paso, ya que al ser más alta que la demanda eléctrica se considera que esta última quedará cubierta por el equipo. [87] Para ello se puede tomar la demanda térmica y hacer una propuesta de operación a carga continua, a carga intermitente o mixta programable, esto proporcionará una aproximación a los parámetros operativos con los cuales debe cumplir el equipo.

En las figuras 15 a 17 se muestran las propuestas de dichos esquemas. Cabe señalar que las áreas bajo la curva son equivalentes en todos los casos, tanto del perfil de consumo como de la propuesta realizada.

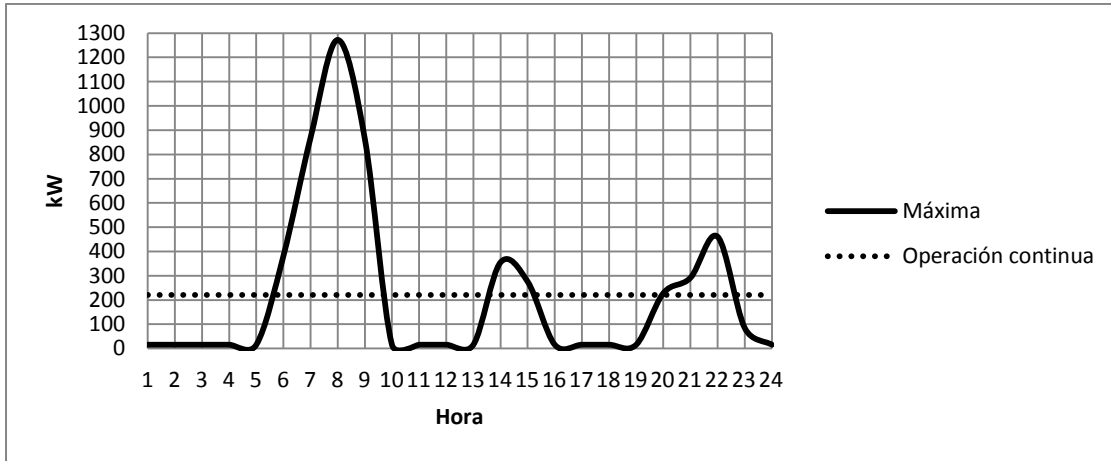


Fig. 15. Esquema de operación continua

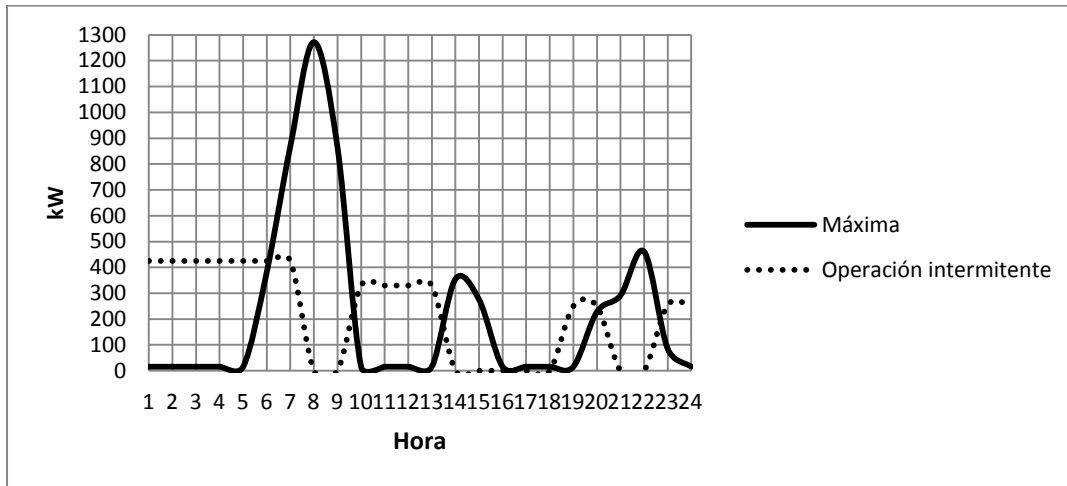


Fig. 16. Esquema de operación intermitente

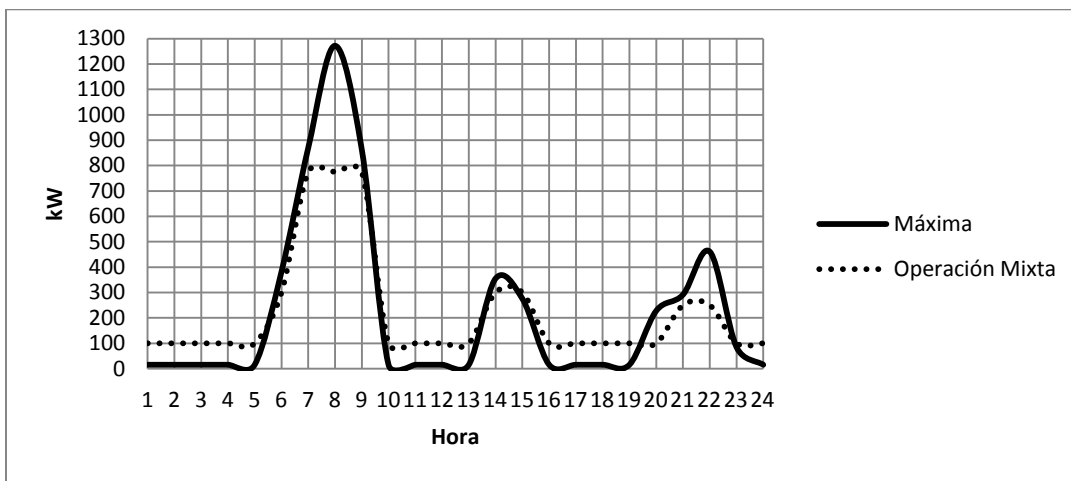


Fig. 17. Esquema de operación mixto

Una herramienta útil para realizar el rastreo de tecnologías con parámetros cercanos a los deseados es el directorio de motores [88]. Para efectos de postulación se seleccionarán en base a sus capacidades operativas dos motores, uno que opera con diesel como combustible (GUASCOR SF 180 TA – LG) y otro que opera con gas natural (ENERCO IFG210). En el siguiente apartado se analizan los parámetros operativos de cada uno de ellos.

6.2.1 EFICIENCIAS DEL MOTRIZ PRIMARIO.

En la tabla 22 se muestran los parámetros operativos para ambos motores.

Tabla 22. Parámetros Técnicos de operación de los motores postulados.

Motor	W_e (kW)	η_e %	η_t %	η_m %	PL_{min} %	Fabricante	Combustible
SF 180 TA – LG	346	39.8	43.3	83.1	40	GUASCOR	Gas Natural
IFG240	210	33.2	64.5	97.7	35	ENERCO	Diesel

6.3 PROPUESTAS DE DISEÑO DE LA SUPERESTRUCTURA.

La propuesta más básica para la operación de un sistema CHP que cubra las necesidades energéticas mostradas en el capítulo 5 consiste en un MACI con un tanque de almacenamiento para ACS interconectados a la red eléctrica de CFE para satisfacer los picos de demanda. Esto se muestra en forma esquemática en la figura 18.

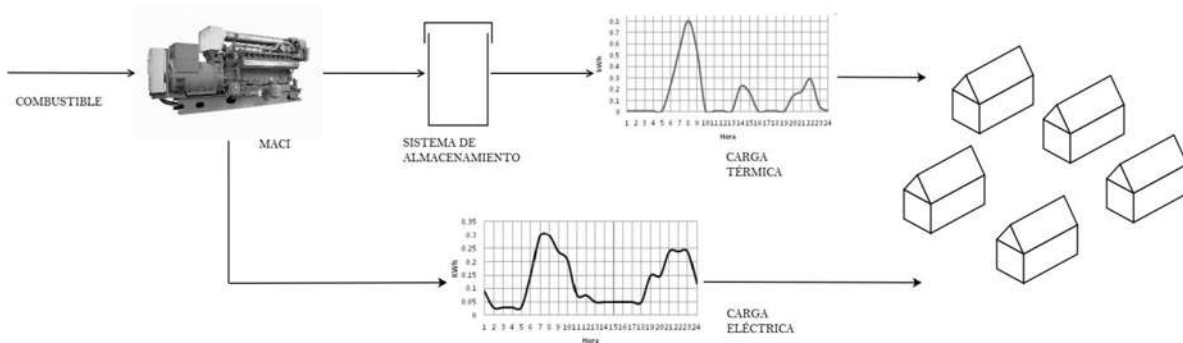


Fig. 18. Propuesta básica de operación del sistema CHP para Villa Magna.

Un esquema más detallado de los flujos de energía e interconexiones relacionadas con la operación de este sistema se muestra en la figura 19.

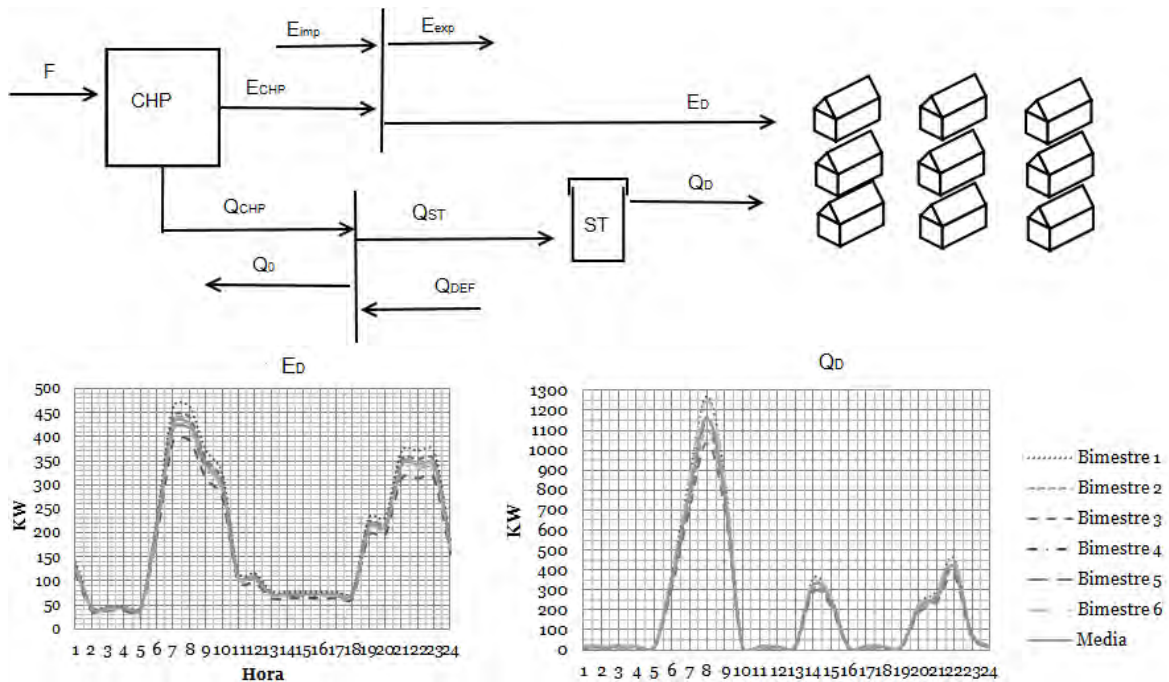


Fig. 19 Flujos e interconexión entre los equipos y la red eléctrica.

F es la cantidad de energía asociada al combustible del MACI que se requiere para que éste proporcione las salidas de electricidad (E_{CHP}) y calor (Q_{CHP}). Este calor producido por el sistema CHP debe ser suficiente para satisfacer la demanda térmica (Q_D) y soportar las pérdidas por convección (Q_0), para ello el calor producido en horas de bajo consumo puede almacenarse en el tanque (ST). El flujo de energía eléctrica, por otro lado, muestra la posibilidad de llevar a cabo una interacción con la red de CFE vendiendo los excedentes de producción (E_{EXP}) y comprando en los momentos que se presenten los picos de demanda que no alcancen a ser cubiertos por el CHP (E_{IMP}).

Este esquema es el que nos permite llevar a cabo el modelado matemático del sistema CHP, que servirá posteriormente para optimizar el sistema y realizar una simulación con los resultados obtenidos.

6.3.1 ESTIMACIÓN DE COSTOS.

Cada uno de los equipos involucrados tiene diferentes parámetros de costo y se asignan de manera diferente. Pero en general se aplica una ecuación de la forma:

$$Z_u = C_u \cdot S_u \quad (33)$$

Donde Z_u es el costo del equipo, C_u es un factor de costo basado en la capacidad del equipo y S_u es la capacidad del equipo en base a sus unidades operativas.

MACI

Los costos se asignan en base a la capacidad de producción de potencia eléctrica. Los costos de operación y mantenimiento (O&M) se calculan anualmente en base a la energía eléctrica producida durante dicho periodo. Los montos de asignación de ambos costos se pueden consultar en la tabla 6.

Tanque de Almacenamiento.

El costo del tanque (Z_T) se obtiene por medio de la función:

$$Z_T = 1.1088 \times 10^6 W_T^{0.75} \quad (34)$$

Donde W_T es el peso del tanque y depende del volumen de agua a almacenar:

$$W_T = 2.71 + 0.0479V_T \quad (35)$$

En la ecuación 35, V_T es el volumen del tanque en metros cúbicos y es una variable que cobra especial importancia ya que define el costo del tanque y como se verá más adelante, también influye en el esquema operativo del MACI. Cabe señalar que el modelo presentado aquí arroja el valor del tanque en pesos con la actualización utilizando el índice Marshall and Swift, por lo cual difiere un poco del presentado en [89].

Red eléctrica

Para la red se toma en cuenta el precio de compra – venta de energía eléctrica que tiene Comisión Federal de Electricidad para sistemas de interconexión. Dicho precio se encuentra en \$ 1.56 / kWh media, ya que los precios varían dependiendo del horario de consumo. Sin embargo, este será el valor utilizado para efectos prácticos en los cálculos realizados en la modelación del sistema.

6.3.2 ESTIMACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

En la tabla 23 se muestran los valores de ϵ que serán utilizados para realizar los cálculos de emisiones.

Tabla 23. Parámetros para cálculos de emisiones

Sistema	ϵ (g/kWh)
MACI	530
Calentador de agua (gas LP)	410
Red CFE	313

Por otro lado, el costo de emisiones se ubicará en un estándar de 20 dólares por tonelada de CO₂ evitada. [60], [61]

6.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

El almacenamiento térmico de energía (ATE) es una de las tecnologías clave para la conservación de la energía. Una de sus principales ventajas es que es una tecnología adecuada para aplicaciones de enfriamiento y calefacción. El ATE ha mostrado ser una solución importante para corregir el desajuste entre el suministro y la demanda de energía y disminuir la alta variabilidad de las demandas. Otra característica importante del almacenamiento térmico es que puede reducir las cargas traducándose directamente en una menor potencia (capacidad) del equipo a instalar y por tanto un menor costo.

Existen, principalmente, dos tipos de sistemas ATE, sistemas sensibles y sistemas latentes. Para cada medio de almacenamiento, existe una variedad de alternativas dependiendo del rango de temperatura y aplicación, pero en general el ATE trata con el almacenamiento de energía mediante enfriamiento, calentamiento, fusión, solidificación o vaporización de una sustancia, disponiendo de la energía en otro momento cuando se aplica el proceso inverso.

La selección de un sistema de ATE, depende principalmente del período de almacenamiento requerido, por ejemplo, diario o temporal, la viabilidad económica, las condiciones de operación, etc. Entre los principales beneficios se puede mencionar:

- Menor costo de energía
- Menor consumo de energía
- Incremento en la flexibilidad de la operación,
- Costos de mantenimiento más bajos,
- Tamaño de equipo reducido (y por tanto menor costo de inversión),

- Utilización de los equipos más eficazmente y por mayor tiempo,
- Uso reducido de combustibles fósiles,
- Disminución de emisiones contaminantes.

Los sistemas de almacenamiento de energía son complejos y sólo pueden evaluarse propiamente con un entendimiento detallado del suministro de la energía y las consideraciones sobre el uso final. El criterio de comportamiento del sistema de almacenamiento puede ayudar a determinar si un sistema tiene las características que pueden ser útiles en una determinada aplicación.

6.4.1 MODELO DEL ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

El modelo de operación de los tanques de almacenamiento para ACS ya se demostró en el capítulo 3 (Ecuación 10).

$$\rho V C_p \frac{dT}{dt} = P_{in} + \rho G C_p (T - T_{in}) - Q_l$$

Para el caso de estudio se exploraron dos formas de resolver el modelo, por método analítico o por diferencias finitas, siendo este último método el más fácil de programar debido a la simpleza del modelo resultante.

6.4.2 SOLUCIÓN DEL MODELO DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

La solución analítica tiene la siguiente forma:

$$T_{i+1} = T_{in} + \frac{1}{\frac{G_{i+1}}{V} + \frac{U \cdot A}{\rho \cdot V \cdot C_p}} \cdot \left(\frac{P_{in}}{\rho \cdot V \cdot C_p} \cdot \left(\frac{\frac{P_{in} \cdot 3600}{\rho \cdot V \cdot C_p} + \frac{G_{i+1}}{V} + \frac{U \cdot A}{\rho \cdot V \cdot C_p} \cdot (T_{in} - T_i)}{\frac{G_{i+1}}{V} + \frac{U \cdot A}{\rho \cdot V \cdot C_p} \cdot \Delta t} \right) \right) \quad (36)$$

El modelo obtenido por diferencias finitas se muestra a continuación:

$$T_{i+1} = T_i + \frac{1}{\rho \cdot V \cdot C_p} \left(P_{in} + \rho \cdot G_{i+1} \cdot C_p \cdot (T_{in} - T_i) - U \cdot A \cdot (T_i - T_a) \right) \Delta t \quad (37)$$

Donde $i = 1, 2, \dots, 23$.

Para evaluar ambos modelos, se recurrió a comprobar con el caso mostrado en [49]. Las variaciones en comportamiento, usando ambos modelos, se muestran en la figura 20.

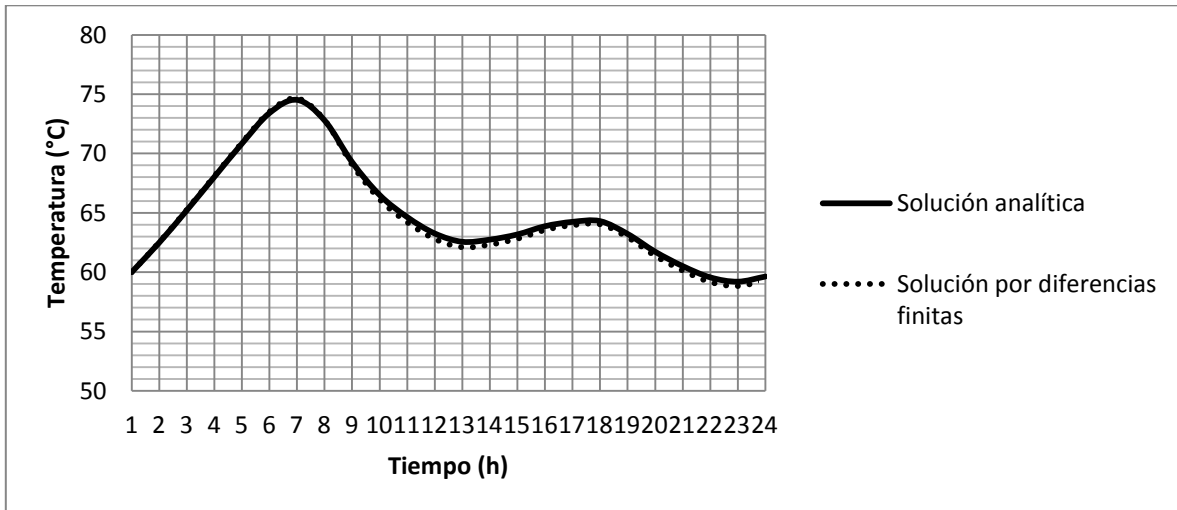


Fig. 20. Comparativa entre soluciones para el modelo de almacenamiento térmico.

La inicialización del modelo con $i=0$ se toma como referencia la temperatura ambiente. El modelo de programación en MATLAB® se puede encontrar en el apéndice B – 1.

6.4.3 ESTUDIOS DE LA INFLUENCIA DE LAS PRINCIPALES VARIABLES.

El análisis de la implementación del modelo tomó como referencia el flujo de agua caliente y perfiles de operación P_{in} correspondientes al suministro de calor al tanque proveniente del MACI, para el fraccionamiento Villa Magna como se muestra en la tabla 24:

Tabla 24. Parámetros de operación para evaluación del modelo de tanque de almacenamiento de ACS

Hora	G (kg)	P _{in} 100 – 600 kW	P _{in} 200 – 400 kW	P _{in} 150 – 400 kW
1	181.3	100	200	150
2	181.3	100	200	150
3	181.3	100	200	150
4	181.3	100	200	150
5	4454.1	600	400	400
6	10145.1	600	400	400
7	14846.65	600	400	400
8	10083.5	600	400	400
9	181.3	100	200	150
10	181.3	100	200	150
11	181.3	100	200	150
12	181.3	100	200	150
13	4144.7	100	200	150
14	3216.85	100	200	150
15	181.3	100	200	150
16	181.3	100	200	150
17	181.3	100	200	150
18	181.3	100	200	150
19	2660	100	200	150
20	3402.35	100	200	150
21	5381.95	100	200	150
22	989.8	100	200	150
23	181.3	100	200	150
24	181.3	100	200	150

Así mismo, se utilizaron tres capacidades de tanque 30 m³, 60 m³ y 100 m³ para observar el comportamiento de la temperatura variando el volumen del tanque y el perfil de suministro de calor. Los resultados se muestran en las figuras 21 a 23.

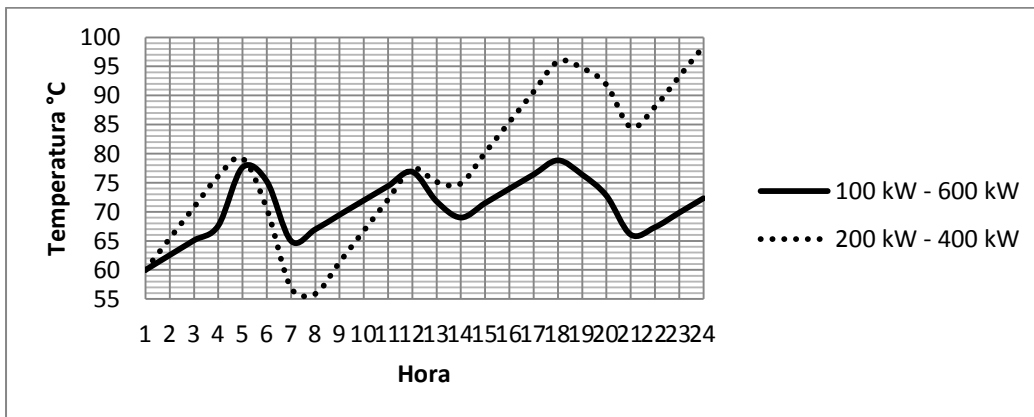


Fig. 21. Comportamiento de la temperatura en un tanque de 30 m³

Se puede observar, en el caso anterior, que la temperatura del tanque mantiene una mayor estabilidad utilizando una configuración operativa de 100 a 600 kW. En ambos casos se observa que las curvas se mantienen alrededor de la temperatura deseada de 70 °C. El comportamiento en ambos casos es semejante para el tanque de 60 m³.

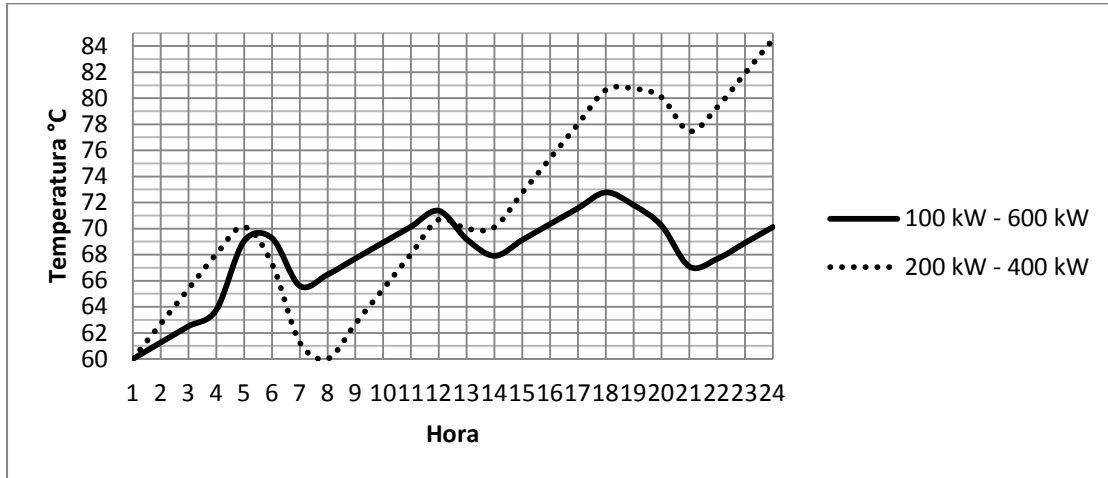


Fig. 22. Comportamiento de la temperatura en un tanque de 60 m³

El cual es muy similar al tanque de 90 m³.

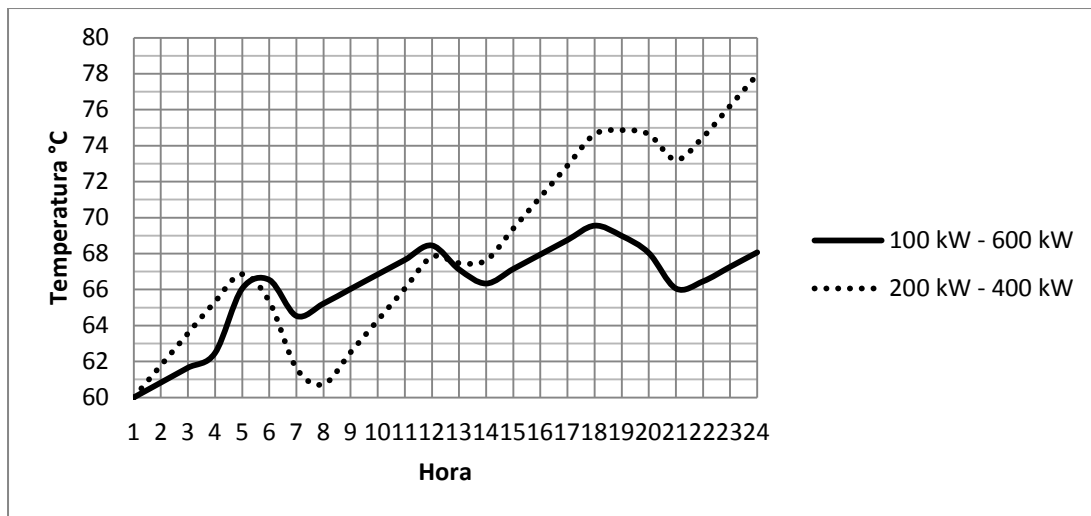


Fig. 23. Comportamiento de la temperatura en un tanque de 90 m³

Al observar el comportamiento de la temperatura al interior del tanque se puede notar que mientras más grande sea el volumen del mismo, la temperatura tiene un comportamiento más estable. Sin embargo, el perfil 600 kW – 100 kW mantiene ese efecto sin importar el volumen del tanque. Este perfil es importante ya que se

convierte en el esquema operativo de la carga térmica del sistema CHP y por lo tanto define el comportamiento tanto del suministro eléctrico como del consumo de combustible. Se puede considerar que en términos ideales podría ser un buen candidato para ser el diseño base a partir del cual realizar el proceso de optimización. Desafortunadamente, debido a las condiciones de carga parcial mínima que con que son diseñados los MACI, es imposible que operen en estas condiciones. Sin embargo, a partir de las observaciones, se puede proponer un sistema que logre mantener la temperatura en un rango de 60 y 80 °C y pueda cumplir con parámetros de operación aceptables, es decir que tenga un buen desempeño en cuanto a emisiones, valor económico y generación energética.

6.5 DISEÑO DEL CASO BASE

El caso base es un modelo preliminar, que sin ser el óptimo tiene un buen desempeño. Su creación se lleva a cabo en forma empírica y con criterios arbitrarios a gusto del diseñador. Sin embargo, se busca que se encuentre lo más cercano al valor óptimo. Como se observó en el apartado anterior, las variables independientes que terminan por afectar la mayor parte del sistema son el volumen del tanque de almacenamiento y el perfil térmico utilizado. Para construir el caso base, se toman en consideración las capacidades de los equipos mostrados en la tabla 22 y se construye un perfil de comportamiento térmico asociado a un volumen de tanque que tenga un desempeño adecuado.

El perfil seleccionado es el mostrado en la última columna de la tabla 24, 400 kW – 150 kW con un tanque de 100 m³, este será evaluado a partir de los parámetros de comportamiento señalados anteriormente, poniendo especial atención en que el resultado del VAN sea positivo y que la temperatura del tanque se mantenga estable en 70 °C ± 10°C. El modelo de comportamiento para ambos motores se encuentra en los apéndices B – 2 y B – 3 respectivamente.

El comportamiento preliminar de temperatura al interior del tanque, sin tomar en cuenta los parámetros económicos se muestra en la figura 24.

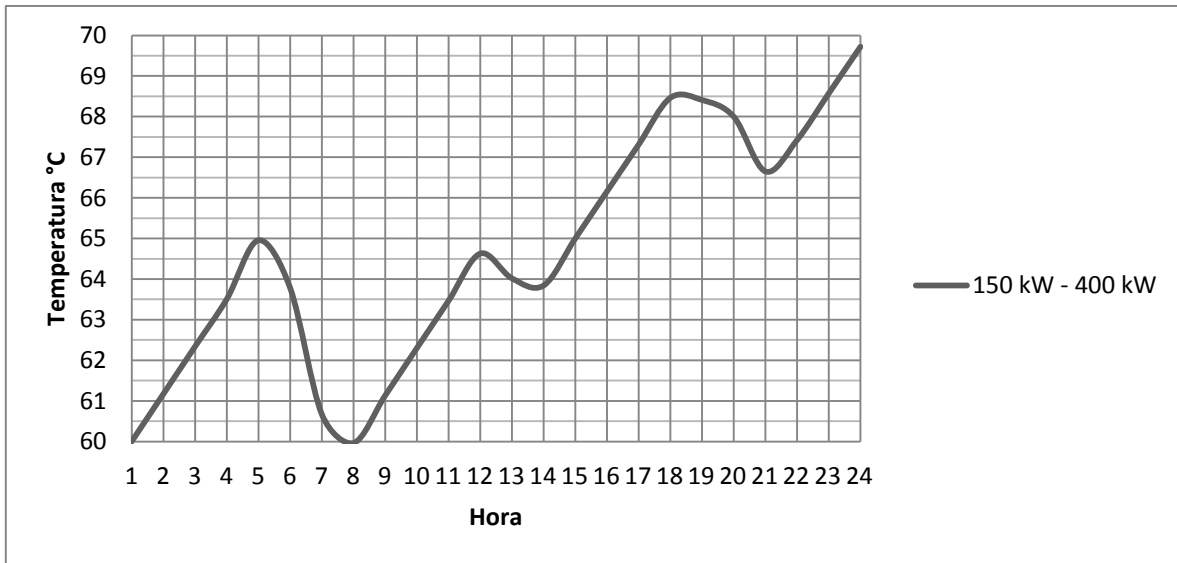


Fig. 24 Comportamiento de la temperatura al interior del tanque a partir del diseño base

La temperatura es muy estable, sin embargo, no alcanza los 70 °C los cuales, como se mencionó anteriormente, son fundamentales para la operación adecuada del tanque. A continuación, en la tabla 25 se presenta una comparativa para el desempeño de los dos motores operados en condiciones de caso base. Estos valores se obtienen resolviendo el modelo presentado en los apéndices B – 2 y B – 3.

Tabla 25. Desempeño de los motores utilizando el caso base

Parámetro	SF 180 TA – LG	IFG240
VAN	\$ 4 840 200	\$ 3 182 700
RGEI	367.83	219.66
IAEP	0.472	0.4105
AEP	2 136 400 kW	1 812 500 kW
Costo de emisiones	\$ 329 010	\$ 358 710
Compra Venta CFE anual	- \$ 983 740	- \$ 1 048 300
Costo de activos Fijos	\$1 488 000	\$ 1 441 200
O&M	\$ 235 440	\$ 224 270
Flujo anual	\$ 831 980	\$ 607 920

Las diferencias más sustanciales entre ambos motores al momento de trabajar en función al caso base tienen que ver con la generación eléctrica. Debido a la eficiencia eléctrica, el motor que opera con gas natural, aunque utiliza un combustible más barato, genera menos energía eléctrica que el motor a Diesel, lo cual es notorio en el flujo anual el cual repercute en el VAN para cada motor. El diseño óptimo deberá proporcionar dimensiones adecuadas del tanque y valores del modo de operación que incrementen los valores antes mencionados.

CAPÍTULO 7. APLICACIÓN DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN.

7.1 PONDERACIÓN DE NECESIDADES DEL SISTEMA.

La propuesta es realizar una optimización uniobjetivo. Por lo cual se debe seleccionar un parámetro para que se convierta en la función objetivo a optimizar. La decisión de seleccionar uno u otro parámetro está relacionada con el interés del diseñador. El enfoque puede ser de tipo ambiental y minimizar las emisiones, económico y maximizar el VAN o reducir los costos de operación y mantenimiento o de combustible. Incluso pueden abordarse varios enfoques e intentar reunirlos en una sola función a fin de evitar la optimización multiobjetivo y optimizar utilizando una función uniobjetivo.

En el caso particular del sistema diseñado, no se encuentra en una ciudad con graves problemas de contaminación, la ubicación del sistema es prácticamente en la periferia de la zona urbana, por lo cual una optimización orientada a reducir el impacto ambiental del sistema no generaría interés en el corto o mediano plazo. Sin embargo, se puede tomar en cuenta el valor de mercado del costo de emisiones e integrarlo en el VAN y crear una función uniobjetivo que al mismo tiempo maximice el beneficio económico y reduzca el impacto ambiental.

7.2 DETERMINACIÓN Y DISEÑO DE LA FUNCIÓN OBJETIVO.

La literatura muestra que el parámetro más importante a optimizar es el valor actual neto (VAN). Una revisión rápida de su configuración muestra el porqué es la función clave a optimizar.

$$VAN = CF \cdot \frac{(1+r)^n - 1}{r(1+r)^n} - I \quad (38)$$

Donde CF es el flujo anual de efectivo, r es la tasa de interés, la cual en el caso de proyectos de energías renovables en México es del 10% [90], n es el total de períodos de capitalización que generalmente se toman en base a la vida útil del equipo, en este caso el MACI que es de alrededor de 15 años. I es la inversión inicial, consistente en el valor de los activos fijos, en este caso el MACI y el tanque de almacenamiento.

Es de especial interés la integración del flujo anual CF ya que para el presente proyecto se calculó de la siguiente manera:

$$CF = V_e + V_q + C_{Em} + D_{CFE} - O\&M - O \quad (39)$$

Donde V_e es el valor de venta de la electricidad generada y consumida por el conjunto habitacional. V_q es el valor de venta de la carga térmica generada, C_{EM} es el Costo de Emisiones, D_{CFE} es la diferencia en compra venta entre el sistema y la red de CFE. O&M son los costos de operación y mantenimiento anuales y O son los gastos generados por la compra de combustible para operar el MACI.

Haciendo el análisis de lo que implica maximizar el VAN, se encontró que se trata en realidad de una optimización multiobjetivo que se lleva a cabo mediante un proceso uniobjetivo. Para que el valor del VAN sea máximo se requiere que las cargas térmicas y eléctricas alcancen sus máximos igual que el costo de emisiones, este ultimo depende de las emisiones evitadas por lo cual se realiza una minimización de emisiones. Por otro lado, se aumenta el valor de la compra – venta de electricidad a CFE y finalmente se minimizan los costos tanto fijos como circulantes. En el apéndice B – 4 puede encontrarse la forma de función de optimización para el VAN en MATLAB®.

7.3 RESTRICCIONES DE IGUALDAD DEL SISTEMA.

Las restricciones de igualdad se basan en datos de entrada con un valor fijo. Para el caso de estudio, estas restricciones están determinadas por los parámetros operativos del MACI o por las necesidades energéticas de la población.

Para el MACI.

Se toman los datos de diseño del motor. Estos se encuentran en la tabla 22 bajo el modelo de motor IFG240. De la cual se obtienen los datos:

$$W_{max} = 210 \text{ kW} \quad (40)$$

$$\eta_e = 33.2 \% \quad (41)$$

$$\eta_e = 64.5 \% \quad (42)$$

$$\eta_t = 97.7 \% \quad (43)$$

Derivado de la misma tabla, se pueden definir características para el combustible, diesel, tales como la densidad (45), el poder calorífico superior (46), el precio del combustible (47)

$$\rho_{COMB} = 850 \text{ kg/m}^3 \quad (45)$$

$$PCS_{COMB} = 44736 \quad (46)$$

$$Costo_{COMB} = \$10000/m^3 \quad (47)$$

Los datos para determinación de emisiones de este combustible, así como del gas LP se pueden encontrar en la tabla 23.

Datos de consumo eléctrico y ACS.

Se pretende dar prioridad a la caracterización de la demanda térmica, la cual se determina por medio del modelo de almacenamiento térmico. Sin embargo, la demanda eléctrica de la población determina la compra – venta de la red de CFE y origina otra restricción de igualdad en unidades de kWh, los valores para la demanda se pueden observar en la tabla 20.

De la misma manera, para la demanda de ACS, tenemos un dato para cada hora del día. Esto se puede encontrar en la tabla 24.

Condiciones ambientales.

Las condiciones de medio ambiente y de agua a temperatura ambiente se ubican en la media para el clima de la zona, es decir, en 20 °C. Con una capacidad calorífica para el agua de 4.190 kJ/kg K.

Costos.

En la tabla 26 se muestran los costos y precios utilizados para la evaluación del sistema.

Tabla 26. Factores de costo empleados para la evaluación del sistema a optimizar.

Concepto	Costo (\$)
Compra – venta a la red de CFE	1.50 / kWh
Operación y mantenimiento (O&M)	0.2595 /kWh
Costo del motor	9550 /kW _e
Costo de emisiones	260 /ton CO ₂

7.4 RESTRICCIONES DE DESIGUALDAD DEL SISTEMA.

Las restricciones del sistema se basan en el comportamiento de la temperatura al interior del tanque la cual debe mantenerse en las siguientes condiciones:

$$60^{\circ}C \leq T_i \leq 80^{\circ}C \quad (48)$$

Donde $i = 1, 2, 3, \dots, 24$

Otra de las restricciones tiene que ver con la carga parcial (PL) de operación del motor, en este caso, se realizará la optimización con el motor de más bajo desempeño en el caso base (IFG240) el cual es capaz de operar a una carga parcial mínima de 0.375. Por lo tanto:

$$PL_i \geq 0.375 \quad (49)$$

Donde $i = 1, 2, 3, \dots, 24$

Estas son las restricciones que requiere el sistema. Ambas variables corresponden a arreglos de veinticuatro valores cada una, un valor para cada hora del día tipo utilizado para el diseño del sistema. En el anexo B – 5 se puede encontrar el algoritmo de declaración de restricciones del sistema.

7.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE OPTIMIZACIÓN.

El método elegido para la resolución del problema de optimización del sistema es Programación Matemática No Lineal (MPNL), para ello se utilizará la función *fmincon* del paquete MATLAB®. Las variables elegidas como independientes serán el volumen del tanque y el perfil operativo del MACI, el cual consiste en 24 valores para variable horaria. Es decir, una vez resuelto el problema, el algoritmo de optimización arrojará los valores óptimos de dimensionamiento del tanque y del régimen de operación del motor.

Como valores iniciales de evaluación se introducirán los utilizados en el caso base. Se ha determinado utilizar para la evaluación el motor IFG240 ya que opera con un combustible más barato y pese a salir ligeramente por debajo del motor a diesel en el caso base, el factor de carga mínima que posee da mayor libertad al momento de buscar una solución factible. El algoritmo de optimización se puede encontrar en el Apéndice B – 6.

7.5 SELECCIÓN DEL SISTEMA Y PARÁMETROS DE OPERACIÓN.

Las variables independientes utilizadas para el proceso de optimización fueron el volumen del tanque y el modo de operación del motor. La primera variable influye directamente en los costos de activos fijos y en el esquema de operación del motor,

como se vio en el desarrollo del caso base, también influye en la estabilidad de la temperatura al interior del tanque. Por otro lado, el esquema de operación influye en aspectos como el consumo de combustible, la compra – venta de energía eléctrica a la red de CFE y en la temperatura al interior del tanque.

El esquema de operación del sistema óptimo se puede observar en la tabla 27, se enlistan los parámetros operativos del motor y la temperatura. El volumen del tanque calculado por el algoritmo de optimización es de 100 m³, igual al establecido por el caso base.

Tabla 27. Parámetros óptimos de operación del sistema CHP

Hora	Fuel (F – kW)	Calor (Q – kW)	Electricidad (W – kW)	Temperatura interior del tanque (T - °C)	Carga Parcial (PL %)
1	532.75	343.63	176.87	60	0.85
2	620.15	400	205.89	63	1
3	602.72	388.76	200.1	66	0.97
4	588.91	379.85	195.51	69	0.94
5	543.41	350.50	180.41	70	0.87
6	549.02	354.12	182.27	68	0.88
7	547.78	353.32	181.86	64	0.88
8	536.82	346.25	178.22	62	0.86
9	396.26	255.59	131.55	64	0.63
10	382.15	246.49	126.87	66	0.61
11	362.60	233.88	120.34	68	0.58
12	327.31	211.12	108.66	70	0.52
13	347.67	224.25	115.42	70	0.56
14	353.86	228.24	117.48	72	0.57
15	342.09	220.65	113.57	73	0.55
16	328.60	211.95	109.1	75	0.52
17	331.36	213.73	110	77	0.53
18	310.44	200.24	103.06	77	0.5
19	376.32	242.73	124.94	76	0.6
20	363.61	234.53	120.71	77	0.58
21	299.28	193.04	99.36	77	0.48
22	295.68	190.72	98.16	78	0.47
23	300.58	193.88	99.79	78	0.48
24	329.98	212.84	109.55	80	0.53

En base a estos parámetros se pueden calcular el resto de las variables que definen el comportamiento del sistema en términos económicos y ambientales.

7.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS

En la figura 25 se pueden observar las diferencias entre el desempeño del modelo óptimo y el caso base propuesto anteriormente. El caso base se diseñó tomando como parámetros operativos del MACI su operación a carga plena y a carga parcial mínima, de 0.375. El modelo óptimo fluctúa entre esos valores, sin embargo, es notorio que durante el desempeño nunca llega a tocar el valor de la carga parcial mínima, siempre se mantiene con un margen bastante amplio por encima de dicho valor. Para efectos prácticos solo se ilustra la carga térmica ya que el consumo de combustible y la carga eléctrica mantienen comportamientos similares por ser dependientes del desempeño de dicha carga como se mencionó en el apartado anterior.

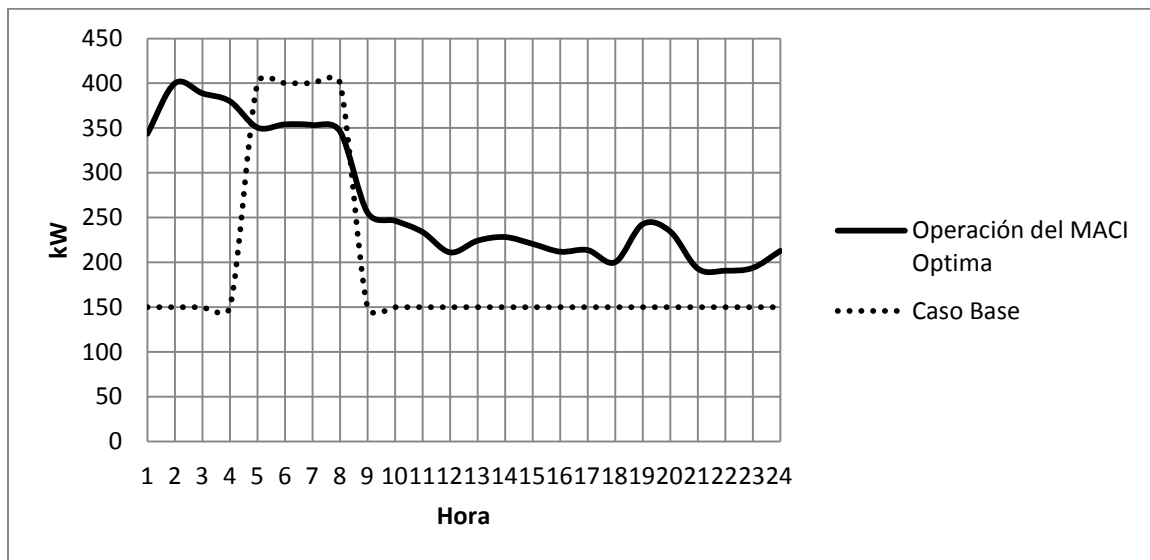


Fig. 25 - Comportamiento de la carga térmica

Por otro lado, un factor que influye en forma definitiva en la valoración del sistema es la compra – venta de energía a la red de CFE. En la figura 26 se muestra el comportamiento de la compra (valores negativos) – venta (valores positivos) de energía eléctrica a lo largo de un día tipo. Se puede notar que dicha venta se incrementa al emplear el modelo óptimo. Sin embargo, se mantiene la compra de energía eléctrica de la red.

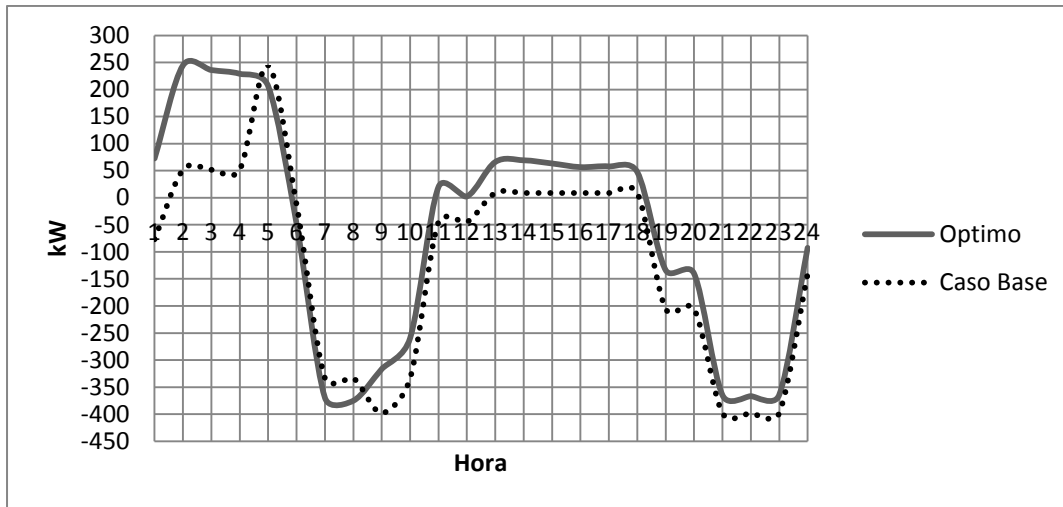


Figura 26. Comportamiento de la compra venta de energía a CFE durante un día tipo

En la tabla 28 se pueden ver las variables de comportamiento anual que determinan la operación del sistema en términos económicos y ambientales.

Tabla 28. Comparativa del caso base contra el modelo óptimo de operación del sistema CHP.

Parámetro	CASO BASE	ÓPTIMO
VAN (\$)	\$ 4 840 200	\$ 11 745 000
RGEI (ton CO ₂ /año)	367.83	307.7
IAEP (%)	0.472	0.4105
AEP (kWh)	2 136 400 kWh	2 533 600 kWh
Costo de emisiones	\$ 329 010	\$ 501 430
Compra - Venta CFE anual	- \$ 983 740	- \$ 532 510
Costo de activos Fijos	\$1 488 000	\$1 488 000
O&M	\$ 235 440	\$ 313 500
Flujo anual	\$ 831 980	\$ 1 782 700

Se puede notar un incremento en el VAN en más del doble de su valor. Parámetros ambientales como el RGEI y el IAEP se ven mermados debido a la baja inferencia que tiene el costo de emisiones dentro del VAN. Aun así, el costo de emisiones es más alto en el caso óptimo. El costo de activos fijos se mantiene debido a que los componentes básicos del sistema, el MACI y el tanque son los mismos en ambos casos.

CAPÍTULO 8. ANÁLISIS TERMOECONÓMICO DEL SISTEMA DISEÑADO

La asignación de costos no es posible por medio de técnicas basadas en el primer principio de la termodinámica, es necesario realizar la combinación de la Primera y Segunda Ley de la Termodinámica en combinación con datos económicos e introducir conceptos nuevos como *fuel* y producto, estructura productiva, ahorro exergético, costo de irreversibilidades, consumo adicional de combustible, malfunción, etc. Los mecanismos de degradación de la calidad de la energía se traducen en conceptos tales como costo, consumo exergético unitario, malfunción, etcétera. Las técnicas del análisis termoeconómico permiten entre otras, las siguientes posibilidades:

- Calcular los costos de los flujos y productos de una planta con criterios físicos.
- Encontrar alternativas de ahorro de energía.
- Optimizar la operación.
- Optimizar localmente subsistemas o equipos.
- Realizar auditorías energéticas y contabilizar el impacto en *Fuel* de malfunciones (diagnóstico de la operación).

La economía se enmarca en el ámbito de las ciencias sociales y está relacionada con el uso y distribución de los recursos naturales, puesto que de éstos dependen los sistemas productivos y el desarrollo tecnológico de la humanidad. La actividad económica se puede considerar, simplificada, como un sistema que se desarrolla consumiendo recursos e intercambiando bienes y servicios, y para ello precisa de complejas redes de flujos de materia y energía. Por otro lado, la termodinámica, que es la parte de la física que estudia los procesos de transformación de la energía y a través de su segundo principio, permite cuantificar la cantidad de recursos naturales consumidos en un proceso determinado y, por lo tanto, saber cuántos recursos cuesta obtener sus productos.

Lo anterior permite observar que existe una estrecha relación entre las ciencias naturales y la economía. La termoeconomía es una disciplina cuyo objetivo es estudiar la conexión que existe entre ambas áreas y sentar las bases teóricas para una ciencia del ahorro de energía, buscando criterios generales que permitan evaluar la eficacia de

los procesos y el costo de sus productos en sistemas conectados por una red de intercambio de masa y energía.

La termoeconomía, nace formalmente como nueva disciplina en la segunda mitad de la década de los 50's y primera mitad de los 60's. El análisis termoeconómico, combina el análisis termodinámico y el económico aplicando el concepto del costo (propiedad económica) a la exergía (propiedad termodinámica). La mayoría de los expertos en el área de la termoeconomía están de acuerdo en que la exergía es la propiedad termodinámica más adecuada para asociarla al costo, ya que esta propiedad concentra la información de la Segunda Ley de la Termodinámica y tiene en cuenta la calidad de la energía.

El rendimiento exergético compara un proceso ideal reversible con uno real del mismo tipo. El análisis exergético cuantifica y localiza las irreversibilidades de un proceso. La termoeconomía basada en la exergía también se ha llamado 'exergoeconomía'. Otro término importante en la termoeconomía, es la irreversibilidad o propiamente dicho, la generación de entropía, la cual representa la cantidad de energía pérdida o destruida en un proceso para lograr un fin. Todos los procesos reales son irreversibles y por lo tanto tienen generación de entropía o destrucción de exergía, así pues, al consumir energía generan un costo y, cuanto más irreversible sea el proceso, mayor será el costo exergético del mismo. La cuantificación de dicho costo sirve como base para encontrar las causas de las ineficiencias detectadas en el proceso.

8.1 TEORÍA DEL COSTO EXERGÉTICO.

La Termoeconomía, puede contabilizar el costo de esos recursos consumidos en el proceso en términos de combustible (*Fuel Impact*) y dinero o en términos de parámetros generales del proceso como régimen térmico y potencia llevados a costo económico, según el método que se utilice. El costo en términos económicos sirve para concientizar a los operadores y analistas del proceso sobre las ineficiencias de los distintos equipos/procesos, y poder llevar a cabo medidas correctivas y preventivas según sea el caso para buscar alternativas de ahorro de energía y reducción de los costos del producto final. Asociar el costo de los flujos y procesos de una planta permite

entender mejor el proceso de formación del costo desde los recursos de entrada hasta el(los) producto(s) de salida.

El Segundo Principio de la Termodinámica, a través del concepto de exergía, cuantifica las irreversibilidades que tienen lugar en los procesos energéticos de cualquier tipo, es decir, brinda la posibilidad de conocer la cantidad de exergía que se destruye debido a las irreversibilidades, sin embargo, esto no es suficiente para determinar y calcular los costos de todos los flujos de una instalación.

Fuel-Producto y Eficiencia Exergética.

Dentro del campo de la termoeconomía, a los recursos de un sistema o subsistema se les llama *Fueles (F)* a los flujos de salida o de producción *Productos (P)*. A los flujos que salen del sistema y cuya utilidad es nula o bien que su uso posterior no sea útil para el proceso se les conoce con el nombre de *Pérdidas (L)*. Con base en las definiciones anteriores, la definición *F-P* para los componentes productivos de un sistema o subsistema, debe satisfacer la siguiente condición:

$$F - P = I \geq 0 \quad (50)$$

Donde el término de *I*, representa las irreversibilidades totales del sistema. La ecuación satisface tanto para un sistema como para un subsistema.

Una manera de medir la degradación de la energía de un flujo involucrado en cualquier proceso, es por medio del concepto de eficiencia exergética, definida de acuerdo con la Ecuación (51)

$$\psi = \frac{P}{F} \quad (51)$$

La Ecuación (51) se puede reescribir en términos de irreversibilidades de acuerdo con la Ecuación (52)

$$\psi = 1 - \frac{I}{F} \quad (52)$$

Un concepto adicional que se utiliza en el campo de la termoeconomía, es el consumo exergético unitario, el cual se define como el recíproco de la eficiencia

exergética, de acuerdo con la Ecuación (53) y se interpreta como la cantidad de exergía requerida para lograr una unidad exergética del producto.

$$\kappa = \frac{F}{P} \quad (53)$$

En conclusión, el *Fuel* (F) es la exergía cedida a un componente a través de los recursos y el *Producto* (P) es la exergía contenida en el propósito o beneficio obtenido, mientras que las *pérdidas* (L), son la exergía contenida en los residuos del proceso.

Proceso de formación del costo exergético.

El costo exergético de un flujo B^* , es una función termodinámica que se define como la cantidad de exergía necesaria para producir un flujo en un sistema cuyos límites y subsistemas se encuentran bien definidos.

$$B^* = B + \sum_{\text{proceso}} I \quad (54)$$

Dicho en otras palabras, el costo exergético puede definirse como la exergía del producto más la suma de las irreversibilidades generadas a través del proceso. Al igual que el concepto de consumo exergético unitario, k^* , se puede definir el costo exergético unitario de un flujo como el costo exergético del *Fuel* necesario para producir una unidad de exergía del producto, esto es:

$$k^* = \frac{B^*}{B} \quad (55)$$

Como el costo exergético es una cantidad conservativa, significa que la suma de los costos de los flujos que entran al sistema es igual a la suma de los costos de los flujos que salen, esto se ilustra en la Figura 27

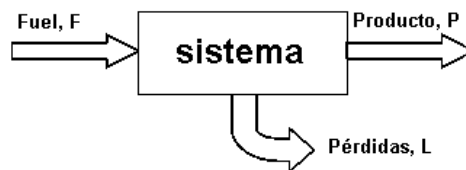


Fig. 27. Estructura productiva de un sistema genérico

Lo anterior se puede expresar mediante la Ecuación (56)

$$F^* = P^* + L^* \quad (56)$$

Como las pérdidas no tienen ninguna utilidad en el sistema, no es posible cargar ninguna parte de los costos exergéticos del proceso sobre éstas ($L^* = 0$), de tal manera que la Ecuación (56) puede expresarse de la siguiente manera

$$F^* = P^* \quad (57)$$

De acuerdo con la definición del costo exergético unitario, es posible definirlo para el *Fuel* y Producto del sistema respectivamente, de acuerdo con las siguientes expresiones;

$$k_F^* = \frac{F^*}{F} \quad (58)$$

$$k_P^* = \frac{P^*}{P} \quad (59)$$

La unión de las ecuaciones (57) a (59) con las ecuaciones (51) y (53), permite relacionar el costo unitario de los productos con el costo unitario de los recursos, de acuerdo con la Ecuación (60)

$$k_P^* = \frac{P^*}{P} = \frac{F^*}{P} = \frac{F^*}{\psi \cdot F} = \frac{1}{\psi} k_F^* = \kappa \cdot k_F^* \quad (60)$$

Lo que significa, que en un proceso real, caracterizado por una eficiencia exergética menor que 1 o un consumo exergético unitario mayor que 1, el costo de los productos será siempre mayor que el costo de los recursos.

Reglas de asignación del costo exergético.

Las bases del procedimiento son las siguientes:

- El costo exergético de un flujo (B^*), *Fuel* (F^*) o Producto (P^*), es la cantidad real de exergía necesaria para producirlo.
- Es necesario definir la estructura F-P-L para conocer el papel de cada uno de los componentes del proceso en la formación del producto final.
- El costo exergético de los flujos de entrada a un equipo debe ser repercutido a los flujos útiles que abandonan el mismo

Con estas bases se postularon un conjunto de cinco proposiciones cuya aplicación sistemática conduce a la determinación del costo exergético de los flujos, *Fueles* y Productos del proceso analizado. [91], [92], [93]

- P1** El costo exergético es una propiedad conservativa
- P2** Si un flujo de salida de un componente es parte del *fuel* de dicho componente (*fuel* no exhaustado), entonces tiene un costo exergético unitario igual al flujo de entrada del cual proviene
- P3a** Si un componente tiene un producto total formado por varios flujos de la misma calidad termodinámica, entonces cada uno de ellos tienen el mismo costo exergético unitario
- P4** En ausencia de valoración externa, a los flujos de pérdidas debe asignárseles un costo exergético nulo ya que no tienen utilidad posterior
- P5** En ausencia de valoración externa, el costo exergético de los flujos de entrada al sistema es igual a su exergía.

8.2 ANÁLISIS DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA DISEÑADO.

El sistema diseñado obedece a la estructura mostrada en la figura 28. Se observa que el sistema es relativamente sencillo de analizar, puesto que los únicos flujos de entrada al sistema (Fueles) son la alimentación de combustible al MACI y la energía proveniente de la red de CFE. Por otro lado, los productos son el calor y la electricidad demandados. La pérdida establecida es el calor por convección en el tanque de almacenamiento térmico.

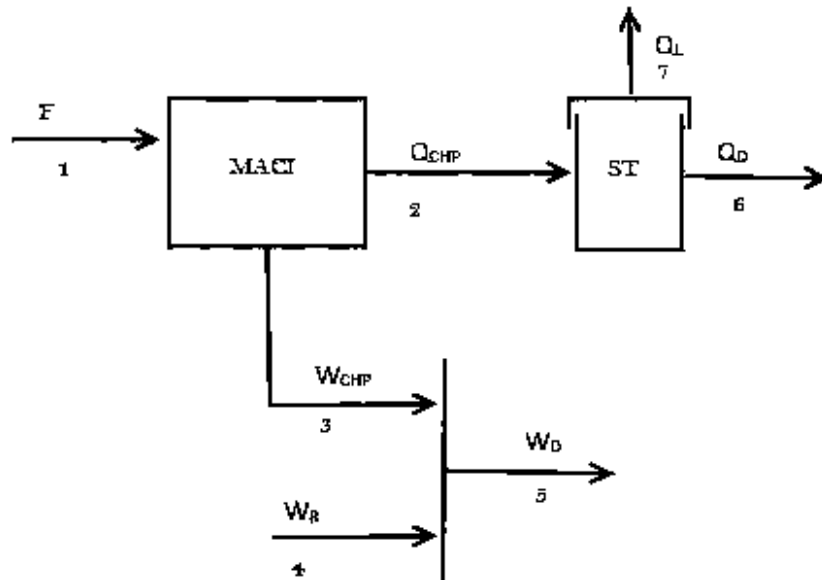


Fig. 28 Estructura del sistema CHP para análisis termoeconómico.

Para evaluar termoeconómicamente el sistema mostrado se considera que el calor generado por el MACI (Q_{CHP}) debe equipararse a la generación eléctrica del motor, es decir, el flujo 3. Para ello, se multiplica el valor de la exergía del flujo 2 por la eficiencia térmica de una caldera, en este caso, la eficiencia térmica del mismo motor [94].

El balance de energía para el caso analizado, en base a la figura 29 consiste en las siguientes expresiones:

$$Q_L = U \cdot A \cdot (T - T_a) \quad (61)$$

$$W_R + W_{CHP} = W_D \quad (62)$$

$$Q_{CHP} = Q_L + Q_D \quad (63)$$

Q_L es el calor perdido en el tanque por efecto de la convección. El área del tanque, acorde con el modelo óptimo, es de $A = 129.26 \text{ m}^2$. En todos los casos, los valores empleados son los de diseño de equipo mostrados en la tabla 22. Para los flujos energéticos se utilizan los datos de operación óptimos de la tabla 27 a carga plena del MACI. T es la temperatura máxima alcanzada por el ACS (80°C) y T_a es la temperatura ambiente (20°C).

Los flujos exergéticos para cada una de las corrientes se obtienen en base a las siguientes expresiones:

$$B_1 = F \quad (64)$$

$$B_2 = Q_{CHP} \cdot \eta_t \cdot \frac{T}{T_a} \quad (65)$$

$$B_3 = W_{CHP} \quad (66)$$

$$B_4 = W_R \quad (67)$$

$$B_5 = W_D \quad (68)$$

$$B_6 = Q_D \cdot \frac{T}{T_a} \quad (69)$$

$$B_7 = Q_L \cdot \frac{T}{T_a} \quad (70)$$

El balance de costo exergético se resuelve en base a las expresiones siguientes:

$$B_1^* = B_1 \quad (71)$$

$$B_2^* + B_3^* = B_1^* \quad (72)$$

$$B_6^* + B_7^* = B_2^* \quad (73)$$

$$B_4^* = B_4 \quad (74)$$

$$B_7^* = 0 \quad (75)$$

$$B_5^* = B_4^* + B_3^* \quad (76)$$

Las expresiones (72), (73) y (76) resultan de un balance de costo exergético. Mientras que las ecuaciones (71) y (74) son resultado del quinto principio de asignación del costo exergético y la ecuación (75) es resultado del cuarto principio.

Utilizando la ecuación (65) se pueden definir los costos exergéticos unitarios de la siguiente manera:

$$k_i = \frac{B_i^*}{B_i} \quad (77)$$

Sin embargo, se debe hacer notar que la definición tomada a partir de la ecuación (65) permite considerar los flujos 2 y 3 con la misma calidad exergética [94]. De tal manera que:

$$k_3 = k_2 \quad (88)$$

En el Apéndice B7 se encuentra el algoritmo para el análisis exergético del sistema realizado en el software EES, a continuación, se muestra en la tabla 30 el resumen de los resultados obtenidos para cada una de las corrientes que involucra el

proceso. La temperatura que se toma de referencia es el ambiente $T_0 = 20\text{ }^\circ\text{C}$. Los parámetros de operación del MACI son referentes a los de diseño. El costo de combustible empleado (gas natural) es de $\$ 175 \times 10^{-6} / \text{kJ}$. Dicho valor se utiliza para la valoración económica de los flujos de calor, mientras que los flujos de energía eléctrica son valorados en base a los precios de compra venta de CFE, $\$1.56/\text{kWh}$.

Tabla 29. Resultados del análisis termoeconómico realizado al sistema CHP

Flujo	Descripción	Flujo Energético (kW)	Flujo Exergético (kW)	Costo Exergético (kW)	Costo Exergético unitario	Costo Económico unitario (\$)
1	Flujo de combustible al MACI	620.2	620.2	620.2	1	0.63
2	Salida de carga térmica MACI	400	43.83	108.9	2.483	1.56
3	Salida de carga eléctrica MACI	205.9	205.9	511.3	2.483	1.56
4	Flujo de la red de suministro CFE	250	250	250	1	1.56
5	Carga eléctrica demandada	455.9	455.9	761.3	1.67	1.56
6	Carga Térmica demandada	392.2	66.64	108.9	1.63	1.03
7	Perdida por convección	7.756	1.318	0	0	0

Son de especial interés los resultados de los flujos 5 y 6 ya que son los precios que se darán al consumidor final de los servicios de la red.

8.3 COMPARATIVA RESPECTO A LOS COSTOS CONVENCIONALES.

En la tabla siguiente se muestra la comparativa entre el nivel de precios del kWh producido en forma convencional para los mismos fines que el sistema diseñado. Para el kWh eléctrico se consultaron directamente las tarifas de la CFE [95], mientras que para el gas LP se consultaron los índices de costos de PEMEX [96]. Cabe señalar que ambos precios son una media, ya que en el caso de la energía eléctrica las tarifas son

variables en base al horario y región geográfica, mientras que para el gas LP las variaciones son mensuales y también se llevan a cabo por zona geográfica.

Tabla 30. Comparativa de precios al consumidor

	CHP (\$/kWh)	CONVENCIONAL (\$/kWh)
Térmica (ACS)	1.03	1.12
Eléctrica	1.56	1.56

A partir de los datos mostrados en la tabla 31 se puede observar que los costos al consumidor son similares, en la parte térmica el costo difiere por nueve centavos a favor del consumidor. Sin embargo, se debe considerar que en caso del costo eléctrico, el tabulado es el precio subsidiado, por lo cual, al empatar el precio resulta en un costo competitivo.

CAPÍTULO 9. CONCLUSIONES, APORTACIONES Y PERSPECTIVAS.

9.1 CONCLUSIONES

Rentabilidad del sistema propuesto

Los esquemas CHP, como se muestra en el trabajo realizado, resultan atractivos desde los puntos de vista económico, ambiental y técnico.

Tanto la evaluación económica del proyecto utilizando el VAN como parámetro económico y el estudio termoeconómico, muestran resultados positivos generando ganancias para el productor y precios competitivos para el consumidor final de la energía generada. En el aspecto ambiental, se puede observar que los parámetros ambientales como el RGEI, el IAEP y el Costo de Emisiones, mantienen valores favorables aún en el caso base, sin optimización.

Desde el punto de vista técnico, se reduce el consumo de combustibles fósiles al utilizar equipos más eficientes para la generación. En este caso el parámetro indicativo de lo anterior, es el valor del IAEP, con un promedio del 40%.

Tecnologías aplicables.

Pese a que a nivel mundial existe una variedad de tecnologías disponibles para la integración de proyectos CHP, en nuestro país se encuentran limitadas, debido a cuestiones tecnológicas, políticas y económicas, especialmente para el sector doméstico. Las tecnologías de micro, pequeña y mediana escala disponibles, limitan las opciones para el diseñador de sistemas de generación distribuida al uso de motores de combustión interna y microturbinas, estas últimas son poco competitivas por los costos de adquisición y mantenimiento.

Esquema de diseño

La metodología empleada para el diseño del sistema CHP, permite no sólo escoger el mejor equipo en base a los parámetros operativos parametrizados por la demanda (RQW y curvas de demanda energética). También permite dimensionar equipos auxiliares (Tanques de almacenamiento térmico, calderas y equipos térmicos auxiliares, baterías de almacenamiento eléctrico, compra – venta a la red eléctrica) y

diseñar los parámetros operativos del equipo para tiempo y forma específico logrando un desempeño óptimo mejorando aspectos de operación con objetivos específicos, ya sean económicos, ambientales o técnicos.

Objetivos de diseño

Como ya se mencionó, al momento de optimizar, se puede priorizar algún objetivo particular y tomar dicha función como parámetro a maximizar o minimizar al momento de operar el sistema. Debido a las características de los problemas de optimización, se puede tener un problema uniobjetivo u multiobjetivo. La solución de los problemas multiobjetivo conlleva un mayor costo computacional y su programación es más compleja. Seleccionando en forma adecuada la función objetivo, se puede evitar la optimización multiobjetivo con resultados aceptables. Por esta razón, no se debe tomar a la ligera la selección de dicha función.

Algoritmo de optimización

El método de solución empleado también es importante, debido a la complejidad de los distintos métodos existentes, software disponible, costo computacional y nivel de exactitud del método adecuado para resolver el problema. Teniendo en cuenta estos factores y en base a la complejidad del modelo a optimizar, se pueden obtener resultados confiables en tiempos adecuados. En la medida de lo posible, se podría evaluar con diferentes algoritmos de optimización un mismo problema para contrastar desempeño y resultados.

9.2 APORTACIONES

Perfiles de consumo energético

En nuestro país, no existen estudios disponibles por parte de los organismos rectores de la política energética, acerca del comportamiento del usuario doméstico en el Estado de Michoacán. Por lo cual un aporte de este trabajo es la obtención de dichos perfiles. Dicho estudio tiene un nivel de exactitud del 95%.

Tecnologías disponibles

Por otro lado, en el capítulo tres se ha realizado un extenso inventario de las características técnicas y económicas de los equipos de generación distribuida disponibles a nivel mundial. Se incluyen tecnologías de todas las escalas y aplicaciones, sistemas CHP, solares y eólicos.

Contraste con aplicaciones de GD a nivel mundial y nacional

Se muestran casos representativos de aplicaciones y desarrollos CHP a nivel mundial para el sector residencial (ver tabla 18). Una constante en todos ellos es la aplicación tecnológica. Cada país tiene requerimientos diferentes, por ejemplo sistemas de calefacción en las viviendas, sistemas de refrigeración por absorción, geotermia, etc. Tanto la aplicación de tecnologías diferentes y el contraste entre necesidades energéticas hacen que cada implementación sea diferente a las anteriores.

Por otro lado, la forma de resolver el problema también es diferente en cada diseñador, aun realizándolo por optimización, el algoritmo empleado para la resolución es diferente.

Geográficamente, nuestro referente más cercano se encuentra en el estado de Oaxaca, donde se tiene una instalación de generación distribuida con tecnologías solares y eólicas. Dicho sistema fue diseñado solo para cubrir las necesidades eléctricas y térmicas sin utilizar ningún algoritmo de optimización. [6]

9.3 PERSPECTIVAS

Sector residencial

Aunque el sector residencial representa más del 20% del consumo energético a nivel nacional, los programas de desarrollo tecnológico y económico de las instancias involucradas en el sector energético se encuentran orientados al sector industrial y de servicios. El sector residencial parece olvidado aún en los estudios estadísticos que realizan las instancias gubernamentales. Se necesita avanzar en los apoyos a este

sector tanto en los programas de financiamiento, acceso a tecnologías y estudio del sector.

Desarrollo de sistemas de GD.

El desarrollo tecnológico y económico en nuestro país hace urgente el desarrollo de proyectos que permitan un desarrollo sostenible. Implementar sistemas de generación distribuida no solo mitiga las emisiones de gases de efecto invernadero, también contribuye a reducir los costos de generación. En la medida que se incentive la implementación de este tipo de proyectos se podrá tener una red de producción energética más eficiente.

Por otro lado, las regiones marginadas, a donde la red de CFE no ha podido llegar por cuestiones geográficas o tecnológicas se verían beneficiadas con la implementación de estos sistemas de generación energética.

Desarrollo del modelo de optimización

El modelo formulado en este trabajo puede ser enriquecido, añadiendo esquemas de operación de diferentes tecnologías, cambiando los parámetros de requerimientos energéticos de las viviendas, número de viviendas, esquemas de operación, función objetivo, etcétera. Lo cual podría ser objeto de trabajos a futuro. Queda pendiente la evaluación del sistema por medio de algoritmos genéticos, la cual no se desarrolló por falta de tiempo.

Para la implementación de tecnologías diversas, puede usarse la información del capítulo tres de este mismo trabajo.

Generación tecnológica.

La inmensa mayoría de tecnologías aplicables se construyen en el extranjero, será importante en los próximos años, el contar con tecnologías de generación distribuidas desarrolladas y construidas en nuestro país acordes con nuestras posibilidades energéticas.

FUENTES DOCUMENTALES CONSULTADAS

1. Medellín Milán, Pedro; *Situación y Enfoque Ambiental de la Industria Química*; Memoria del Seminario de Industria Química y Medio Ambiente – Respuesta al reporte de la OCDE; CIEP – FSQ – UASP; México 2002.
2. Pacheco, Plaza y Jakúlica; *Ingeniería Química y Gestión Ambiental en la Empresa*; Facultad de Ingeniería – Consejo de investigación (CIUNSA); Argentina 2005.
3. Medellín Milán, Pedro; *Industria Química y Medio Ambiente*; Pulso, Diario de San Luis Sección Ideas, Pág. 4a del jueves 20 de diciembre de 2001. México 2001.
4. Proyecto TECH4CDM; *La cogeneración en México*; Unión Europea – Six Framework Program - CONUEE Gobierno de México; México 2009; Sitio Web <http://www.tech4cdm.com>
5. Rosas F. J. A, Morillón G. D.; *What goes up: Recent trends in Mexican residential energy use*; Science Direct – Energy 35 2596 - 2602; ELSEVIER; México 2010.
6. Huacuz V. J.; *Generación eléctrica distribuida con energías renovables*; Boletín IIE; Septiembre/Octubre 1999; México 1999.
7. Ramsay B.; *EDUCOGEN The European Educational Tool on Cogeneration*; Proyecto EDUCOGEN; Segunda Edición; Diciembre 2001.
8. www.conuee.gob.mx; Comisión Nacional para el uso Eficiente de Energía; Sitio Web; México, Gobierno Federal. Actualizado el 10 de marzo del 2010.
9. Chicco, G., Mancarella, P.; *Distributed multigeneration: A comprehensive view*; Renewable & sustainable energy reviews 13 (2009) 535-551– ELSEVIER, Science Direct; Aceptado para publicación 7 de Noviembre de 2007.
10. López L. J. J., Padilla F. A., Gallego P. L. A.; *Ubicación Óptima de Generación distribuida en sistemas de energía eléctrica*; Ingeniería y Ciencia; Vol. 5 Núm. 9; junio 2009; pp. 9-23; Universidad EAFIT; Colombia.

11. García M. A.; *Evaluación del impacto de la generación distribuida en la operación y planificación de las redes de distribución eléctrica*; Universidad Pontificia Comillas – Escuela Superior de Ingeniería – Proyectos de Fin de Carrera; España Junio 2006.
12. Fumo N., Mago P. J., Chamra L. M.; *Analysis of cooling, heating and power systems based on site energy consumption*; Applied Energy 86 (2009) 928 – 932; ELSEVIER; Estados Unidos de America 2008.
13. Sau Man L., Chi Wai H.; *Integration of trigeneration system and thermal storage under demand uncertainties*; Applied Energy (2009) – ELSEVIER; Aceptado para publicación 18 de Junio de 2009.
14. Blasco L. I., Hidalgo E., Gomez W., Rosés R.; *Behavioural factors study of residential users which influence the energy consumption*; Renewable energy 24 (2001) 521 – 527; ELSEVIER; Argentina 2001.
15. Gerbec D., Gasperic S.; *A Methodology to classify distribution load profiles*; IEEE 2002; Eslovenia 2002.
16. Andrade, J. A.; *The uses of energy in the domestic sector*; Energy and buildings 33 (2001) 525 – 529; ELSEVIER; Portugal 2000.
17. Farinaccio L., Zmeureanu R.; *Using a pattern recognition approach to disaggregate the total electricity consumption in a house into the major end-uses*; Energy and buildings 30 (1999) 245 – 259; ELSEVIER; Canada 1998.
18. Firth S., Lomas K.; *A simple model of domestic PV systems and their integration with building loads*; Building Simulation 2009 – Eleventh International IBPSA Conference; Escocia 2009.
19. Ghaemi S., Brauner G.; *User behaviour and patterns of electricity use for energy saving*; IEWT 2009; Austria 2009.
20. Joelsson, A. y Gustavsson L.; *District Heating and energy efficiency indetached houses of differing sizes and construction*; Science Direct – Applied Energy 86 (2009) 126 134; ELSEVIER; Suecia 2007.

21. Yohannis G. Y., Mondol J. D., Wright A. , Norton B.; *Real Life Energy use in the UK: How occupancy and dwelling characteristics affect domestic electricity use*; Energy and Buildings 40 (2008) 1053-1059; ELSEVIER; Irlanda 2007.
22. Hernandez S. J., Sanchez C. A.; *Trigeneration: an alternative for energy savings*; Applied Energy 76 (2003) 219 – 227; ELSEVIER; México 2003.
23. Loken E.; *Use of multicriteria decision analysis methods for energy planning problems*; Renew Sustain Energy Rev 2007; 11: 1584 – 95.
24. Jiang – Jiang W., Chun – Fa Z., You – Yin Jing; *Multi – criteria analysis of combined cooling, heating and power systems in different climate zones in China*; Applied Energy – Article in press; ELSEVIER; China 2009.
25. Kong X. Q., Wang R. Z., Huang X. H.; *Energy optimization model for a CCHP system with available gas turbines*; Applied Thermal Engineering 2007: 25: 377 – 91.
26. Hemmes K., Zachariah – Wolf J. L., Geidl M., Andersson G.; *Towards multi – source multi – product energy systems*; Int J. Hydrogen Energy 2007; 32: 1332 – 8.
27. Jiang – Jiang W., Chun – Fa Z., You – Yin Jing; *Optimization of capacity and operation for CCHP system by genetic algorithm*; Applied Energy – Article in press; ELSEVIER; China 2009.
28. Arcuri P., Florio G., Fragiaco P.; *A mixed integer programming model for optimal design of trigeneration in a hospital complex*; Energy 2007; 32: 1430 – 47.
29. Rubio C., Uche J.; *Feasibility analysis of a combined cooling – heating power and desalted water plant in a non residential building*; CIRCE Foundation – ECOS 2008; España 2008.
30. Acuña R., Acosta M. y Zurita S.; *Generación distribuida: Conceptos y Aplicaciones*; II Congreso Venezolano de Redes y Energía eléctrica – CIGRE Consejo Nacional Venezolano; Venezuela, junio 2009.
31. Ramos N. G. et all; *Variables que influyen en el consumo de energía eléctrica*; Boletín IIE; enero/febrero 2009; México 1999.

32. Mallo González C.; *Predicción de la demanda eléctrica mediante redes neuronales artificiales*; Departamento de Economía Cuantitativa – Universidad de Oviedo; España 2006.
33. Lozano M. A., Ramos J., Monzón R.; *Optimización de sistemas de cogeneración para calefacción y refrigeración de distrito*; Anales de Ingeniería Mecánica, Volumen 15, Número 2, pp 1385 – 1393; Universidad de Zaragoza; España 2004.
34. Toledo A.; *El agua en México y el mundo*; Gaceta Ecológica Número 64 pp. 9 – 18; México 2005.
35. Mendoza V. M., Villanueva E. E., Maderey L. E.; *Vulnerabilidad del recurso del agua en las zonas hidrológicas de México ante el cambio climático mundial*; Compilado en Cambio Climático: Una visión desde México pp. 215 – 225. Secretaria del Medio Ambiente – Instituto de Ecología. México 2004.
36. Lozano M.A., Ramos J., Monzón R.; *Análisis Termoeconómico de sistemas de Trigeneración*; Anales de ingeniería Mecánica Vol. 15 No. 2 pp. 1341 – 1349. Universidad de Zaragoza; España 2004.
37. Rey M.F.J., Velazco G.E.; *Bombas de calor y energías renovables en edificios*; Editorial Thomson; España 2005.
38. Iriarte A., García V., Saravia L.; *Modelo para la predicción de pérdidas nocturnas y necesidades de calefacción en invernaderos*; Avances en energías renovables y medio ambiente Vol. 5; Argentina 2005.
39. *Norma Oficial Mexicana NOM – 002 – ENER – 1995 Eficiencia Térmica de Calderas Paquete. Especificaciones y Métodos de Prueba*; Secretaria de Energía; Diario Oficial de la Federación; México 1995.
40. *Norma Oficial Mexicana NOM – 003 – ENER – 2000 Eficiencia Térmica de Calentadores de Agua para uso doméstico y comercial. Límites métodos de prueba y etiquetado*; Secretaria de Energía; Diario Oficial de la Federación; México 2000.

41. Labandeira X., Labeaga J.M., Rodríguez M.E.; *Demanda energética y Fiscalidad: Un estudio para España con datos micro*; Departamento de análisis Económico UNED – Universidad de Vigo; España 2002.
42. Firth S. et al; *Identifying trends in the use of domestic appliances from household electricity consumption measures*; ELSEVIER – Energy and Buildings 40 pp. 926 – 936. Reino Unido 2008.
43. Stokes M. Rylant M., Lomas K.; *A simple model of domestic lighting demand*; ELSEVIER – Energy and Buildings 36 pp. 103 – 116; Reino Unido 2004.
44. Wang J., Zhu S., Lu H.; *Combined modeling for electric load forecasting with adaptive particle swarm optimization*; ELSEVIER – Energy 35 1671 – 1678; China 2010.
45. Pita F. S.; *Determinación del tamaño muestral*; CAD ATEN Primaria Año 1996 No. 3 pp. 138 – 144; Unidad de Epidemiología Clínica y Bioestadística, Complejo Hospitalario de la Coruña; España 1996.
46. Widen J., Lundh M., Vassileva I., Dalquist E., Ellegard W., Wackelgard E.; *Constructing load profiles for household electricity and hot water for time use data – Modeling approach and validation*; Energy and buildings 41 (2009) 753 – 768; ELSEVIER; Suecia 2008.
47. Tebolle T. D.; *La Generación distribuida en España*; Universidad Pontificia Comillas – Instituto de Postgrado y Formación Continua, Tesis de Grado. España 2006.
48. Méndez Q. D. H.; *Generación distribuida: Aspectos Técnicos y su tratamiento regulatorio*; Universidad Pontificia Comillas – Instituto de Postgrado y Formación Continua, Tesis de Grado. España 2002.
49. Kar A. K., Al – Dossary K. M.; *Thermal Performance of Heat water in Series*; ELSEVIER - Applied Energy 52 pp. 47 – 53; Arabia Saudita 1995.
50. Branan C. R.; *Soluciones prácticas para el ingeniero químico*; 2ª Edición; Mc Graw Hill; Estados Unidos 1999.
51. Perry R. H., Green D. W.; *Chemical Engineers Handbook*; 7ª Edición; Mc Graw Hill; Estados Unidos 1999.

52. López L. J. M., Padilha F. A., Gallego P. L. A.; *Ubicación optima de generación de generación distribuida en sistemas de energía eléctrica*; Ingeniería y Ciencia Vol. 5 No. 9 pp. 9 – 23; Colombia 2009.
53. Eastop T. D., Croft D. R.; *Energy Efficiency for Engineers and Technologists*; Longman Group Ltd.; Reino Unido 1990.
54. Strachan N.; *Adoption and Supply of a Distributed Energy Technology*; Engineer and Public Policy; Carnegie Mellon Repport Issue No. 20; Estados Unidos 2002.
55. Saboo A. Saboo M.; *Optimization of CHP Systems using Pinch technology*; Energy Manager Trainmen; MIDLAND – SRMIST 2004; India 2004.
56. Fridman M.; *Cogeneration Efficiencies and Economics*; Cogeneration and Competitive Power Journal, No. 17 Issue1; Estados Unidos 2002.
57. Rubio M. C. et all; *Modelado energético de motores de combustión interna para aplicaciones de cogeneración*; Memorias del XVI Congreso Anual de la SOMIM; México 2010.
58. *Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia*; Gobierno de España – Ministerio de Industria y Comercio – Instituto de la diversificación y ahorro de energía; España 2008.
59. Jennekens M; *Learning from experiences with small – scale cogeneration*; CADDET – Analysis series; Estados Unidos 1989.
60. Fernández G. R. et all; *La nucleoelectricidad, una oportunidad para México – Reporte Final*; Academia de Ingeniería de México – CFE; México 2009.
61. Alvarado L. R.; *Proyectos MDL, una alternativa rentable y de responsabilidad ambiental para las empresas: La situación de México*; Ética y sustentabilidad para la competitividad responsable y rentable; SINNCO 2010; México 2010.
62. Bejan A., Tsatsaronis G., Moran M. J.; *Thermal Design and Optimization*; Wiley Interscience; Estados Unidos 2006.
63. Baca Urbina, Gabriel; *Evaluación de Proyectos*; 4ª Edición; Mc Graw Hill; México 2005.

64. De Garmo y Canadá; *Ingeniería Económica*; Editorial CECSA; México 1973.
65. Frangopoulos C. A., Dimopoulos; *Effect of reliability considerations on the optimal synthesis, design and operation of a cogeneration system*; ELSEVIER – Energy 29 (3) 309 – 329; Grecia 2002.
66. Chapra S. C., Canalé R. P.; *Métodos Numéricos para Ingenieros*; 5ª Edición; Mc Graw Hill; Estados Unidos 2007
67. Weber C., Marechal F.; *Design and optimization of district energy systems*; Science Direct, Computer Aided Chemical Engineering Volumen 24, 2007, Pag. 1127-1132 17th European Symposium on Computer Aided Process Engineering. Suiza 2007.
68. Curti V., Spakovsky M.; *An environomic approach for the modeling and optimization of a district heating network based on centralized and decentralized heat pumps, cogeneration and/or gas furnace*; Science Direct International Journal of Thermal Sciences Volumen 39, Issue 7, Julio 2000, Pag. 721-730. Suiza 2000.
69. Sakawa M., Kato K., Ushiro S.; *Operational planning of district heating and cooling plants through genetic algorithms for mixed 0 – 1 linear programming*. Eur J Operat Res 2002; 137:677 – 687. Japon 2002.
70. Benonysson A., Bohm B; *Operational optimization in a district heating system*; Science direct Energy Conversion and Management Volumen 36, Issue 5, Mayo 1995, Pag. 297-314 ; Dinamarca 1995.
71. Lindenberger D., Burckner T.; *Optimization of solar district heating systems: seasonal storage, heat pumps, and cogeneration*; Science Direct – Energy Volume n25, Issue 7, Julio 2000, Pag 591-608. Alemania 2000.
72. Barelli L., Bidini G.; *Implementation of a cogenerative district heating: Optimization of a simulation model for the thermal power demand* ; Science direct - Energy and Buildings Volumen 38, Issue 12, Diciembre 2006, Pag 1434-1442 . Italia 2006 .
73. Martins L., Ferreira A., Nunes M.; *Optimal Design of Micro – turbine cogeneration Systems for the European building sector*; ASME 2011

- International Mechanical Engineering Congress and Exposition; Portugal 2011.
74. Celli G., Ghiani E.; *A multiobjective evolutionary algorithm for the sizing and siting of distributed generation*; IEEE – Power Systems Mayo 2005 pag 750 – 757; Italia 2005.
75. Rubio M. C.; *Producción combinada de calor, electricidad, frío y agua de forma sostenible en el sector turístico*; Tesis Doctoral – Universidad de Zaragoza – Departamento de Ingeniería Mecánica; España 2009.
76. Casassus T. et al; *Optimización Económica con GAMS ®*; V jornada de Asepuma; España 2002.
77. *MATLAB ® ® User's Guide*; The MathWorks, Inc., Massachusetts, 1995.
78. Part-Enander E., Sjoberg A., Melin B., Isaksson P.; *The MATLAB ® ® Handbook*; Addison-Wesley, New York, 1996.
79. Escobar D. J. L., Jiménez R. J. S.; *Crisis económica, crisis energética y libre mercado*; Revista Digital Universitaria; UNAM – Coordinación de Publicaciones Digitales; 10 de Mayo de 2009, Volumen 10 No. 5, ISSN: 1067 – 6079. México 2009.
80. *Estudio sobre tarifas eléctricas y costos de suministro*; Secretaría de Energía; México, Junio de 2008.
81. Mansouri I., Newborough M., Probert D.; *Energy consumption in UK households: Impact of domestical electric appliances*; Applied energy Vol. 54 No. 3; ELSEVIER; Gran Bretaña 1996.
82. Romero C. J.; *Electrical appliances duty cycles obtained from total demand of household using evolutionary programing*; IEEE Bulletin 2000; ISIE Cholula Puebla; México 2000.
83. INEGI; *II Censo de población y vivienda 2005. Tabulados Básicos. Estados Unidos Mexicanos. Tomo I*; Instituto Nacional de Estadística y Geografía; México 2006.
84. Ramos G., Díaz R., Fiscal R. et al; *El cambio de horario de verano: ahorros en consumo y demanda y reducción de contaminantes*;

85. FIDE; *Guía para el ahorro de energía eléctrica – energía en espera*; Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica; México 2006.
86. Díaz R. M.; *Manual para la prevención y control de la Legionela*; Diputación de Huelva – Prevención; España 2004.
87. Biagio P.; *Performance of Assesment of Residential Cogeneration Systems in different Italian Climatic Zones*; Anexo 42 de la International Energy Agency - Energy conservation in buildings and community systems programme; Italia 2007;
88. *Directorio de motores alternativos para cogeneración*; Energuía – España 2006;
89. Fernández C. F.; *Estimación rápida del costo de un tanque de almacenamiento*; Ingeniería Química – Diciembre 1998; España 1998.
90. *Guía de programas de fomento de Energías Renovables para los municipios de la Republica Mexicana*; SEMARNAT – Gobierno Federal; México 2011.
91. Pacheco I. J.; *Metodologías de diagnostico termoeconómico de sistemas energéticos: Diagnostico de plantas de potencia*; Editorial Académica Española; México 2011.
92. Valero C. A., Lozano S. M. A.; *Curso de Termoeconomía*; Volumen I; Departamento de Ingeniería Mecánica – Universidad de Zaragoza; España 1994.
93. Kotas T. J.; *The exergy method of thermal plant analysis*; Krieger Publishing Company; Estados Unidos 1995.
94. Deng J., Wang R., Wu J.; *Exergy cost analysis of a micro – trigeneration system based on the structural theory of thermoeconomics*; ELSEVIER – Energy 33 (2008) 1417 – 1426; China 2008.
95. *Indice de Tarifas Horarias para servicio general a media tensión*; Comisión Federal de Electricidad; México Enero 2012.
96. *Precios del Sector Energético Administrados por el Sector Público*; Cámara de Diputados – PEMEX – CFE; México Diciembre 2011.

97. Pérez D., Novo R. B., Prieto M. A.; *Calidad de potencia en los sistemas de energía eléctrica*; Técnica Industrial No. 246 pp. 48 -54; España 2002.
98. *Confiabilidad de los sistemas eléctricos*; PROCOBRE; México 2004;
99. Loh H. P., Lyons J.; *Process Equipment Costs Estimation*; National Energy Technology Center; Estados Unidos 2002.
100. *Turbinas de gas para accionamiento de equipo mecánico en instalaciones costa afuera*; Petróleos Mexicanos; PEMEX – NERF – 100 – 2009; México 2009.
101. Trebolle, T. D.; *Energías renovables como la mejor alternativa a la generación distribuida y su integración a las redes*; UCUF; España 2008.

Apéndice A Formato para la recolección de información (estudio de consumo de energía eléctrica y térmica).

UMSNH
Facultad de Ingeniería Mecánica
Encuesta de consumo de energía en casas habitación

I. Datos Generales del Inmueble.

Ubicación: Calle, número, colonia, ciudad, estado.	
Numero de Plantas:	
Número de ocupantes:	
Superficie construida (m²):	

II. Aparatos Eléctricos.

Aparato	Cantidad	Potencia o capacidad	Horario de Uso
Televisión			
Horno Eléctrico			
Focos			
Lámparas			
Plancha			
Lavadora			
Refrigerador			
Grabadora			
Equipo de Audio			
Equipo de computo			
Aire Acondicionado			
Horno Microondas			

III. Datos de consumo y facturación (CFE)

Bimestre	Consumo (Kwh.)	Facturación (\$)
1		
2		
3		
4		
5		
6		

IV. Consumo de Gas LP

Equipo	Cantidad	Capacidad	Horario de Uso
Estufa			
Calentador de Agua			

V. Tanques de Gas

Tipo	Cantidad	Capacidad	Consumo Anual

Apéndice B – 1 - Modelado del tanque de ACS en MATLAB ® ®

```
%Modelado de tanque de almacenamiento térmico.
%Observaciones: La temperatura del agua debe de mantenerse entre 65 a 70 °C

clear all;
%Valores conocidos:

P_in=300000;%Potencia de la resistencia, W
V=15000;    %Volumen del tanque, lt
Ta=20;      %Temperatura ambiente, °C
T_in=20;    %Temperatura del agua (ambiente), °C
U=1;        %Coeficiente de transferencia de calor, W/m2K
Cp=4190;    %Capacidad calorífica del agua, J/KgK
rho=1;      %Densidad del agua, Kg/lt
Dt=1;       %Periodo de análisis, h

%Espacio Temporal
t=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];

%Perfil de consumo medio de agua caliente en litros
G=[518 518 518 518 12726 28986 42419 28810 518 518 518 518 11842 9191 518 518 518 518 7600 9721 15377 2828 518 518];

%Área expuesta a perdidas
Ar=6*(V/1000)^(2/3);

%Solución con diferencias finitas
RVC=rho*V*Cp;
Temp_df=zeros(1,24);
Temp_an=zeros(1,24);
Temp_df(1,1)=60;
Temp_an(1,1)=60;

for i=1:23
    Temp_df(1,i+1)=Temp_df(1,i)+(1/RVC)*(P_in*3600+rho*G(1,i+1)*Cp*(T_in-Temp_df(1,i))-U*Ar*(Temp_df(1,i)-Ta)*3600)*Dt;
end

%Solución analítica
b=zeros(1,24);
a=P_in*3600/RVC;
b(1,1)=((G(1,1)/V)+(U*Ar*3600/RVC));

for i=1:23
    b(1,i+1)=((G(1,i+1)/V)+(U*Ar*3600/RVC));
    Temp_an(1,i+1)=T_in+(1/b(1,i+1))*(a-(a+b(1,i+1)*T_in-Temp_an(1,i))/exp(b(1,i+1)*Dt));
end;

%Consumo de agua caliente
Q_ACS=zeros(1,24);
Q_l=zeros(1,24);

for i=1:24
    Q_ACS(1,i)=rho*G(1,i)*Cp*(Temp_df(1,i)-T_in)/3600;
    Q_l(1,i)=U*Ar*(Temp_df(1,i)-Ta);
end;

%Balance Global de energía
Q_KWH_Pin=24*P_in;
Q_KWH_ACS=0;
Q_KWH_l=0;

for i=1:24
    Q_KWH_ACS=Q_KWH_ACS+Q_ACS(1,i);
    Q_KWH_l=Q_KWH_l+Q_l(1,i);
end;

%Resultados
Q_T=Q_KWH_ACS+Q_KWH_l;
E=(Q_T-Q_KWH_Pin)*100/Q_KWH_Pin;

%Graficación
figure(1);
clf;
plot(t,G);
grid;
title('Comportamiento del flujo de agua');
xlabel('t(h)');
ylabel('G(l)');
pause;

figure(2);
clf;
plot(t,Temp_df);
grid;
title('Comportamiento de la temperatura al interior del tanque');
xlabel('t(h)');
ylabel('T(°C)');
pause;
close all;
```

Apéndice B – 2 - Modelado de la operación del MACI SF 180TA – LG.

```
##### Modelado de Operación del
sistema CHP Villa Magna #####

%----- Cálculo de las
demandas energéticas -----
---
clear all;
CpH2O=4.190;          %Capacidad
calorífica del agua  KJ/KgK
Ta=20;               %Temperatura
ambiental media °C
Tc=70;               %Temperatura de
consumo de agua caliente sanitaria a
la salida del motor °C
rhoComb=850;         %Densidad del
combustible
Pm3Comb=10500;       %Precio del
combustible por m3
PCS_Comb=44736;      %Poder calorífico
superior del combustible.
PCSLP=49684;         %Poder Calorífico
del gas LP
PGN=175/1000000;    %Precio del gas
natural $/kJ

% *** Carga térmica en kW ***
P_in=(1/1000)*[150000 150000 150000
150000 400000 400000 400000 400000
150000 150000 150000 150000 150000
150000 150000 150000 150000 150000
150000];
Q_CHP=P_in;
PL=(1/400)*Q_CHP;

%Espacio Temporal (horas)
t=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14
15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];

%Calculo de la demanda térmica para
agua caliente de uso sanitario (KW)

%Demanda Eléctrica (KW)
D2=[128.47 42.82 42.82 42.82 42.82
214.13 428.26 428.26 342.6 299.78
107.06 107.06 71.37 71.37 71.37 71.37
71.37 71.37 214.13 214.13 342.6 342.6
342.6 171.3];

##### Parametros
Operativos de los equipos
#####

%**** Motor Alternativo de Combustión
Interna ****

ETA_T=0.45;
%Eficiencia Térmica del MACI %
ETA_E=0.38;
%Eficiencia eléctrica del MACI %

%Consumo de combustible (kW)
F=zeros(1,24);

for i=1:24
    if PL(i)<1
        F(i)=(((0.3249*(PL(i)^2)))+(0.445*PL(i)
        ))+0.2353)/ETA_T)*Q_CHP(i);
    else
        F(i)=(1/ETA_T)*Q_CHP(i);
    end;
end;

W_CHP=ETA_E*F;          %Potencia
Eléctrica del MACI (kW)
ETA_M=(W_CHP+Q_CHP)/400;
%Eficiencia Global del MACI
mComb=(3600/PCS_Comb)*F; %Flujo de
combustible al motor (Kg/h)
ETAC=0.75;
%Eficiencia calentadores
ETACFE=0.397;
%Eficiencia CFE

%**** Tanque de almacenamiento
Térmico ****

V_T=100;                %Volumen del
tanque de almacenamiento térmico m3

##### Balance de masa
y energía #####
DR=zeros(1,24);        %Demanda
tomada de la red eléctrica
VR=DR;                  %Venta
realizada a la red
Par=DR;

Ac=0;
for i=1:24
    Par(1,i)=D2(i)-W_CHP(i);

    if Par(1,i)>0
        DR(1,i)=Par(1,i);
    else
        VR(1,i)=-Par(1,i);
    end
    Ac=Ac+VR(i)-DR(i);
end;

##### Determinación de
costos de los equipos #####

%Tanque
WT=2.71+(0.0479*V_T);
YT=807.41*WT^(-0.25);
ZT=((0.80741*WT^(0.75))*1000000*17.3/
166)*1392.5/1056.8;
```

```
%MACI
mn=0;
mn2=0;
ET=0;
QT=0;
Fd=0;

for i=1:24
    mn=mn+W_CHP(i);
    mn2=mn2+mComb(i);
    ET=ET+W_CHP(i);
    QT=QT+Q_CHP(i);
    Fd=Fd+F(i);
end;
ZM=((550)*mn/24)*17.3;

EQ=VR-DR;
QT=QT*3600;

CostRed=1.5*DR;
VentRed=1.5*VR;
VentReda=VentRed*365;
CostReda=CostRed*365;
DifRed=1.5*EQ;
Costdofd=1.5*Ac;
Costdifa=Costdofd*365;
OMa=(0.015*mn*365)*17.3;
mComba=mn2*365;
Costcomba=(mComba/rhoComb)*Pm3Comb;
mLP=QT*365/(ETAC*PCSLP);
VgenQ=1.5*mLP;
VGenE=1.5*ET*365;
CostCombGN=PGN*Fd*3600;
CostCombGNa=CostCombGN*365;

%Costo de emisiones
Em=Fd*530;
Ema=Em*365;
CostEma=Ema*20*13/1000000;

Flujoanual=VGenE+VgenQ+Costdifa+CostE
ma-CostCombGNa-OMa;
CostoFijo=ZM+ZT;

%Evaluación del VAN;
VAN=-CostoFijo;

for n=1:15
    VAN=VAN+(Flujoanual/((1.1)^n));
end;

%Evaluación del IAEP y del RGEI
FCHP=Fd*365;
FECONV=ET*365/ETACFE;
FQCONV=QT*365/(3600*ETAC);
FCONV=FECONV+FQCONV;

AEP=FCONV-FCHP;
IAEP=AEP/FCONV;

GEICONVE=313*FECONV/1000000;
GEICONVQ=(113900e-12)*FQCONV*3600;

GEIChp=Ema/1000000;
GEICONV=GEICONVE+GEICONVQ;

RGEI=GEICONV-GEIChp;

figure(1);
clf;
plot(t,P_in);
grid;
title('Perfil térmico');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(2);
clf;
plot(t,W_CHP);
grid;
title('Perfil eléctrico');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(3);
clf;
plot(t,DR);
grid;
title('Demanda a la red');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(4);
clf;
plot(t,VR);
grid;
title('venta a la red');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(5);
clf;
plot(t,EQ);
grid;
title('Equilibrio');
xlabel('t(h)');
ylabel('Diferencia (kW)');
pause;

figure(6);
clf;
plot(t,EQ);
grid;
title('Compra venta a CFE en pesos
mexicanos');
xlabel('t(h)');
ylabel('Compra venta ($)');
pause;
close all;
```

Apéndice B – 3 - Modelado del MACI IFG240

```
##### Modelado de Operación del sistema CHP Villa Magna #####
%----- Cálculo de las demandas energéticas -----
---
clear all;
CpH2O=4.190;          %Capacidad calorífica del agua KJ/KgK
Ta=20;              %Temperatura ambiental media °C
Tc=70;              %Temperatura de consumo de agua caliente sanitaria a la salida del motor °C
rhoComb=850;        %Densidad del combustible
Pm3Comb=10000;      %Precio del combustible por m3
PCS_Comb=44736;     %Poder calorífico superior del combustible.
PCSLP=49684;        %Poder Calorífico del gas LP
PGN=175/1000000;    %Precio del gas natural $/kJ

% *** Carga térmica en kW ***
P_in=[150000 150000 150000 150000 400000 400000 400000 400000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000];
Q_CHP=(1/1000)*P_in;

%Espacio Temporal (horas)
t=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];

%Calculo de la demanda térmica para agua caliente de uso sanitario (KW)

%Demanda Eléctrica (KW)
D2=[128.47 42.82 42.82 42.82 42.82 214.13 428.26 428.26 342.6 299.78 107.06 107.06 71.37 71.37 71.37 71.37 71.37 71.37 214.13 214.13 342.6 342.6 342.6 171.3];

##### Parametros Operativos de los equipos #####
%**** Motor Alternativo de Combustión Interna ****

ETA_T=0.645;
%Eficiencia Térmica del MACI %
ETA_E=0.332;
%Eficiencia eléctrica del MACI %
F=Q_CHP/ETA_T;          %Consumo de combustible (kW)

W_CHP=F*ETA_E;          %Potencia Eléctrica del MACI (kW)
ETA_M=(W_CHP+Q_CHP)/F;
%Eficiencia Global del MACI
mComb=(3600/PCS_Comb)*F; %Flujo de combustible al motor (Kg/h)
ETAC=0.75;
%Eficiencia calentadores
ETACFE=0.397;
%Eficiencia CFE
QCHPMax=max(Q_CHP);
PL=(1/QCHPMax)*Q_CHP;

%**** Tanque de almacenamiento Térmico ****

V_T=100;                %Volumen del tanque de almacenamiento térmico m3
V=100000;              %Volumen del tanque, lt
Ta=20;                 %Temperatura ambiente, °C
T_in=20;               %Temperatura del agua (ambiente), °C
U=1;                   %Coeficiente de tranferencia de calor, W/m2K
Cp=4190;               %Capacidad calorífica del agua, J/KgK
rho=1;                 %Densidad del agua, Kg/lt
Dt=1;                  %Periodo de análisis, h

%Perfil de consumo medio de agua caliente en litros
G=0.35*[518 518 518 518 12726 28986 42419 28810 518 518 518 518 11842 9191 518 518 518 518 7600 9721 15377 2828 518 518];

%Área expuesta a perdidas
Ar=6*(V/1000)^(2/3);

%Solución con diferencias finitas
RVC=rho*V*Cp;
Temp_df=zeros(1,24);
Col=zeros(24,1);
Temp_an=zeros(1,24);
Temp_df(1,1)=60;
Temp_an(1,1)=60;
Col(1,1)=60;

for i=1:23
Temp_df(1,i+1)=Temp_df(1,i)+(1/RVC)*(P_in(1,i+1)*3600+rho*G(1,i+1)*Cp*(T_in-Temp_df(1,i))-U*Ar*(Temp_df(1,i)-Ta)*3600)*Dt;
Col(i+1,1)=Temp_df(1,i+1);
end

%Consumo de agua caliente
Q_ACS=zeros(1,24);
Q_l=zeros(1,24);

for i=1:24
```

```

Q_ACS(1,i)=rho*G(1,i)*Cp*(Temp_df(1,i)
)-T_in)/3600;
    Q_l(1,i)=U*Ar*(Temp_df(1,i)-Ta);
end;

%Balance Global de energía
Q_KWH_Pin=0;
Q_KWH_ACS=0;
Q_KWH_l=0;

for i=1:24
    Q_KWH_ACS=Q_KWH_ACS+Q_ACS(1,i);
    Q_KWH_l=Q_KWH_l+Q_l(1,i);
    Q_KWH_ACS=Q_KWH_ACS+Q_ACS(1,i);
end;

##### Balance de masa
y energía #####
DR=zeros(1,24);          %Demanda
tomada de la red eléctrica
VR=DR;                   %Venta
realizada a la red
Par=DR;

Ac=0;
for i=1:24
    Par(1,i)=D2(i)-W_CHP(i);

    if Par(1,i)>0
        DR(1,i)=Par(1,i);
    else
        VR(1,i)=-Par(1,i);
    end
    Ac=Ac+VR(i)-DR(i);
end;

##### Determinación de
costos de los equipos #####

%Tanque
WT=2.71+(0.0479*V_T);
YT=807.41*WT^(-0.25);
ZT=((0.80741*WT^(0.75))*1000000*17.3/
166)*1392.5/1056.8;

%MACI
mn=0;
mn2=0;
ET=0;
QT=0;
Fd=0;

for i=1:24
    mn=mn+W_CHP(i);
    mn2=mn2+mComb(i);
    ET=ET+W_CHP(i);
    QT=QT+Q_CHP(i);
    Fd=Fd+F(i);
end;
ZM=((550)*mn/24)*17.3;

EQ=VR-DR;
QT=QT*3600;

CostRed=1.5*DR;
VentRed=1.5*VR;
VentReda=VentRed*365;
CostReda=CostRed*365;
DifRed=1.5*EQ;
Costdofd=1.5*Ac;
Costdifa=Costdofd*365;
OMa=(0.015*mn*365)*17.3;
mComba=mn2*365;
Costcomba=(mComba/rhoComb)*Pm3Comb;
mLP=QT*365/(ETAC*PCSLP);
VgenQ=11.5*mLP;
VGenE=1.5*ET*365;
CostCombGN=PGN*Fd*3600;
CostCombGNa=CostCombGN*365;

%Costo de emisiones
Em=Fd*530;
Ema=Em*365;
CostEma=Ema*20*13/1000000;

Flujoanual=VGenE+VgenQ+Costdifa+CostE
ma-CostCombGNa-OMa;
CostoFijo=ZM+ZT;

%Evaluación del VAN;
VAN=-CostoFijo;
Beneficio=CostoFijo/Flujoanual;

VAN2=-CostoFijo+(((1.1^15)-
1)/(0.1*(1.1^15)))*Flujoanual);

for n=1:15
    VAN=VAN+(Flujoanual/((1.1)^n));
end;

%Evaluación del IAEP y del RGEI
FCHP=Fd*365;
FECONV=ET*365/ETACFE;
FQCONV=QT*365/(3600*ETAC);
FCONV=FECONV+FQCONV;

AEP=FCONV-FCHP;
IAEP=AEP/FCONV;

GEICONVE=313*FECONV/1000000;
GEICONVQ=(113900e-12)*FQCONV*3600;
GEIChp=Ema/1000000;
GEICONV=GEICONVE+GEICONVQ;

RGEI=GEICONV-GEIChp;

figure(1);
clf;
plot(t,P_in);
grid;
title('Perfil térmico');
xlabel('t(h)');

```

```
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(2);
clf;
plot(t,W_CHP);
grid;
title('Perfil eléctrico');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(3);
clf;
plot(t,DR);
grid;
title('Demanda a la red');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(4);
clf;
plot(t,VR);
grid;
title('venta a la red');
xlabel('t(h)');
ylabel('P (kW)');
pause;

figure(5);
clf;
plot(t,EQ);
grid;
title('Equilibrio');
xlabel('t(h)');

ylabel('Diferencia (kW)');
pause;

figure(6);
clf;
plot(t,EQ);
grid;
title('Compra venta a CFE en pesos
mexicanos');
xlabel('t(h)');
ylabel('Compra venta ($)');
pause;

figure(7);
clf;
plot(t,G);
grid;
title('Comportamiento del flujo de
agua');
xlabel('t(h)');
ylabel('G(l)');
pause;

figure(8);
clf;
plot(t,Temp_df);
grid;
title('Comportamiento de la
temperatura al interior del tanque');
xlabel('t(h)');
ylabel('T(°C)');
pause;

close all;
```

Apendice B – 4. Función de optimización del VAN en MATLAB ®

```

function VAN=fopt(x)
V_T=x(1);
P_in01=x(2);
P_in02=x(3);
P_in03=x(4);
P_in04=x(5);
P_in05=x(6);
P_in06=x(7);
P_in07=x(8);
P_in08=x(9);
P_in09=x(10);
P_in10=x(11);
P_in11=x(12);
P_in12=x(13);
P_in13=x(14);
P_in14=x(15);
P_in15=x(16);
P_in16=x(17);
P_in17=x(18);
P_in18=x(19);
P_in19=x(20);
P_in20=x(21);
P_in21=x(22);
P_in22=x(23);
P_in23=x(24);
P_in24=x(25);

##### Modelado de Operación
del sistema CHP Villa Magna
#####

%----- Cálculo de las
demandas energéticas -----
-----
CpH2O=4.190;          %Capacidad
calorífica del agua KJ/KgK
Ta=20;               %Temperatura
ambiental media °C
Tc=70;               %Temperatura de
consumo de agua caliente sanitaria a
la salida del motor °C
rhoComb=850;         %Densidad del
combustible
Pm3Comb=10000;       %Precio del
combustible por m3
PCS_Comb=44736;      %Poder calorífico
superior del combustible.
PCSLP=49684;         %Poder Calorífico
del gas LP
PGN=175/1000000;     %Precio del gas
natural $/kJ
P_in01=150000;

% *** Carga térmica en kW ***
P_in=[P_in01 P_in02 P_in03 P_in04
P_in05 P_in06 P_in07 P_in08 P_in09
P_in10 P_in11 P_in12 P_in13 P_in14
P_in15 P_in16 P_in17 P_in18 P_in19
P_in20 P_in21 P_in22 P_in23 P_in24];
Q_CHP=(1/1000)*P_in;

%Espacio Temporal (horas)
t=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14
15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];

%Calculo de la demanda térmica para
agua caliente de uso sanitario (KW)

%Demanda Eléctrica (KW)
D2=[128.47 42.82 42.82 42.82 42.82
214.13 428.26 428.26 342.6 299.78
107.06 107.06 71.37 71.37 71.37 71.37
71.37 71.37 214.13 214.13 342.6 342.6
342.6 171.3];

##### Parametros
Operativos de los equipos
#####

%**** Motor Alternativo de Combustión
Interna ****

ETA_T=0.645;
%Eficiencia Térmica del MACI %
ETA_E=0.332;
%Eficiencia eléctrica del MACI %
F=Q_CHP/ETA_T;          %Consumo
de combustible (kW)
W_CHP=F*ETA_E;          %Potencia
Eléctrica del MACI (kW)
ETA_M=(W_CHP+Q_CHP)/F;
%Eficiencia Global del MACI
mComb=(3600/PCS_Comb)*F; %Flujo de
combustible al motor (Kg/h)
ETAC=0.75;
%Eficiencia calentadores
ETACFE=0.397;
%Eficiencia CFE

%**** Tanque de almacenamiento
Térmico ****

%V_T=100;          %Volumen del tanque de
almacenamiento térmico m3
V=V_T*1000; %Volumen del tanque, lt
Ta=20;           %Temperatura ambiente, °C
T_in=20;         %Temperatura del agua
(ambiente), °C
U=1;             %Coeficiente de
transferencia de calor, W/m2K
Cp=4190;         %Capacidad calorífica del
agua, J/KgK
rho=1;           %Densidad del agua, Kg/lt
Dt=1;           %Periodo de análisis, h

%Perfil de consumo medio de agua
caliente en litros
G=0.35*[518 518 518 518 12726 28986
42419 28810 518 518 518 518 11842
9191 518 518 518 518 7600 9721 15377
2828 518 518];

```

```

%Área expuesta a perdidas
Ar=6*(V/1000)^(2/3);

%Solución con diferencias finitas
RVC=rho*V*Cp;
Temp_df=zeros(1,24);
Col=zeros(24,1);
Temp_df(1,1)=60;
Col(1,1)=60;

for i=1:23
Temp_df(1,i+1)=Temp_df(1,i)+(1/RVC)*(
P_in(1,i+1)*3600+rho*G(1,i+1)*Cp*(T_i
n-Temp_df(1,i))-U*Ar*(Temp_df(1,i)-
Ta)*3600)*Dt;
Col(i+1,1)=Temp_df(1,i+1);
end

%Consumo de agua caliente
Q_ACS=zeros(1,24);
Q_l=zeros(1,24);

for i=1:24
Q_ACS(1,i)=rho*G(1,i)*Cp*(Temp_df(1,i)
)-T_in)/3600;
Q_l(1,i)=U*Ar*(Temp_df(1,i)-Ta);
end;

%Balance Global de energía
Q_KWH_Pin=0;
Q_KWH_ACS=0;
Q_KWH_l=0;

for i=1:24
Q_KWH_ACS=Q_KWH_ACS+Q_ACS(1,i);
Q_KWH_l=Q_KWH_l+Q_l(1,i);
Q_KWH_ACS=Q_KWH_ACS+Q_ACS(1,i);
end;

##### Balance de masa
y energía #####
DR=zeros(1,24); %Demanda
tomada de la red eléctrica
VR=DR; %Venta
realizada a la red
Par=DR;

Ac=0;
for i=1:24
Par(1,i)=D2(i)-W_CHP(i);

if Par(1,i)>0
DR(1,i)=Par(1,i);
else
VR(1,i)=-Par(1,i);
end
Ac=Ac+VR(i)-DR(i);
end;

##### Determinación de
costos de los equipos #####

%Tanque
WT=2.71+(0.0479*V_T);
YT=807.41*WT^(-0.25);
ZT=((0.80741*WT^(0.75))*1000000*17.3/
166)*1392.5/1056.8;

%MACI
mn=0;
mn2=0;
ET=0;
QT=0;
Fd=0;

for i=1:24
mn=mn+W_CHP(i);
mn2=mn2+mComb(i);
ET=ET+W_CHP(i);
QT=QT+Q_CHP(i);
Fd=Fd+F(i);
end;
ZM=((550)*mn/24)*17.3;

EQ=VR-DR;
QT=QT*3600;

CostRed=1.5*DR;
VentRed=1.5*VR;
VentReda=VentRed*365;
CostReda=CostRed*365;
DifRed=1.5*EQ;
Costdifd=1.5*Ac;
Costdifa=Costdifd*365;
OMa=(0.015*mn*365)*17.3;
mComba=mn2*365;
Costcomba=(mComba/rhoComb)*Pm3Comb;
mLP=QT*365/(ETAC*PCSLP);
VgenQ=11.5*mLP;
VGenE=1.5*ET*365;
CostCombGN=PGN*Fd*3600;
CostCombGNa=CostCombGN*365;

%Costo de emisiones
Em=Fd*530;
Ema=Em*365;
CostEma=Ema*20*13/1000000;

Flujoanual=VGenE+VgenQ+Costdifa+CostE
ma-CostCombGNa-OMa;
CostoFijo=ZM+ZT;

%Evaluación del VAN;
Beneficio=CostoFijo/Flujoanual;
VAN=CostoFijo-(((1.1^15)-
1))/(0.1*((1.1^15)))*Flujoanual);

%Evaluación del IAEP y del RGEI
FCHP=Fd*365;
FECONV=ET*365/ETACFE;
FQCONV=QT*365/(3600*ETAC);
FCONV=FECONV+FQCONV;

AEP=FCONV-FCHP;

```


IAEP=AEP/FCONV;

GEICONVE=313*FECONV/1000000;

GEICONVQ=(113900e-12)*FQCONV*3600;

GEICHP=Ema/1000000;

GEICONV=GEICONVE+GEICONVQ;

RGEI=GEICONV-GEICHP;

close all;

Apéndice B – 5 - Declaración de restricciones del sistema a optimizar

```

function [c,ceq]=nlopt(x)
V_T=x(1);
P_in01=x(2);
P_in02=x(3);
P_in03=x(4);
P_in04=x(5);
P_in05=x(6);
P_in06=x(7);
P_in07=x(8);
P_in08=x(9);
P_in09=x(10);
P_in10=x(11);
P_in11=x(12);
P_in12=x(13);
P_in13=x(14);
P_in14=x(15);
P_in15=x(16);
P_in16=x(17);
P_in17=x(18);
P_in18=x(19);
P_in19=x(20);
P_in20=x(21);
P_in21=x(22);
P_in22=x(23);
P_in23=x(24);
P_in24=x(25);

##### Modelado de Operación del
sistema CHP Villa Magna #####

%----- Cálculo de las
demandas energéticas -----
----
CpH2O=4.190;          %Capacidad
calorífica del agua KJ/KgK
Ta=20;              %Temperatura
ambiental media °C
Tc=70;              %Temperatura de
consumo de agua caliente sanitaria a
la salida del motor °C
rhoComb=850;        %Densidad del
combustible
Pm3Comb=10000;      %Precio del
combustible por m3
PCS_Comb=44736;     %Poder calorífico
superior del combustible.
PCSLP=49684;        %Poder Calorífico
del gas LP
PGN=175/1000000;    %Precio del gas
natural $/kJ
%P_in01=150000;

% *** Carga térmica en kW ***
P_in=[P_in01 P_in02 P_in03 P_in04
P_in05 P_in06 P_in07 P_in08 P_in09
P_in10 P_in11 P_in12 P_in13 P_in14
P_in15 P_in16 P_in17 P_in18 P_in19
P_in20 P_in21 P_in22 P_in23 P_in24];

Q_CHP=(1/1000)*P_in;

%Espacio Temporal (horas)
t=[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14
15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];

%Calculo de la demanda térmica para
agua caliente de uso sanitario (KW)

%Demanda Eléctrica (KW)
D2=[128.47 42.82 42.82 42.82 42.82
214.13 428.26 428.26 342.6 299.78
107.06 107.06 71.37 71.37 71.37 71.37
71.37 71.37 214.13 214.13 342.6 342.6
342.6 171.3];

##### Parametros
Operativos de los equipos
#####

%**** Motor Alternativo de Combustión
Interna ****

ETA_T=0.645;
%Eficiencia Térmica del MACI %
ETA_E=0.332;
%Eficiencia eléctrica del MACI %
F=Q_CHP/ETA_T;          %Consumo
de combustible (kW)
W_CHP=F*ETA_E;          %Potencia
Eléctrica del MACI (kW)
ETA_M=(W_CHP+Q_CHP)/F;
%Eficiencia Global del MACI
mComb=(3600/PCS_Comb)*F; %Flujo de
combustible al motor (Kg/h)
ETAC=0.75;
%Eficiencia calentadores
ETACFE=0.397;
%Eficiencia CFE
QCHPMax=max(Q_CHP);
PL=(1/QCHPMax)*Q_CHP;

%**** Tanque de almacenamiento
Térmico ****

%V_T=100;          %Volumen del tanque de
almacenamiento térmico m3
V=V_T*1000; %Volumen del tanque, lt
Ta=20;            %Temperatura ambiente, °C
T_in=20;          %Temperatura del agua
(ambiente), °C
U=1;              %Coeficiente de
transferencia de calor, W/m2K
Cp=4190;          %Capacidad calorífica del
agua, J/KgK
rho=1;            %Densidad del agua, Kg/lt
Dt=1;             %Periodo de análisis, h

```

```

%Perfil de consumo medio de agua
caliente en litros
G=0.35*[518 518 518 518 12726 28986
42419 28810 518 518 518 11842
9191 518 518 518 7600 9721 15377
2828 518 518];

%Área expuesta a perdidas
Ar=6*(V/1000)^(2/3);

%Solución con diferencias finitas
RVC=rho*V*Cp;
Temp_df=zeros(1,24);
Col=zeros(24,1);
Temp_df(1,1)=60;
Col(1,1)=60;

for i=1:23
Temp_df(1,i+1)=Temp_df(1,i)+(1/RVC)*(
P_in(1,i+1)*3600+rho*G(1,i+1)*Cp*(T_i
n-Temp_df(1,i))-U*Ar*(Temp_df(1,i)-
Ta)*3600)*Dt;
Col(i+1,1)=Temp_df(1,i+1);
end
T1=Temp_df(1);
T2=Temp_df(2);
T3=Temp_df(3);
T4=Temp_df(4);
T5=Temp_df(5);
T6=Temp_df(6);
T7=Temp_df(7);
T8=Temp_df(8);
T9=Temp_df(9);
T10=Temp_df(10);
T11=Temp_df(11);
T12=Temp_df(12);
T13=Temp_df(13);
T14=Temp_df(14);
T15=Temp_df(15);
T16=Temp_df(16);
T17=Temp_df(17);
T18=Temp_df(18);
T19=Temp_df(19);
T20=Temp_df(20);
T21=Temp_df(21);
T22=Temp_df(22);
T23=Temp_df(23);
T24=Temp_df(24);

PL1=PL(1);
PL2=PL(2);
PL3=PL(3);
PL4=PL(4);
PL5=PL(5);
PL6=PL(6);
PL7=PL(7);
PL8=PL(8);
PL9=PL(9);
PL10=PL(10);
PL11=PL(11);
PL12=PL(12);
PL13=PL(13);
PL14=PL(14);
PL15=PL(15);
PL16=PL(16);
PL17=PL(17);
PL18=PL(18);
PL19=PL(19);
PL20=PL(20);
PL21=PL(21);
PL22=PL(22);
PL23=PL(23);
PL24=PL(24);

Tmin=65;
Tmax=80;
PLmin=0.375;

c=[PL1-PLmin; PL2-PLmin; PL3-PLmin;
PL4-PLmin; PL5-PLmin; PL6-PLmin; PL7-
PLmin; PL8-PLmin; PL9-PLmin; PL10-
PLmin; PL11-PLmin; PL12-PLmin; PL13-
PLmin; PL14-PLmin; PL15-PLmin; PL16-
PLmin; PL17-PLmin; PL18-PLmin; PL19-
PLmin; PL20-PLmin; PL21-PLmin; PL22-
PLmin; PL23-PLmin; PL24-PLmin;
Tmin-T1; Tmin-T2; Tmin-T3; Tmin-
T4; Tmin-T5; Tmin-T6; Tmin-T7; Tmin-
T8; Tmin-T9; Tmin-T10; Tmin-T11;
Tmin-T12; Tmin-T13; Tmin-T14; Tmin-
T15; Tmin-T16; Tmin-T17; Tmin-T18;
Tmin-T19; Tmin-T20; Tmin-T21; Tmin-
T22; Tmin-T23; Tmin-T24;
T1-Tmax; T2-Tmax; T3-Tmax; T4-
Tmax; T5-Tmax; T6-Tmax; T7-Tmax; T8-
Tmax; T9-Tmax; T10-Tmax; T11-Tmax;
T12-Tmax; T13-Tmax; T14-Tmax; T15-
Tmax; T16-Tmax; T17-Tmax; T18-Tmax;
T19-Tmax; T20-Tmax; T21-Tmax; T22-
Tmax; T23-Tmax; T24-Tmax];
ceq=[];

```

Apendice B – 6 - Algoritmo de Optimización

```
clear %, clf
%Argumentos de entrada
x0=[100 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000
150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000 150000
150000 150000 150000 150000 150000];          %Valores iniciales de diseño
A=[];
b=[];
Aeq=[];
Beq=[];
lb=[50 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000
100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000 100000
100000 100000 100000 100000 100000];
ub=[200 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000
400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000 400000
400000 400000 400000 400000 400000];
options=optimset('LargeScale',
'off','Display','iter','Algorithm','interior-
point','MaxFunEvals',2000000,'MaxIter',100000);

%función optimizadora

[x,fval]=fmincon(@fopt,x0,A,b,Aeq,Beq,lb,ub,@nlopt,options);

[c,ceq]=nlopt(x);
```

Apendice B – 7 - Análisis termoeconómico en ESS

"ANÁLISIS TERMOECONÓMICO DE UN SISTEMA DE COGENERACIÓN A PARTIR DE UN MOTOR ALTERNATIVO DE COMBUSTIÓN INTERNA (MACI)"

$$\begin{aligned}k_5 &= C_5/E_5 \\k_6 &= C_6/E_6 \\k_7 &= C_7/E_7\end{aligned}$$

"A partir de los datos de diseño del MACI se obtienen los datos siguientes:"

"Consumo exergético"

$$\begin{aligned}G_{MACI} &= (E_2 + E_3)/E_1 \\G_{ST} &= (E_6 + E_7)/E_2 \\G_E &= E_5/(E_3 + E_4)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}T_A &= 20 + 273.15 \\T_{MAX} &= 80 + 273.15 \\ETA_T &= 0.645 \\ETA_E &= 0.332 \\F_{MAX} &= 620.155 \\ETA_T &= Q_{CHP}/F_{MAX} \\ETA_E &= W_{CHP}/F_{MAX} \\W_R &= 250.0352 \\P_{COMB} &= (175/1000000) * 3600 \\P_E &= 1.56\end{aligned}$$

"Tanque de almacenamiento"

$$\begin{aligned}Q_L &= U * A * (T_{MAX} - T_A) \\U &= 1/1000 \\A &= 129.26\end{aligned}$$

"BALANCES DE ENERGÍA"

$$\begin{aligned}W_R + W_{CHP} &= W_D \\Q_{CHP} &= Q_L + Q_D\end{aligned}$$

"Factor de Carnot"

$$f = 1 - T_A/T_{MAX}$$

"BALANCE EXERGÉTICO"

$$\begin{aligned}E_1 &= F_{MAX} \\E_2 &= Q_{CHP} * f * ETA_T \\E_3 &= W_{CHP} \\E_4 &= W_R \\E_5 &= W_D \\E_6 &= Q_D * f \\E_7 &= Q_L * f\end{aligned}$$

"BALANCE DE COSTO EXERGÉTICO"

$$\begin{aligned}C_1 &= E_1 * P_{COMB} \\C_2 + C_3 &= C_1 \\k_3 &= k_2 \\C_6 + C_7 &= C_2 \\C_7 &= 0 \\C_4 &= (E_4 * P_E) \\C_5 &= C_4 + C_3\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}k_1 &= C_1/E_1 \\k_2 &= C_2/E_2 \\k_3 &= C_3/E_3 \\k_4 &= C_4/E_4\end{aligned}$$