



01190

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO

METODOLOGIA Y SISTEMA INTELIGENTE PARA LA OPTIMIZACION ECONOMICA DEL DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA DE COGENERACION DE ENERGIA

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

DOCTOR EN INGENIERIA

PRESENTA:

M. EN I. NICOLAS CEFERINO KEMPER VALVERDE

DIRECTOR DE TESIS: DR. FELIPE LARA ROSANO



MEXICO, D.F., 2005

m345647



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Mi agradecimiento al Señor de los Milagros por la fuerza, energía, seguridad y confianza que me dio para llegar a México y así culminar mis objetivos trazados en mis estudios de postgrado.

A mi amada Esposa Vilma Pilar por su apoyo permanente y fundamentalmente por su amor interminable y también doy gracias a mi nueva esperanza, mi nueva fuente de optimismo, mi nueva fuente de energía llamada Paola mi amada hija.

De una manera especial agradezco al Dr. Felipe Lara Rosano por su apoyo desinteresado durante la realización de mis estudios de doctorado y en el desarrollo del presente trabajo.

Expreso mi agradecimiento a todos con los que he trabajado durante estos años y quienes han tomado parte de mi desarrollo personal y profesional, especialmente a Luis, Juan Carlos, Angel, así mismo a mis sobrinos Walter y Henry.

A la memoria de mis padres Felipe y Ricardina, los recuerdo siempre con el mismo amor de antes.

A toda mi familia sin distinción, porque todos forman parte de mí.

Autoriza a la Dirección General de Bibliotecas de la UNAM a difundir en formato electrónico e impreso el contenido de mi trabajo recepcional.

NOMBRE: Nicolás Cefesino

Kemper Valverde

FECHA: 14-06-05

FIRMA: 

CONTENIDO

	Página
RESUMEN	1
CAPITULO 1: PLANTEAMIENTO Y ALCANCE DEL PROBLEMA	3
1. Introducción	4
2. Concepto de cogeneración	5
3. Diferentes tecnologías de cogeneración	8
4. Caracterización del problema	15
5. Formulación y alcance del problema: Sistema Inteligente de Optimización	18
CAPITULO 2: EVALUACION TERMODINAMICA DE PLANTAS DE COGENERACION	20
1. Introducción	21
2. Definición de rendimiento de plantas de potencia	22
3. El método de análisis exergético	24
4. Criterios de eficiencia de las plantas de cogeneración	31
5. El efecto de las irreversibilidades en una planta de cogeneración	35
6. Análisis exergético de algunos componentes de plantas de cogeneración	38
7. Análisis termodinámico de una planta de cogeneración	46
8. Determinación del ahorro de energía en una planta de cogeneración	54
CAPITULO 3: CRITERIOS METODOLOGICOS PARA EL DISEÑO Y OPERACION DE PLANTAS DE COGENERACION	68
1. Introducción	69
2. Asignación de costos en una planta de cogeneración	70
3. Condición límite para la viabilidad de una planta de cogeneración	80
4. Modo de operación de una planta de cogeneración	80
5. Modelo económico para definir la viabilidad de una planta de cogeneración	82
6. Metodología para el diseño de una planta de cogeneración	86
CAPITULO 4: MODELO DE OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE PLANTAS DE COGENERACION BASADO EN UN SISTEMA INTELIGENTE	97
1. Introducción	98
2. Aspectos teóricos de Inteligencia Artificial	100
3. Sistemas Inteligentes	102
4. Sistemas Expertos	107
5. Algoritmos genéticos	113
6. Modelo de Optimización basado para el Diseño y Funcionamiento de Plantas de Cogeneración basado en un Sistemas Inteligente	118

CAPITULO 5: COGENERACION: SISTEMA INTELIGENTE PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE PLANTAS DE COGENERACION	148
1. Criterios Generales para el desarrollo del Sistema Inteligente COGENERACION	149
2. Conceptualización del Sistema Inteligente COGENERACION	152
3. Descripción del Sistema Inteligente COGENERACION	154
4. Resultados obtenidos	170
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	178
1. Conclusiones	178
2. Recomendaciones	179
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	180
ANEXO 1: CODIGO DEL SISTEMA INTELIGENTE COGENERACION	182

RESUMEN

La cogeneración es una forma eficiente de utilizar la energía que permite a un país un importante ahorro de energía primaria. Entre los diferentes sistemas de cogeneración utilizados se encuentran los de turbina de vapor a contrapresión y los de turbina de vapor a condensación con extracción y diversos arreglos con turbinas de gas.

En este trabajo se exponen, por un lado, los fundamentos teóricos y metodológicos para el diseño de plantas de cogeneración de energía y por otro, el diseño, la estructura y funcionamiento de *COGENERA*, el cual es un sistema de cómputo inteligente híbrido, que incorpora tales metodologías en la base de conocimientos de un sistema experto y en la función de aptitud de un algoritmo genético, permitiendo al usuario:

(1) determinar las condiciones de funcionamiento óptimas de una planta de cogeneración en operación, las que pueden servir para modificar las condiciones actuales de funcionamiento.

(2) optimizar el diseño y condiciones del modo de funcionamiento de plantas nuevas.

Sé trata de una herramienta de software totalmente interactivo compuesto de varios módulos, cada uno de ellos responsable de un aspecto fundamental del proceso de análisis.

Entonces, este sistema inteligente es producto de la integración de dos técnicas de Inteligencia Artificial, sistemas expertos y algoritmos genéticos, además de varias herramientas de cómputo convencional, considerando una estructura de software híbrida y modular, por su orientación a objetos.

Por un lado, la identificación, selección y evaluación de las alternativas de cogeneración para una aplicación específica, lo realiza un sistema experto, cuyo razonamiento se basa en la metodología para diseño de plantas de cogeneración de energía que es parte integrante de este trabajo. Así mismo, y debido al carácter no lineal del proceso de optimización y a la disponibilidad de valores puntuales o discretos en vez de expresiones algebraicas, el programa de optimización utilizado es un algoritmo genético, cuyo objetivo de su función de aptitud es minimizar el costo de combustible y electricidad durante cada hora de funcionamiento de la planta de cogeneración.

El sistema inteligente *COGENERA* permite realizar un análisis exhaustivo para evaluar plantas de cogeneración de energía considerando diversos arreglos o configuraciones. El criterio primordial es que una planta de cogeneración debe satisfacer en primer lugar las necesidades térmicas antes que las eléctricas.

El sistema inteligente combina todas las posibilidades y elige la mejor opción, desde el punto de vista técnico y económico.

En razón de ello, los objetivos que planteados son:

1. Integrar diversos criterios metodológicos para el diseño de una planta de cogeneración dentro de un sistema experto que permita modelar la planta de cogeneración bajo ciertas condiciones de configuración y que además permita calcular el costo de electricidad generada en la turbina de gas y/o de vapor y el costo de vapor a proceso, empleando bases energéticas y exergéticas.
2. Desarrollar una función de aptitud que se adecue a las características de operación de una planta de cogeneración y las restricciones inherentes y que permita llevar a cabo la optimización.
3. Desarrollar un algoritmo genético para la optimización del diseño y del modo de funcionamiento de una planta de cogeneración, basándose en el carácter no lineal de la función de aptitud y que funcione con la sola disponibilidad de valores puntuales (valores discretos) en vez de expresiones analíticas.
4. Construir e implementar un sistema inteligente, integrando los modelos anteriores, que según las características de la demanda térmica y eléctrica y de acuerdo con el sistema de cogeneración elegido, permita determinar el diseño o el modo de funcionamiento económicamente optimizado.

1. PLANTEAMIENTO Y ALCANCE DEL PROBLEMA

1. INTRODUCCION

A diferencia de los sistemas convencionales que producen energía eléctrica y térmica de manera totalmente independiente, la cogeneración consiste en la producción combinada, en proceso secuencial (en cascada) de energía térmica y eléctrica. Menos restrictivamente se admite, como alternativa a la producción de electricidad, la generación de energía mecánica, porque sustituye a un consumo eléctrico no realizado. La comparación entre cogeneración y los sistemas convencionales de generación térmica y eléctrica requiere especificar previamente el punto de vista desde el que se realiza.

Así, para un país la cogeneración supone un ahorro de energía primaria, debido al aprovechamiento de los calores residuales en los ciclos de cola y a la menor cantidad de combustible empleado para la generación de electricidad en los ciclos de cabecera. Asimismo, como resultado del menor consumo global de combustible, hay una disminución de la contaminación y se consigue además una mayor diversificación energética al aprovecharse residuos y combustibles derivados del proceso. Igualmente, implica un ahorro económico debido a un menor costo en la generación y distribución de electricidad [Guillen, J.A.1991].

Lo expresado hasta este momento son ventajas, pero la cogeneración supone también inconvenientes, como son la necesidad de una reglamentación precisa para regular las relaciones del cogenerador con la compañía eléctrica; además es necesario importar los equipos básicos y por último, en muchas ocasiones, no se dispone de la infraestructura necesaria para el correcto mantenimiento de las instalaciones.

Desde el punto de vista de la compañía eléctrica, se pueden citar como ventajas el incremento en la garantía del suministro eléctrico, la posibilidad de rebajar la potencia de reserva y la de utilizar más económicamente sus medios de producción. Entre los importantes inconvenientes se encuentra, por una parte, la reducción de su mercado y, de otra, los serios problemas que se presentan en relación con la regulación de la red.

Por último, bajo la perspectiva del cogenerador, las ventajas se cifran en el menor costo de la electricidad autoconsumida (beneficio adicional por la vendida) y mayor garantía de suministro ante un posible fallo de la red. Como inconvenientes están la inversión adicional requerida y el consiguiente aumento de mantenimiento y de la contaminación local, como consecuencia del mayor consumo de combustibles en la propia fábrica.

2. CONCEPTO DE COGENERACIÓN

En los EE.UU. se ha dicho que la palabra cogeneración fue acuñada por el Presidente Carter, quien en su mensaje del 20 de abril de 1977 sobre energía, la definió como la producción de electricidad y otras formas de energía útil (tales como calor o vapor de proceso) en la misma instalación.

Posteriormente, en junio de 1980, la Federal Energy Regulatory Commission, en sus "Rulemaking on Cogeneration and Small Power Production", define la cogeneración como la **producción secuencial de energía eléctrica o mecánica y de energía térmica útil, a partir de la misma fuente primaria**. El término cogeneración sustituye pues en los EE.UU. a lo que los industriales americanos denominaron "combination plants" o "inplant generation" o "by product power".

Por otra parte, es tradicional en las compañías eléctricas europeas utilizar el término **autoproducción**, denominando autoproducer al usuario que utilice una instalación de producción de energía eléctrica en calidad de propietario, sin prestar un servicio público.

Citemos dos ejemplos ilustrativos de autoproducción y cogeneración. Las turbinas hidráulicas muy frecuentemente empleadas en las industrias textiles autogeneran energía mecánica. Por otra parte, el sistema de tracción mecánica y calefacción de los automóviles es un ejemplo de una pequeña instalación de cogeneración.

Como resumen de estas acepciones, definimos la cogeneración como **la producción conjunta, en proceso secuencial, de electricidad (o energía mecánica) y energía térmica útil**. Es precisamente este aprovechamiento de la energía térmica lo que hace posible un rendimiento global en la utilización de la energía muy elevado y en definitiva, un ahorro de energía primaria.

Como hemos dicho, se admite como alternativa a la producción de electricidad la generación de energía mecánica, para el accionamiento de compresores, bombas, etc., que en otro caso habrían de utilizar motores eléctricos. La figura 1.1 muestra como lleva a cabo el suministro de energía a través de un sistema convencional y un sistema de cogeneración [Latorre B. J. & Cuñat G.M. 1992].

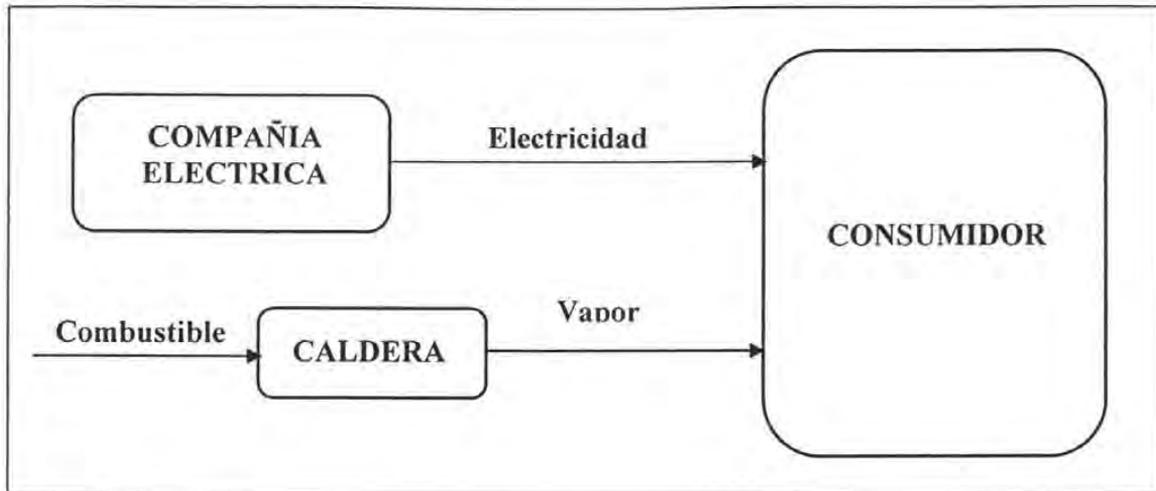
Existen también otras definiciones y expresiones que se han venido utilizando en relación a este concepto. Así, se habla de la **Producción Combinada de Calor y Electricidad** (Combined Heat and Power, CHP), o de los **Sistemas de Energía Total**, expresión con la que se pretende definir aquellas instalaciones destinadas a un autoabastecimiento energético completo [NTIS, 1978].

Otra expresión utilizada es la de **Calefacción de Distrito** o District Heating, acuñado en el Reino Unido y con la que se denominan las instalaciones centralizadas productoras de calor para calefacción de una población y que generan simultáneamente electricidad, que puede ser considerada como un subproducto [Kilpinen, U. 1977].

El esquema de la figura 1.2 compara el consumo de energía de un sistema convencional, en el que la electricidad es importada de la red de la compañía eléctrica suministradora y la energía térmica necesaria (vapor, agua caliente, etc.) es generada en una caldera, frente a un sistema de cogeneración.

Se ha supuesto un rendimiento en la generación y transporte de la electricidad del 37% y un rendimiento de la caldera del 90%. Por lo que respecta al sistema de cogeneración, se ha supuesto un rendimiento de generación de electricidad del 32% y un rendimiento global del 87%.

(a) SISTEMA CONVENCIONAL



(b) COGENERACION

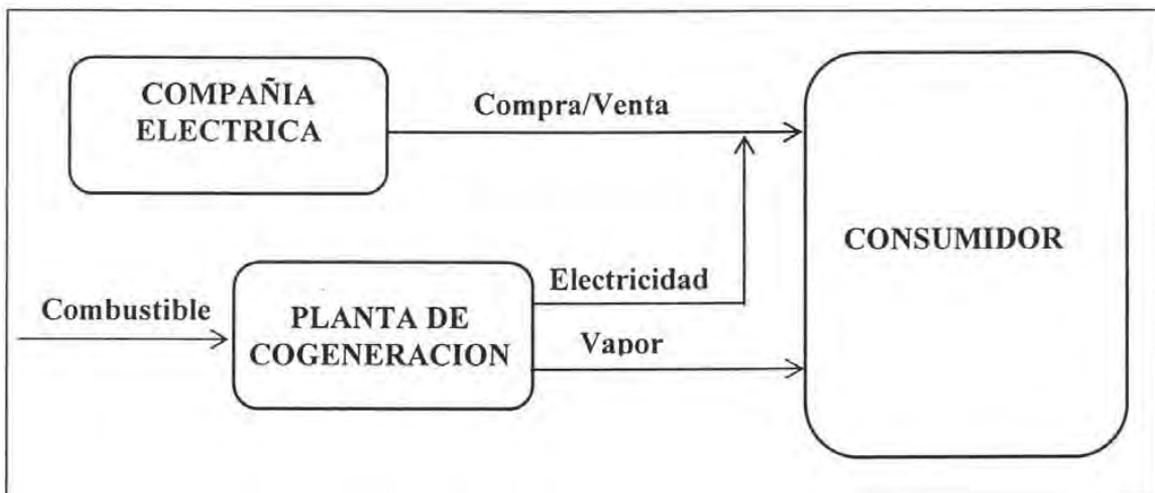


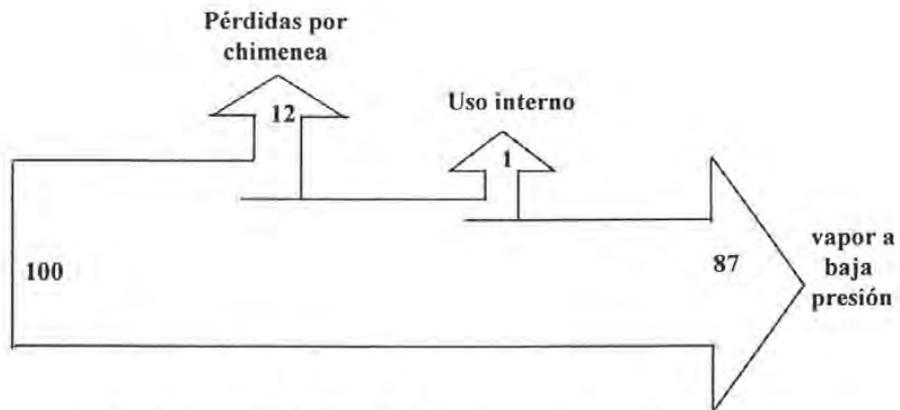
Figura 1.1: Suministro de Energía a través de un sistema convencional y una planta de cogeneración

De acuerdo con esos valores supuestos, se obtiene que el porcentaje de ahorro de energía primaria (%AEP) es:

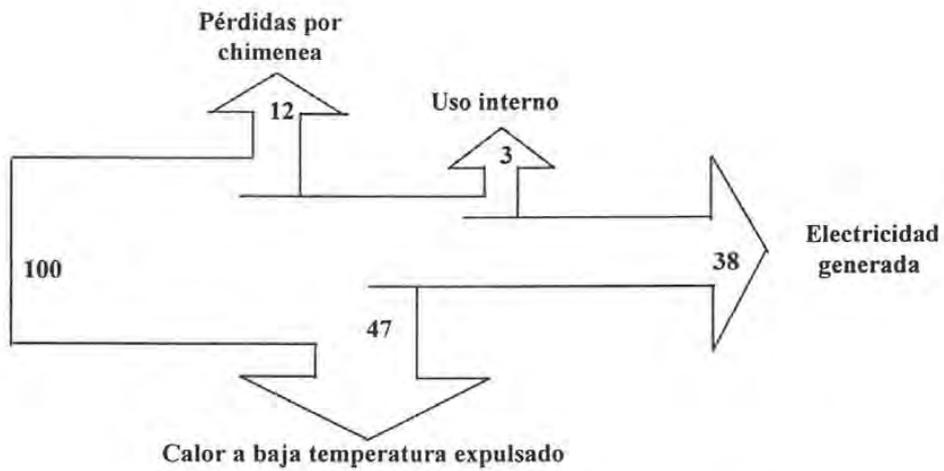
$$\% \text{ AEP} = (1 - [100/153]) * 100 = 35\%$$

Como resumen final de esta comparación, podemos decir que el consumo de combustible para la producción de 1kWh eléctrico es el siguiente:

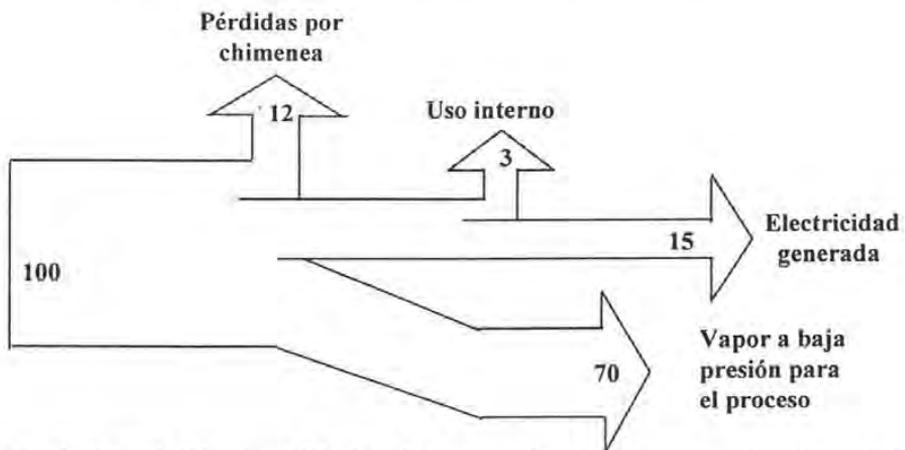
- Central convencional: 600 ÷ 700 kJ.
- Instalación de Cogeneración: 250 ÷ 350kJ.
- Ahorro de Energía Primaria: 250 ÷ 500 kJ.



(a) Generación de Energía Térmica en un generador de vapor



(b) Generación de Energía Eléctrica en una central térmica



(c) Generación de Energía Térmica y Electricidad en una Planta de cogeneración con turbina de vapor

Figura 1.2: : Consumo de energía a través de un sistema convencional y una planta de cogeneración

3. DIFERENTES TECNOLOGÍAS DE COGENERACIÓN

El proceso secuencial de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades, según que el primer eslabón de la cadena sea una u otra forma de energía.

En un *ciclo de cabecera* (topping), que es el tipo más frecuente de cogeneración, la energía eléctrica (mecánica) es generada en el primer escalón, a partir de la energía química de un combustible y la energía térmica resultante, el denominado calor residual, es suministrada a los procesos constituyendo el segundo escalón, ver figura 1.3.

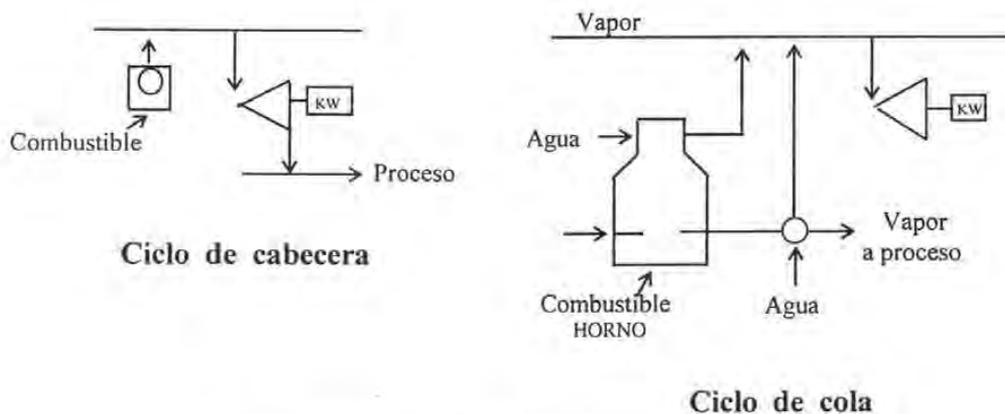


Figura 1.3: Diferentes tecnologías de cogeneración

Por el contrario, en un *ciclo de cola* (bottoming) la energía térmica residual de un proceso es utilizada para producir electricidad. Los ciclos de cola están normalmente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas; por ejemplo, las que se encuentran en la producción de productos químicos tales como amoníaco, etileno, etc. En tales procesos resultan calores residuales a 900°C, que pueden muy bien ser utilizados para la producción de vapor y electricidad.

Los ciclos de cabecera, por el contrario, pueden ser aplicados a procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas. Por esta razón, como ya se ha dicho anteriormente, tienen un campo de aplicación mucho más amplio y permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo. Además, los calores residuales que son utilizados en los ciclos de cola son, en muchas ocasiones, efluentes corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

Presentamos a continuación un breve repaso de las diferentes tecnologías y sus características más sobresalientes, que pueden ser utilizadas en una instalación de cogeneración.

3.1. Turbina de vapor a contrapresión

La figura 1.4 representa un esquema de una turbina de vapor, TV, a contrapresión en un ciclo de cabecera. El vapor entra a la turbina en el estado correspondiente a la salida del generador y sale en las condiciones demandadas por el proceso. La entalpía de vaporización, que se perdería normalmente en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, resultando con ello un importante aumento del rendimiento global de la instalación.

Las turbinas de contrapresión pueden ser de contrapresión pura, o con una o dos extracciones automáticas. Con el término de extracción automática queremos indicar que, independientemente del caudal de vapor extraído, se mantiene constante la presión del vapor de extracción. La máxima potencia que puede obtenerse de una turbina de contrapresión depende de los factores siguientes: entalpía del vapor a la entrada de la turbina, entalpía del vapor a la salida y por tanto, de su rendimiento termodinámico interno (también denominado rendimiento isentrópico), del caudal másico y del rendimiento mecánico.

Uno de los inconvenientes de este tipo de turbinas es, al menos para las unidades pequeñas, su bajo rendimiento isentrópico [Boyen, J.L. 1978]. No obstante, en una instalación de cogeneración, este hecho no es necesariamente muy perjudicial, ya que un bajo rendimiento simplemente significa una mayor relación energía térmica/energía eléctrica, también denominada relación calor/electricidad, RCE.

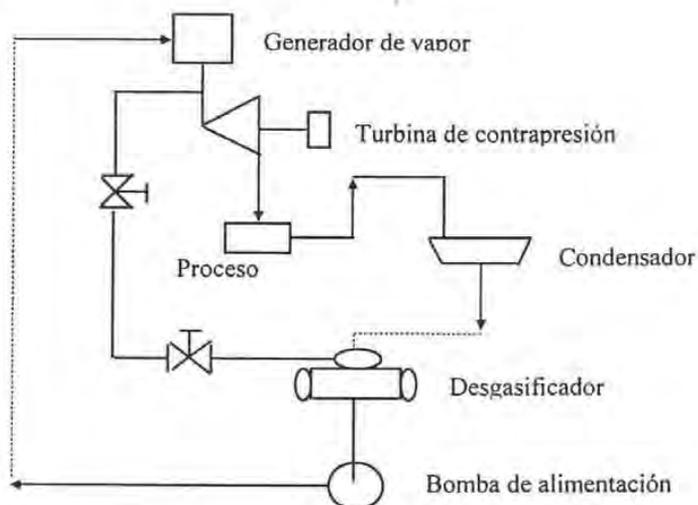


Figura 1.4: Turbina de vapor a contrapresión

La utilización de una turbina de contrapresión en un sistema de cogeneración implica que el vapor será extraído de la turbina a la presión y temperatura requeridas en el proceso. Puesto que la potencia generada está limitada por la diferencia de entalpías entre la entrada y la salida, es evidente que para un cierto gasto, la potencia aumentará incrementando la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina.

Indudablemente, este aumento en las condiciones del vapor se conseguirá a expensas de una mayor inversión en el generador de vapor y un incremento en los costos de operación. Por otra parte, un aumento de la demanda de vapor en proceso implica una turbina mayor, lo cual generalmente conduce a aumentar la presión y temperatura del vapor generado, con el fin de alcanzar una tasa de rentabilidad aceptable en la inversión requerida.

El diseño de un sistema de cogeneración con turbina de contrapresión requerirá un análisis detenido de las características de cada turbina. En general, estos datos serán suministrados por el fabricante. No obstante, es posible establecer unas ideas generales sobre el comportamiento característico de las turbinas de contrapresión. Así, de una manera general, se puede indicar lo siguiente:

- El rendimiento interno de las turbinas de contrapresión aumenta con la potencia.
- El rendimiento interno mejora al aumentar el grado de recalentamiento del vapor, como consecuencia de una reducción en las pérdidas debidas a la presencia de humedad (título menor que la unidad en las etapas finales de la turbina).
- Cada turbina se diseña para una cierta relación de presión, de forma que el rendimiento disminuye si esa relación de presión es inferior o superior a la de diseño.

Finalmente señalaremos que, para predecir la producción de electricidad de un sistema de cogeneración, es necesario conocer el comportamiento de la turbina a carga parcial. Para ello se utilizan unos gráficos, en los que se presenta la potencia en función del gasto que atraviesa la turbina. La relación entre la potencia y el caudal másico es aproximadamente lineal, resultando así la denominada línea de Willans, que depende del diseño específico de cada turbina y es suministrada por el fabricante.

3.2. Turbina de vapor de condensación con extracción

La figura 1.5 representa un esquema básico de una instalación de cogeneración de ciclo de cabecera, basada en una turbina de condensación con una extracción. Desde el punto de vista de diseño, esta turbina puede ser considerada como una de contrapresión y otra de condensación operando en serie.

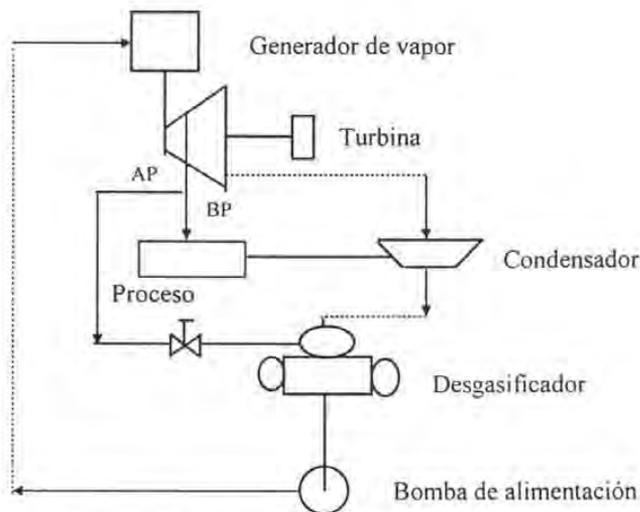


Figura 1.5: Turbina de Vapor de condensación con extracción

El vapor sale del generador y entra en la etapa de alta presión de la turbina. En la extracción se obtiene un gasto igual a la demanda instantánea de vapor para proceso. Si el gasto de vapor generado es mayor que el demandado por el proceso, el resto se conduce a la presión de condensación.

El gran interés de una turbina de condensación con extracción estriba en su capacidad de satisfacer una relación energía térmica/eléctrica, RCE, que puede variar en un intervalo muy amplio.

Cuando la demanda de vapor de proceso es elevada, la máquina funciona al 100% de extracción y es básicamente una turbina de contrapresión. Si la demanda de proceso disminuye, el exceso de vapor se envía a la sección de condensación, donde se genera una potencia eléctrica adicional. Si no existiera el cuerpo de baja presión, el exceso de vapor tendría que ser venteado a la atmósfera, o bien, el generador de vapor tendría que funcionar a carga parcial, con la siguiente disminución de su rendimiento.

Puesto que como hemos dicho antes, una turbina de este tipo consiste básicamente en dos turbinas en serie, cada una de ellas tendrá un rendimiento característico que dependerá del gasto de vapor. La sección de contrapresión presentará el rendimiento máximo al 100% de extracción y carga máxima. Por su parte, la sección de condensación presentará el máximo rendimiento a extracción cero y carga máxima. Por consiguiente, el rendimiento de la turbina será el resultado de ambos rendimientos.

En algunas ocasiones, el rendimiento puede ser maximizado mediante la instalación de dos turbinas, una de contrapresión y la otra de condensación [Polimeros, G. 1981]. Cuando la turbina de condensación no sea necesaria se para, juntamente con sus auxiliares, resultando un ahorro de energía. Por el contrario, en la turbina de dos cuerpos siempre existirán unas pérdidas en la sección de condensación, incluso cuando funciona al 100% de extracción. Por otra parte, en el caso de dos turbinas, para poner en funcionamiento la turbina de condensación es necesario un periodo previo de calentamiento.

Estas y otras consideraciones habrá que tener en cuenta a la hora de elegir uno u otro tipo de turbina. Además, no se puede olvidar que el costo de dos turbinas es mayor que el de la turbina de dos cuerpos.

Es importante señalar que, de acuerdo con la definición de cogeneración, solamente la potencia producida por el vapor que pasa a través de la sección de contrapresión es potencia cogenerada. En efecto, si la turbina operase con un flujo de extracción nulo, no habría vapor a proceso y por definición, no existiría cogeneración. Este hecho será tenido en cuenta en el cálculo de los costos.

Puesto que una fracción importante de la energía que pasa a través de la sección de condensación de la turbina será finalmente perdida en el condensador, está claro que cuando la turbina funciona con un nivel de extracción inferior al 100%, el rendimiento global del sistema de cogeneración disminuirá sensiblemente. Este es precisamente el mayor inconveniente de este tipo de sistemas y la razón principal de que su implantación esté poco extendida.

No obstante, hay numerosas ocasiones en que esta configuración puede ser la más apropiada. Estas situaciones se pueden presentar en los casos siguientes:

- No existe la posibilidad de conectarse a una red eléctrica, de manera que el sistema de cogeneración ha de autogenerar toda la electricidad demandada.

- La energía requerida para producir el vapor está disponible a un bajo precio, bien a partir de un combustible residual, o porque es un calor residual que se recupera.

- La potencia producida por la turbina de condensación puede reducir los picos de demanda eléctrica y ello puede permitir reducir la potencia contratada.

- Si se trata de una planta industrial con varios grupos turbogeneradores, en funcionamiento normal la potencia generada por el cuerpo de condensación será mínima, pero puede ser utilizada como reserva cuando se produzca la parada de algún grupo.

- En proyectos de cogeneración conjuntos industria-compañía eléctrica, la potencia del cuerpo de condensación es otra fuente de generación, que podrá ser utilizada de acuerdo con las fluctuaciones de la demanda.

3.3. Turbina de gas

Como claramente lo ponen de manifiesto los esquemas básicos de la figura 1.6, hay dos tipos básicos de turbinas de gas TG: de combustión interna y de combustión externa.

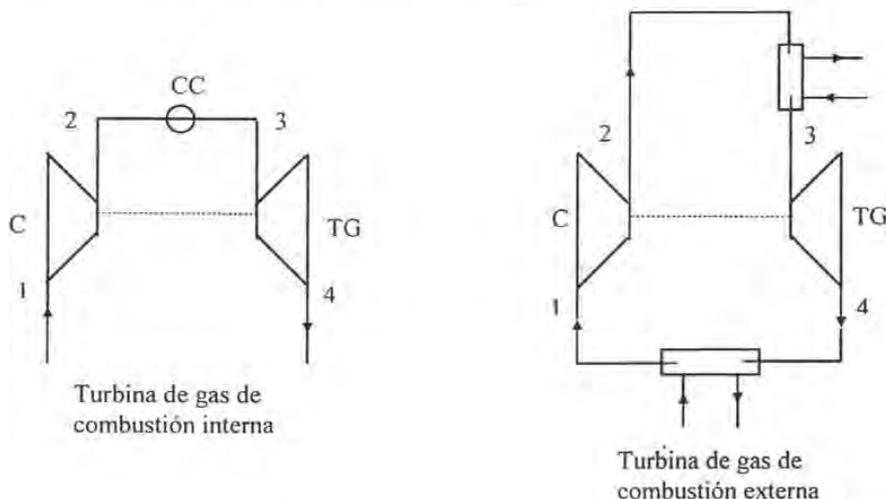


Figura 1.6: Tipos básicos de turbinas de gas

En las de **combustión externa**, un fluido de trabajo que suele ser aire o un gas inerte como helio, argón, etc., describe un proceso cíclico recibiendo y cediendo calor a través de sendos intercambiadores de calor (calentador y enfriador). El foco caliente de la máquina son los gases calientes procedentes de la combustión de un combustible en una cámara de combustión, en tanto que el foco frío es el agua de refrigeración, que cede el calor absorbido en el enfriador al aire ambiental, mediante una torre de refrigeración.

Por el contrario, en una **turbina de gas de combustión interna**, también llamada de ciclo abierto, la combustión se produce en el seno del fluido de trabajo, de manera que no existe intercambio de calor con los focos a través de unas superficies de intercambio. Los gases de combustión, una vez expansionados en la turbina son cedidos al ambiente y el compresor aspira aire nuevo atmosférico.

El vapor relativamente bajo del rendimiento térmico de estas turbinas de gas, juntamente con la gran cantidad de exceso de aire requerido para asegurar una temperatura aceptable a la entrada del expansor o la turbina propiamente dicha, origina un importante contenido energético en los gases de escape y la posibilidad de recuperar dicho calor residual.

Cualquiera de estos tipos de turbina de gas, pueden ser utilizados para cogeneración. La principal ventaja de las TG de combustión externa radica en que, a través de sus componentes, no circulan los productos de la combustión, minimizándose así los problemas de corrosión y desgaste. En consecuencia, se puede utilizar una gran variedad de combustibles, como carbón, gas de alto horno etc. [Foster-Pegg, R.W., 1977].

A pesar de esta flexibilidad en la utilización de combustibles, la mayor complejidad de la máquina, juntamente con la necesidad del control de las emisiones, como consecuencia de la combustión de combustibles de inferior calidad, da lugar a inversiones mucho más mayores que para las turbinas de combustión interna. En consecuencia, estas turbinas solamente se utilizan para instalaciones de grandes potencias.

Las TG de combustión interna utilizan como combustible gas natural o destilados de elevada calidad. En el pasado se han hecho intentos de utilizar carbón pulverizado, pero los elevados costos de mantenimiento y la considerable reducción de la vida media de la máquina desaconsejaron su utilización [Hart, A.B., Cutler J.B., 1973]. En la actualidad se investiga sobre la utilización del combustible resultante de la gasificación del carbón.

Este tipo de turbinas, cuyos diseños tan perfeccionados son consecuencia en gran parte de la investigación en el campo de la aeronáutica, son compactas y presentan una serie de características que las hacen muy apropiadas para su aplicación en cogeneración.

En la figura 1.7 se presentan tres esquemas de configuración típicas que se presentan en aplicaciones de cogeneración con TG. En los tres casos un turbogenerador produce electricidad, diferenciándose únicamente en la utilización del calor residual.

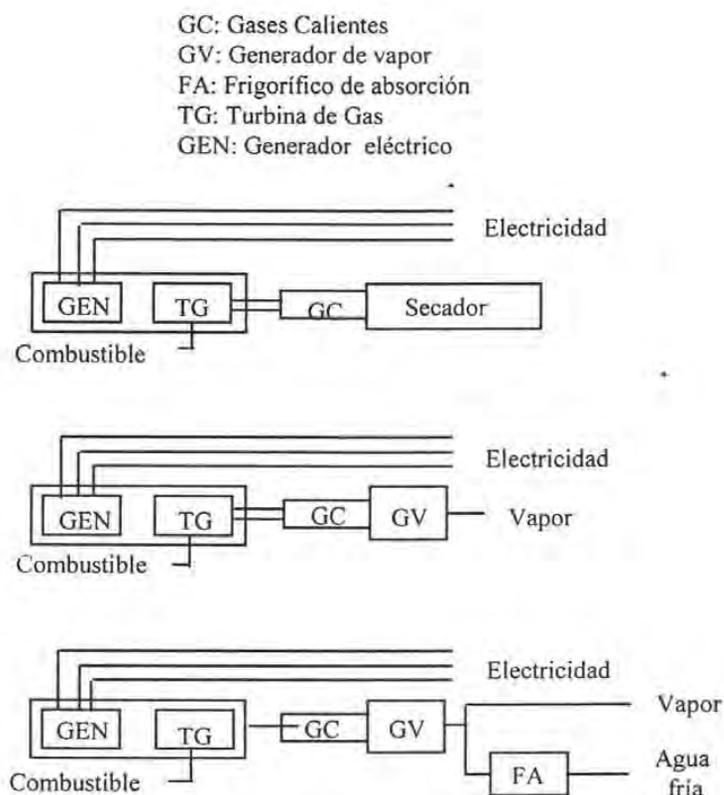


Figura 1.7: Esquemas de configuración típicas de TG.

En el primer caso, los gases de escape se utilizan directamente en un proceso de secado. En el segundo y tercer ejemplos, la energía de los gases de escape se utiliza en un generador de calor residual para producir vapor a proceso, o para accionar una máquina frigorífica de absorción.

Esta última aplicación es típica, como hemos visto, en edificios comerciales, en los que se requiere tanto electricidad como mantener las condiciones de confort. Por otra parte, en lugar de generar electricidad, la energía mecánica que produce la turbina puede ser utilizada directamente para accionar bombas, o compresores centrífugos, etc., no obstante, estas aplicaciones son menos frecuentes.

El rendimiento de una TG es función de los parámetros de diseño, tales como la relación de presiones, la temperatura de entrada a la turbina, el combustible utilizado, si hay o no recuperación, etc. Pero además, el rendimiento térmico de una turbina depende también de las condiciones ambientales en que opera, fundamentalmente de la temperatura ambiental y de la altitud.

El funcionamiento a carga parcial afecta a la turbina de gas de dos maneras. Conforme la carga disminuye, el rendimiento térmico también disminuye, aumentando la relación combustible utilizado/energía eléctrica producida, de forma que cada kWh producido implica un mayor costo de combustible.

Por otra parte, la temperatura de escape y el caudal másico de gases disminuyen. No obstante, este efecto es parcialmente compensado por el aumento en calor residual que supone la disminución del rendimiento térmico. El resultado final de la operación a carga parcial puede significar un aumento importante en los costos de la electricidad generada.

En general, en una instalación de cogeneración, el funcionamiento de una turbina de gas puede realizarse de tres maneras distintas: siguiendo las fluctuaciones de la demanda térmica, ídem de la demanda eléctrica, o bien, trabajando continuamente a plena potencia.

Como hemos comentado anteriormente, en los dos primeros casos se presentan algunos inconvenientes, ya que en esos modos de funcionamiento aumentan los costos de operación, reduciéndose la vida media de la máquina [Sawyer's Gas, 1985].

En el modo de funcionamiento en continuo, a plena potencia, si la disponibilidad de energía térmica residual es superior a la demanda, el exceso de gases de escape se disipa directamente a la atmósfera.

Con el fin de reducir esa pérdida, se pueden instalar dos turbinas, una funcionando en continuo y la otra de modo intermitente. Cuando, por el contrario, existe un defecto de energía térmica residual, será necesario un generador de vapor auxiliar (si esa demanda es de vapor), para compensar así ese déficit.

Por último, indicaremos que otra posibilidad de aplicación de la turbina de gas en cogeneración es en un ciclo combinado, ver esquema de la figura 1.8.

El vapor generado a alta presión mediante los gases de escape de la turbina (debido al alto contenido de oxígeno en dichos gases, se puede aumentar su temperatura mediante la postcombustión en un quemador en vena de aire), es expansionado en una turbina de vapor, por ejemplo de contrapresión, generándose así energía eléctrica en dos alternadores, accionados por la TG y por la TV.

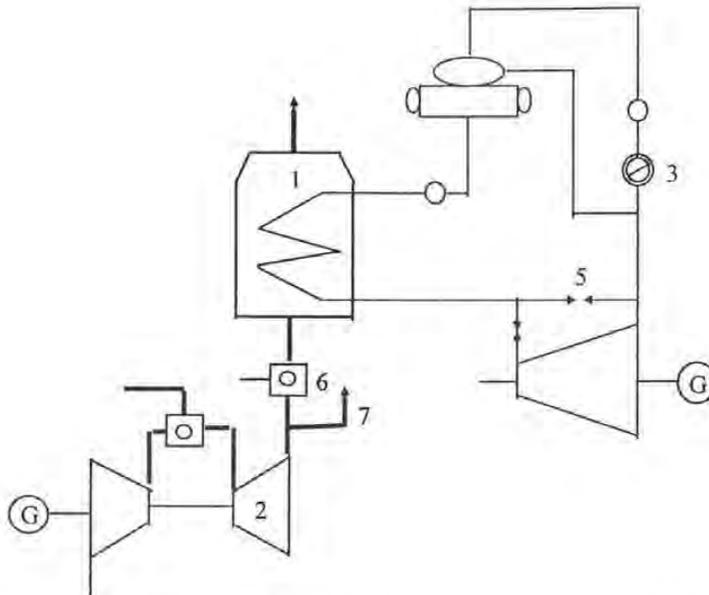


Figura 1.8: Turbina de gas en un ciclo combinado

4. CARACTERIZACIÓN DEL PROBLEMA

Una planta de cogeneración de energía es un sistema en el que existen una serie de flujos energéticos, en general con características muy variadas. Las exigencias de producción a la que se ve sometida, vienen definidas en términos de demandas de vapor, con diferentes niveles térmicos, y de energía eléctrica, posteriormente utilizada como energía suministrada al proceso y/o como energía suministrada a red eléctrica exterior.

Asimismo, en el caso que la fábrica necesite una cierta cantidad de energía mecánica, la planta de cogeneración puede suministrarla directamente, o transportarla en forma eléctrica y posteriormente transformarla con ayuda de un motor. Es evidente que el segundo sistema es energéticamente menos eficiente, pero necesario en la mayoría de los casos.

Es preciso hacer notar que en una planta de cogeneración existen dos tipos de demandas energéticas: las externas requeridas a la propia planta y que son la razón de su existencia y las demandas internas de vapor y energía mecánica o eléctrica, para ventiladores, sopladores, precalentadores, etc. y sin las cuales la planta de cogeneración no podría operar.

La optimización del diseño de una planta de cogeneración implica determinar la configuración más adecuada de la planta, es decir, que equipos la deben conformar a fin de que se satisfagan las necesidades energéticas al costo mínimo de operación.

Como se puede observar, la operación o funcionamiento de la planta está amarrado prácticamente al diseño y dimensionado de la planta de cogeneración, por ello al optimizar el diseño según algún modo de operación, se está optimizando las características del funcionamiento de la planta. En las notas que siguen se amplían estos aspectos.

4.1. Aspectos relacionados con la optimización del diseño de una planta de cogeneración:

Básicamente las necesidades internas de la planta de cogeneración dependen de una forma directa de su configuración, es decir, de la forma como se hayan interconectado los distintos equipos que la forman y por supuesto de sus características técnicas. En ese sentido se puede comprender la importancia que tiene una buena configuración de la planta de cogeneración y sus futuras implicaciones en su rendimiento.

Antes de realizar el proyecto de una planta de cogeneración a detalle, se calcula el consumo interno, siguiendo normas que, en general están dictadas por la experiencia y semejanza con otros proyectos.

Para satisfacer las necesidades energéticas de, por ejemplo una planta química típica, la estructura de la planta de cogeneración y de los equipos que la forman, es decir su configuración, puede ser planteada basándose única y exclusivamente en las necesidades de energía térmica y eléctrica exteriores, que debe satisfacer.

Sin embargo hay ciertas cuestiones que todavía no han obtenido respuesta tales como las siguientes:

- Para un gran número de demandas de energía mecánica distribuidas en toda la planta y no concentradas en un mismo punto, ¿Se debe utilizar motores o turbinas para satisfacerlas?

- Para satisfacer las demandas eléctricas, incluyendo electricidad para alumbrado, instrumentos, etc. ¿cuál es el tipo de equipo que se debe elegir?. Dicho de otro modo, ¿se debe utilizar un generador movido por una turbina de gas, por algún tipo de turbina de vapor, por una combinación de ambos, o simplemente, basta con una toma de la red eléctrica exterior?.

- Y si ya se ha elegido, por ejemplo la turbina de vapor, ¿qué tipo de turbina es la óptima para cada caso concreto?, ¿turbina de contrapresión, de extracción o de condensación?

- Otra cuestión importante a contestar es ¿cuál debe ser el balance energético global de forma que se satisfaga las necesidades de energía mecánica y/o eléctrica y de vapor en sus diferentes niveles de presiones?.

Desde el punto de vista del diseño de la planta de cogeneración, el problema que se plantea es el siguiente:

Bajo ciertas necesidades energéticas, que es preciso cubrir, se debe diseñar una planta cuya disposición y elección del tipo de generadores y motores sea capaz de satisfacer las exigencias que se le imponen. Ahora bien, de la infinidad de las posibles alternativas, hay que buscar aquella en la que su costo total, suma del costo de operación y costo de amortización de los equipos, sea el menor posible, siempre satisfaciendo los mínimos requisitos de seguridad y estabilidad del suministro.

Considerando estos factores, se puede decir que en el diseño de cualquier planta de cogeneración, definir la disposición de equipos (configuración) y sus condiciones de trabajo no es una labor sencilla y evidente, si se desea conseguir un óptimo económico. En ello influye, desde la elección de los equipos principales, hasta la del último equipo auxiliar.

Además, para lograr el óptimo global hay que conseguir el óptimo paramétrico, en el supuesto de que el óptimo de configuración ya haya sido definido. Sin embargo, para determinar el óptimo de configuración hay que conocer el óptimo paramétrico. En otras palabras, hay que atacar el problema tratando de conseguir simultáneamente tanto el óptimo global como el paramétrico, ya que los dos están íntimamente relacionados.

Para ello es imprescindible establecer una metodología sistematizada, que con la utilización de una herramienta de computación inteligente, estemos en posibilidad de seguir y controlar la gran cantidad de variables y parámetros que el problema acarrea consigo.

4.2. Aspectos relacionados con la optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración:

El funcionamiento de una planta de cogeneración debe ser de manera que en cada momento se optimice el beneficio obtenido (al menos hora a hora). La incorporación de la computadora a los sistemas de regulación y el desarrollo del software adecuado basado en técnicas de Inteligencia Artificial, permite lograr ese modo de funcionamiento óptimo.

Combinando la generación de electricidad con el suministro de calor a un proceso industrial, una planta de cogeneración permite reducir el costo del suministro de estas dos demandas de energía por debajo de la suma de sus costos si se suministrasen separadamente.

Con el fin de optimizar esta reducción en el costo, es necesario determinar el grado de autogeneración, según el valor de la demanda térmica y eléctrica. Los industriales compran la electricidad de acuerdo con una tarifa, que tiene un componente que depende de la energía consumida (\$/kWh) y otro según la potencia demandada (\$/kW), que es función de la demanda máxima registrada durante el mes considerado. Hay además otros componentes que intervienen en la tarifa, lo que en definitiva obliga a establecer una estrategia para la selección óptima de la misma.

Es claro que en una industria provista de una instalación de cogeneración, la energía eléctrica utilizada en satisfacer la demanda tiene una doble procedencia; por una parte, de la red eléctrica y por otra, la que es autogenerada. Evidentemente, siempre se verifica la relación siguiente:

$$\text{Electricidad autoproducida} + \text{Electricidad comprada} - \text{Electricidad Vendida} = \text{Demanda Eléctrica.}$$

La existencia del doble origen de esta energía, con diferentes costos unitarios, provoca la duda en el reparto de la carga entre los dos orígenes alternativos.

De forma análoga, cuando se dispone de dos orígenes para el vapor de proceso (caldera de recuperación y caldera convencional, por ejemplo), el problema que se plantea es similar. Más aún, si existe un doble origen tanto para la electricidad como para la energía térmica, situación muy frecuente en las instalaciones con plantas de cogeneración, la determinación del modo de funcionamiento del sistema no puede resolverse recurriendo solamente a la experiencia.

Es necesario establecer una estrategia que optimice la elección de las variables operativas de la planta, teniendo presente el costo de la energía utilizada para satisfacer ambas demandas, para lo cual habrá que tener en cuenta la variación del rendimiento con la carga, así como otros costos de operación y mantenimiento.

En definitiva, el problema consiste en definir una función objetivo, que represente el costo total operativo y encontrar el valor de las variables de las que depende esa función que haga que su valor sea mínimo.

La función objetivo que se plantea en este trabajo se define de la siguiente manera:

$$\text{Costo Total} = (\text{Precio unitario de la electricidad comprada}) * (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Precio unitario de la electricidad vendida}) * (\text{Electricidad vendida}) + \Sigma(\text{precios unitarios de combustible}) * (\text{Combustibles consumidos} + \Sigma(\text{Otros costos de operación y mantenimiento}))$$

Para el cálculo del costo unitario de la electricidad es necesario tener presente la estructura tarifaria. Así, en una tarifa industrial de alta tensión hay que tener presente la modalidad tarifaria contratada, con sus recargos y bonificaciones, el efecto de la hora (valle, llano, punta), la zona geográfica, la opción en la utilización del maxímetro y la influencia del factor de potencia de la fábrica, así como la modalidad de media, corta o larga utilización.

Respecto a los combustibles, igualmente habrá que tener presente la tarifa contratada. En cualquier caso y como decíamos antes, en la búsqueda de esta optimización es necesario tener presente la variación de los rendimientos a diferentes cargas.

Debo a notar que la metodología para configurar una planta de cogeneración se ha integrado al proceso de optimización del modo de funcionamiento, obteniéndose un sistema inteligente híbrido que permite tanto simular el mejor arreglo de una planta nueva, como determinar el modo de funcionamiento más apropiado para una planta existente.

5. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA: SISTEMA INTELIGENTE DE OPTIMIZACIÓN

Las facilidades y múltiples ventajas que actualmente ofrecen diversas técnicas informáticas, nos permiten plantear como alternativa para realizar de manera más eficiente la optimización del diseño y modo de funcionamiento de una planta de cogeneración de energía, el desarrollo de un sistema inteligente híbrido.

El desarrollo de un sistema inteligente híbrido implica la integración de diversas técnicas de la Inteligencia Artificial con otras técnicas de cómputo convencional. En nuestro caso el problema radica en integrar un sistema experto para que a través de su base de conocimientos y máquina de inferencia, maneje hojas de cálculo, bases de datos y programas de ingeniería en un solo ambiente de trabajo.

Pero además en este mismo ambiente se integra un modelo de algoritmo genético con fines de optimización. Todas estos elementos informáticos que van a constituir el sistema inteligente, estarán intercambiando datos, información y conocimiento experto a fin de solucionar el problema de optimización del diseño y modo de funcionamiento de una planta de cogeneración de la manera más apropiada posible, desde el punto de vista económico y técnico.

De acuerdo a ello, se han contemplado tres aspectos básicos que debe caracterizar la metodología de optimización y que de alguna manera definen la filosofía y características generales del sistema inteligente híbrido desarrollado. Estos son:

1. El comportamiento de los diferentes componentes de las instalaciones se refleja según las curvas características, rendimientos, etc., es decir, de acuerdo con los datos reales ofrecidos por el fabricante. Para ello se deben crear las bases de datos pertinentes, en los que se almacene la información característica de cada uno de los equipos.
2. La metodología debe ser elaborada bajo la idea de que son las necesidades de vapor las que proporcionan la oportunidad de cogenerar. Por lo tanto, la energía eléctrica es tratada como un subproducto que siempre se podrá comprar o vender, mientras que el vapor es necesario producirlo.

En ese sentido la metodología se elaboró de tal forma que las necesidades térmicas sean satisfechas en primer lugar. Cumpliendo este requisito, se podrá variar el modo de funcionamiento de la planta para lograr que el costo de funcionamiento sea el mínimo.

3. La metodología debe tener flexibilidad, por lo cual se considera que el modo de funcionamiento no sea una entrada del modelo, sino que es el propio programa el que define el modo de funcionamiento. Para ello se desarrolló un proceso de optimización cuyo objetivo sea la determinación de las condiciones de funcionamiento, de forma que satisfaciendo las cargas térmicas y eléctricas, el costo sea el mínimo.

5.1. Alcance del problema

El sistema inteligente híbrido esta desarrollado para analizar los tres tipos de plantas de cogeneración más comunes que se pueden encontrar en instalaciones industriales:

- Plantas basadas en turbinas de vapor de contrapresión
- Plantas basadas en turbinas de vapor de condensación
- Plantas basadas en turbinas de gas de combustión interna
 - Plantas con caldera de recuperación sin postcombustión
 - Plantas con caldera de recuperación sin postcombustión y caldera auxiliar
 - Plantas con caldera de recuperación con postcombustión
 - Plantas con caldera de recuperación con postcombustión y caldera auxiliar

De acuerdo a ello el Sistema Inteligente esta diseñado para cumplir las siguientes funciones:

- Realizar el análisis energético de la industria donde se implantará la planta de cogeneración
- Realizar el modelado de cargas eléctricas y cargas térmicas de la industria donde se implantará la planta de cogeneración.
- Seleccionar el tipo de planta de cogeneración más adecuada a las características de operación de la industria objeto de estudio.
- Proponer la configuración de la planta de cogeneración más apropiada a las características de operación de la industria objeto de estudio.
- Modelar termodinámicamente la configuración de la planta de cogeneración.
- Calcular los costos de operación y mantenimiento de la planta de cogeneración, así como de los beneficios netos.
- Optimizar el funcionamiento de la planta de cogeneración y con ello ajustar el diseño inicial de manera iterativa, hasta lograr la configuración y el modo de funcionamiento más económico.
- Presentar los resultados parciales y finales del proceso de diseño y de optimización.

Aún de que la tecnología de cogeneración puede ser aplicada en cualquier tipo de instalación, es necesario que en la industria potencial se registren demandas significativas de energía térmica (vapor, agua caliente, gases calientes, enfriamiento, etc.) durante prolongados periodos de tiempo (mas de 5000 horas/año), o en todo caso, producir calor de desecho recuperable en cantidades significativas.

2. EVALUACION TERMODINAMICA DE LAS PLANTAS DE COGENERACION

1. INTRODUCCION

Los objetivos en el diseño de una planta de cogeneración son la producción simultánea de trabajo y calor. Ambos, tanto el trabajo como el calor útil, pueden venderse y por consiguiente, el objetivo en el diseño de una planta de cogeneración no es solamente lograr un elevado rendimiento térmico, sino un alto rendimiento global. Bien es cierto que el trabajo tendrá un precio de venta más alto que el calor, al tratarse de una energía de calidad superior.

Los ciclos clásicos en las máquinas térmicas de vapor y de gas están asociados a los nombres de Rankine y Joule-Brayton. El ciclo de Rankine es el ciclo básico de la máquina de vapor, en la que un caudal de agua fluye a través de los distintos elementos: caldera, turbina de vapor, condensador y bomba de alimentación. El ciclo de Joule-Brayton es el ciclo básico de la turbina de gas, en la que un caudal de aire (o un cierto gas) fluye a través de un compresor, calentador, turbina y enfriador, completándose así el ciclo. La turbina acciona el compresor, así como un generador eléctrico quien suministra la potencia eléctrica.

En este capítulo se presentan los aspectos termodinámicos más relevantes de las plantas de cogeneración. Para ello y tras un breve repaso a los criterios clásicos de eficiencia de las plantas de potencia, se presentará una revisión de los índices que se utilizan para caracterizar la eficiencia termodinámica de una planta de cogeneración. Además, puesto que se supone que es conocida la teoría del análisis exergético [Kotas T.J., 1985], [Sala, J.M., 1988], en este trabajo, únicamente se expone un breve resumen del método exergético en el apartado 3 de este capítulo.

A continuación, se hace un análisis comparativo entre una planta de cogeneración y el sistema convencional (consistente en una central de potencia por una parte y una caldera convencional para suministrar la demanda de calor por otra), distinguiéndose diferentes casos, según que la planta de cogeneración proporcione exactamente las demandas térmicas y eléctricas, o bien, se ajuste sólo a la demanda térmica, o sólo a la demanda eléctrica. Concretamente, se analizarán los tres tipos de cogeneración: turbina de vapor de contrapresión, turbina de vapor de extracción y turbina de gas con caldera de recuperación, que constituyen el objetivo del Sistema Inteligente de Optimización.

2. DEFINICIÓN DE RENDIMIENTO DE LAS PLANTAS DE POTENCIA

En una máquina térmica el agente de transformación describe un proceso cíclico. En el transcurso del mismo recibe calor de una o más fuentes, produce trabajo y cede calor a una o más fuentes de temperatura inferior. Como es bien conocido, se define el **rendimiento térmico** o rendimiento del ciclo según la relación siguiente

$$\eta_t = W / Q$$

donde W es el trabajo neto producido y Q es el calor recibido de las fuentes calientes. Tanto W como Q pueden expresarse referidos por unidad de masa del fluido circulante, por unidad de tiempo, o para un cierto intervalo.

El segundo principio de la termodinámica enseña que este rendimiento térmico es máximo cuando el ciclo es reversible. Esta situación corresponde al denominado ciclo de Carnot, para el que siendo T_o y T las temperaturas de los focos caliente y frío, el rendimiento térmico es

$$\eta_{ca} = 1 - (T_o / T)$$

Evidentemente η_{ca} aumenta conforme disminuye la temperatura del foco frío T_o y aumenta la del foco caliente T . La máquina de Carnot es un dispositivo hipotético que presenta un notable interés en el análisis termodinámico de los ciclos de potencia, ya que efectivamente el rendimiento de Carnot es el máximo rendimiento térmico que se podría alcanzar, fijados los valores de las temperaturas de los focos.

No obstante, en una planta de cogeneración el objetivo no es la obtención del máximo trabajo, sino la producción combinada de trabajo y calor. En este sentido, en el análisis de las plantas de cogeneración, el ciclo de Carnot no puede desempeñar el papel que ocupa en el análisis de las plantas de potencia.

La figura 2.1(a) representa esquemáticamente una máquina térmica de vapor, en tanto que 2.1(b) corresponde a una turbina de gas. Como puede apreciarse, en ambos casos el calor Q suministrado al ciclo, comprendido dentro de la superficie de control Y , proviene de la región comprendida dentro de la superficie de control Z .

Dentro de esta región limitada por la superficie Z hay un dispositivo (un generador de vapor en un caso, una cámara de combustión en el otro), en el cual existe un caudal de reactantes (aire y combustible) que entra al dispositivo y de él sale un caudal de productos de la combustión, cediéndose la cantidad de calor Q .

Para este elemento contenido dentro de la superficie de control Z , podemos definir el rendimiento de la manera siguiente

$$\eta_b = (Q / m_f \text{ PCI}) = Q / F$$

donde m_f es el consumo de combustible en el intervalo de tiempo considerado y PCI su poder calorífico (generalmente se refiere al inferior) por unidad de masa.

Prácticamente, el denominador $F = m_f \text{ PCI}$ representa el calor que se transmitiría a través de Z si la combustión se realizase de forma completa y los productos de la combustión salieran a la misma temperatura que los reaccionantes, supuesto se encuentran a la temperatura ambiental [Sala, J.M. 1988].

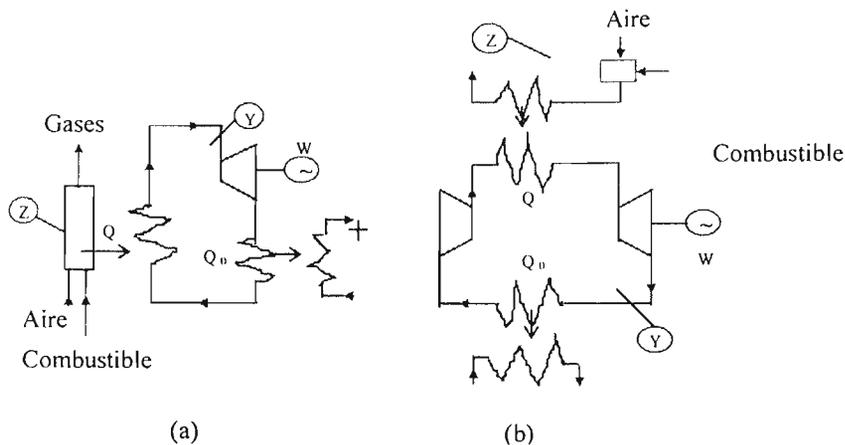


Figura 2.1: Turbina de vapor y turbina de gas

Para el conjunto total, comprendiendo el proceso cíclico (Y) y el dispositivo calefactor (Z) se define el denominado rendimiento global, η_o , siendo

$$\eta_o = W/F = W/Q \times Q/F = \eta_t \times \eta_b$$

Finalmente, si multiplicamos este índice por el rendimiento mecánico y por el rendimiento eléctrico del alternador se obtiene el denominado **rendimiento eléctrico** de la planta

$$\eta_e = W_e / F$$

donde W_e es la energía eléctrica producida.

Si se trata de una planta no cíclica, como es el caso de una turbina de gas de combustión interna, véase el esquema de la figura 2.2, se utiliza un índice diferente de eficiencia, el denominado **rendimiento racional**.

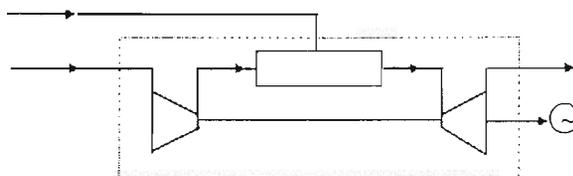


Figura 2.2: Turbina de gas de combustión interna

Se define el rendimiento racional η_r como la relación entre el trabajo producido W y el máximo trabajo que hubiera podido producirse, considerando que los reactantes se encontrasen a la presión $P_o = 1\text{atm}$ y temperatura $T_o = 298\text{K}$, correspondiente al estado estándar y los productos también, en esas condiciones P_o y T_o .

Evidentemente este trabajo máximo, se obtendría en una máquina reversible y como demuestra la termodinámica, coincide con la variación del potencial de Gibbs, ΔG° . Por tanto

$$\eta_r = W / W_{rev} = W / -\Delta G^\circ$$

donde $\Delta G^\circ = (G_P)^\circ - (G_R)^\circ$ es la variación del potencial de Gibbs en la reacción de combustión completa, considerándose como se ha dicho antes, que cada uno de los componentes de los productos y las sustancias reaccionantes se encuentra en las condiciones P_o, T_o . En definitiva, tal y como comentaremos a continuación, ΔG° representa la exergía química del combustible utilizado.

En la determinación de ΔG° interviene, además de la entalpía, la entropía de los productos y reactivos, que en ocasiones no es fácilmente determinable y además, el término correspondiente a esa variación de entropía no es importante. Por ello, frecuentemente y de forma arbitraria, se suele definir el rendimiento de una planta de ciclo abierto, tal como la figura 2.2, de la forma siguiente

$$\eta_o = W / -\Delta H^\circ = W / m_f PCI = W / F$$

donde $\Delta H^\circ = (H_P)^\circ - (H_R)^\circ$ es la variación de entalpía en condiciones estándar, para la reacción de combustión completa [Sala, J.M., 1987].

Frecuentemente, al rendimiento definido según la expresión anterior se le suele denominar rendimiento térmico, indicando con ello que la planta de ciclo abierto es equivalente a una de ciclo cerrado en la que existiera una aportación de calor que vendría dado por $m_f PCI$. Por otra parte para muchas reacciones ΔH° no es apreciablemente distinto a ΔG° y por ello, η_o también representa el rendimiento global de la planta.

Por último señalaremos que, como una alternativa al rendimiento térmico se utiliza su inverso, índice al que se denomina **consumo específico de combustible** ('heat rate') y que representa el consumo de combustible, en unidades de energía, por kWh producido, esto es

$$R_f = F / W_e$$

expresándose habitualmente en kcal / kWh.

3. EL MÉTODO DE ANÁLISIS EXERGÉTICO

Puesto que este tiene como objetivo el estudio de las plantas de cogeneración bajo una perspectiva puramente termodinámica, en este apartado se presenta un resumen que contiene los aspectos más relevantes del método de análisis exergético.

Una cuestión fundamental a la que hace referencia el Segundo Principio es a la idea de la diferente calidad de la energía. Efectivamente, ésta se manifiesta bajo formas diversas; así hablamos de la energía mecánica (en sus variantes de energía cinética, potencial, elástica, etc.), energía eléctrica, calorífica, etc. Estos distintos tipos de energía, si bien son todos equivalentes desde el punto de vista del Primer Principio, la consideración es diferente si se tiene en cuenta la perspectiva del Segundo Principio.

Según este principio de la termodinámica, el trabajo es una forma de energía de más calidad que el calor. En efecto, el trabajo puede transformarse íntegramente en calor, pero sólo una parte de calor cedido por un foco puede ser transformada en trabajo, el resto debe ser cedido a un foco de menor temperatura, siendo así que la fracción máxima de calor que puede ser convertida en trabajo viene definida, por el rendimiento de Carnot.

Si bien, según el Primer Principio de la Termodinámica, una misma cantidad de calor, o de trabajo, o de energía interna, etc., debería ser equivalente a otra, lo anteriormente dicho rompe esa simetría y permite atribuir a esas formas de energía un valor diferente; el trabajo es una forma de energía más noble, de mayor valor que el calor.

Esta distinción o jerarquía en cuanto a la calidad entre el trabajo y el calor, se puede generalizar a las diversas formas en que se manifiesta la energía. Mientras que las transformaciones de unos tipos de energía en otros se realizan con facilidad y con unos rendimientos que pueden ser del 100%, por el contrario, para otros tipos de energía, el rendimiento de esas transformaciones es relativamente bajo, aún en el supuesto de que se realicen mediante procesos reversibles. Lo anteriormente expuesto nos pone de manifiesto que hay algo que distingue a las distintas formas de la energía, en definitiva, que su calidad es diferente.

Debido precisamente a su interés, en el estudio de la Termodinámica se ha aceptado a la **capacidad de producir trabajo** como la medida de la calidad de la energía, de forma que el trabajo es la energía de comparación. Resulta entonces que según su "aptitud para el trabajo", se pueden clasificar las energías en dos grandes categorías: energías que en su totalidad son transformables en trabajo, tales como las distintas formas de la energía mecánica, la energía eléctrica, etc., a las que denominaremos de **calidad superior** y energías que sólo son parcialmente transformables en trabajo, como la energía interna, el calor, etc., a las que denominaremos de **calidad inferior**.

Ahora bien, la aptitud al trabajo no es más que un aspecto particular de una propiedad general de la energía, la de su aptitud para la transformación. Toda energía íntegramente transformable en trabajo es igualmente transformable en cualquier otra forma de energía, mientras que una energía de calidad inferior y por tanto sólo parcialmente transformable en trabajo, será también parcialmente transformable en otra forma de energía.

En definitiva, cada tipo de energía podemos considerarlos constituido de dos partes: una es la directamente transformable en cualquier otro tipo (para las energías de calidad superior es la única presente) y el resto es energía no transformable. La parte transformable es lo que se denomina **energía útil o exergía**.

A diferencia de la energía, la exergía no se conserva, sino que es destruida por las irreversibilidades de los procesos reales. Precisamente, la ineficiencia de un dispositivo o un proceso es consecuencia de esa destrucción.

Además de la energía transformable, existe la energía de la que no puede obtenerse trabajo, como por ejemplo, el calor a la temperatura ambiente o la energía interna de un fluido en equilibrio termodinámico con el medio ambiente. Esta energía, que no tiene capacidad para ser transformada en trabajo, no debe de ser considerada sin embargo como si no tuviera ningún interés.

Piénsese, por ejemplo, en la posibilidad de "bombear" calor del ambiente mediante una bomba de calor, para ser utilizado con fines de calefacción. En analogía con el término de exergía, se designa a esta energía con el nombre de **anergía** que etimológicamente significa energía de la que no puede obtenerse trabajo.

3.1. Características de los procesos industriales

La introducción del concepto de exergía permite desarrollar un método de análisis de gran interés en el estudio termodinámico de los procesos industriales. Los conceptos que forman parte de lo que de un modo genérico se entiende como métodos de análisis basados en el Segundo Principio, recogen de una manera formal y sistemática una serie de características que son comunes a los procesos industriales.

Es objetivo de la Termodinámica establecer los principios generales para fijar el óptimo en determinadas circunstancias y determinar así el máximo que se puede obtener de nuestras reservas naturales. Puesto que las reservas son limitadas, nuestro interés es conservarlas, en el sentido de que queremos utilizarlas de forma que podamos alcanzar los objetivos económicos con el menor desgaste de las mismas.

Una primera característica común a todos los procesos industriales es que todos ellos se realizan en la atmósfera terrestre. Para la elaboración de la teoría de la exergía, es necesario desarrollar un modelo para describir ese medio ambiente al que denominamos atmósfera terrestre o ambiente de referencia [Caggioli, R.A., 1983], [Ahrendts, J., 1980].

Un segundo aspecto a tener en cuenta es que los procesos industriales son posibles gracias a que existen unas sustancias naturales que no están en equilibrio con esa atmósfera. Estas sustancias son precisamente las fuentes naturales de materias primas y energía. A diferencia de lo que ocurre con la atmósfera, a esas fuentes naturales les atribuimos un valor económico y somos conscientes de que no son inagotables. Provocando la modificación del estado termodinámico de esas fuentes en los procesos industriales, producimos trabajo o productos acabados. Ese trabajo o esos productos acabados son valiosos desde el punto de vista económico [Szargut, J. 1978], [Kestin, 1980].

Un tercer e interesante aspecto consiste en que, lo máximo que podemos obtener de una fuente, se logra cuando reducimos su estado a uno de equilibrio termodinámico con la atmósfera. Cuando esto ocurre, ya no es posible ningún proceso útil y por esta razón, diremos que el sistema ha alcanzado el estado muerto. Imponiendo una serie de condiciones a esa transformación, en concreto, que sea reversible, lograremos que el trabajo que se obtenga de esa fuente natural sea el máximo posible.

Finalmente, otro aspecto a considerar es que el trabajo obtenido de una fuente natural puede ser utilizado para transformar el estado de un sistema presente positivamente en la atmósfera, es decir, en equilibrio con ella, para conferirle así un valor económico.

Como conclusión de lo dicho anteriormente, podemos ya predecir que el trabajo que se puede obtener, o bien, el que se requiere en un proceso determinado, va a depender de los factores siguientes:

- 1) las características termodinámicas de la atmósfera
- 2) el tipo de sistema considerado
- 3) los tipos de interacción permitidos entre el sistema y la atmósfera
- 4) el estado inicial y final
- 5) el grado de irreversibilidad producido en el proceso.

Todo esto significa que el trabajo máximo que puede obtenerse de un sistema, lo que se denomina el trabajo disponible, no puede ser descrito en principio mediante una simple fórmula, ya que depende de diversas circunstancias. No obstante, se introducen unos modelos idealizados de atmósfera, sistema y tipos permitidos de interacción y de esta forma, se puede considerar todos los casos posibles dentro de un pequeño número de categorías.

3.2. Exergía física

Consideremos un sistema cerrado que se encuentra sumergido en el medio ambiente, al que denominamos atmósfera. Vamos a concentrar en primer lugar nuestra atención en sistemas que estén limitados por una pared impermeable, de forma que no es posible el transporte de masa entre ellos y la atmósfera.

Al existir un desequilibrio térmico y mecánico entre el sistema y la atmósfera, del conjunto de ambos se puede obtener trabajo. Dicho trabajo será máximo cuando el proceso considerado es reversible y cuando el estado final alcanzado por el sistema cerrado es el denominado estado muerto, es decir, un estado de equilibrio térmico y mecánico con el ambiente (equilibrio restringido). Pues bien, la Termodinámica enseña que ese máximo trabajo viene reflejado por la expresión siguiente

$$W_t^{\max} = U - U_a - T_a (S - S_a) + P_a (V - V_a)$$

donde U , S , V representa la energía interna, entropía y volumen del sistema en el estado considerado; U_a , S_a , V_a el valor de esas variable en el estado muerto y T_a , P_a son la temperatura y presión ambientales.

Definidas las condiciones ambientales, la agrupación de variables anteriormente escrita es otra variable termodinámica, a la que se denomina la exergía física (o termomecánica) del sistema y se le representa por la letra **B**.

3.2.1. Exergía física de flujo

Hemos definido anteriormente la exergía física, que según veíamos representa el máximo trabajo que puede obtenerse del sistema compuesto por la atmósfera y sistema, o bien interpretándolo de otra manera, el mínimo trabajo necesario para llevar al sistema desde el equilibrio restringido con la atmósfera hasta el estado considerado.

Ahora bien, desde el punto de vista del ingeniero, resulta más interesante poder dar respuesta a la pregunta siguiente ¿cuál es el máximo trabajo que se puede obtener de un cierto caudal de un fluido?

Para contestar a esta pregunta habrá que considerar una máquina hipotética, en la que el fluido que pase por ella experimente un proceso reversible. Además, si existe intercambio de calor éste será solo posible con la atmósfera y por otra parte, el fluido a la salida de la máquina se ha de encontrar en el estado muerto, esto, es a la temperatura T_a y presión P_a .

Imponiendo estas condiciones y tras efectuar los correspondientes balances de energía y entropía, resulta que el trabajo técnico máximo que se puede obtener de dicha máquina por unidad de masa de fluido es

$$W_t^{\max} = h - h_a - T_a (s - s_a)$$

donde h y s son la entalpía y entropía específicas a la entrada de la máquina, y h_a , s_a representan el valor de esas variables en el estado muerto.

Una vez definidas las condiciones ambientales, esa combinación de variables representa otra variable termodinámica, a la que se denomina exergía física de flujo y se representa por el símbolo b_f .

$$b_f = h - h_a - T_a (s - s_a)$$

3.3. Flujo de exergía asociado al calor

Hemos estudiado hasta ahora el valor de la exergía asociada a la energía interna de un sistema, tanto en el caso de un sistema cerrado como para un volumen de control. Igualmente, el calor es una energía de calidad inferior, pues como ya sabemos por el Segundo Principio, no todo el calor se puede transformar íntegramente en trabajo (sin que se produzca ningún otro efecto como resultado de ese proceso).

El flujo de exergía asociado al calor representa el máximo trabajo que se puede obtener de dicho flujo. Así pues, si consideramos un flujo de calor Q que se transmite a la temperatura T , de acuerdo con Carnot el máximo trabajo que se puede obtener es

$$(1 - T_a / T)Q$$

donde T_a es la temperatura del foco frío, esto es, la atmósfera.

3.4. Exergía química

La exergía química de un sistema representa el máximo trabajo que se puede obtener del mismo, como consecuencia de su diferente composición respecto de la del ambiente, es decir, debido al desequilibrio químico con él. Igualmente, se puede interpretar como el mínimo trabajo que es necesario aportar para sintetizar ese compuesto a partir de las sustancias que constituyen el ambiente de referencia.

Consideremos nuevamente el sistema y el medio ambiente al que nos referíamos anteriormente (exergía física), pero supongamos ahora que las paredes que limitan al sistema son permeables. La termodinámica demuestra que el máximo trabajo que se puede obtener del conjunto sistema-atmósfera es

$$B_q = U - T_a S + P_a V + \sum N_i \mu_{iA}$$

donde μ_{iA} representa el potencial químico de la sustancia i (que forma parte del sistema considerado) en el ambiente de referencia. Teniendo en cuenta la definición de la exergía física y restándola de la expresión anterior, se obtiene la exergía química, que resulta

$$B_q = \sum N_i (\mu_{ia} - \mu_{iA}) = G_a - \sum N_i \mu_{iA}$$

donde G_a es el potencial de Gibbs del sistema cuya exergía se está valorando, pero en las condiciones T_a, P_a .

Así pues, de un sistema sumergido en el ambiente se puede obtener trabajo como consecuencia del desequilibrio térmico, mecánico y químico. La parte del trabajo correspondiente a los dos primeros conceptos viene reflejado por la exergía física, mientras que la asociada al desequilibrio químico corresponde a la exergía química [Reistad, 1970], [Fan, L.T., Shieh, J.M., 1980].

3.5. Interés del método de análisis exergético

Los análisis energéticos convencionales están basados en el Primer Principio. Este tipo de análisis constituye una simple contabilidad energética, mediante la que se cuantifica las entradas y salidas de energía en el sistema en cuestión, de forma que la energía que se aporta en un proceso con los combustibles, electricidad, flujos de materia, etc., debe encontrarse en los productos o subproductos. Bajo esta perspectiva, se consideran como pérdidas las salidas de energía que no son utilizadas.

Así pues, el análisis basado en el primer principio sugiere que la ineficiencia de un dispositivo o un proceso es una consecuencia de esas pérdidas y que la energía perdida cuantifica la ineficiencia. En este sentido, en una máquina de Carnot habría pérdidas, en cuanto que hay un calor cedido al foco frío, a pesar de que no existe ningún proceso cíclico en el que ese calor pueda ser menor.

Por el contrario, el análisis energético basado en el segundo principio tiene en cuenta no solamente la cantidad de energía, sino también su calidad. Bajo esta perspectiva mucho más precisa, decimos que un proceso es ideal cuando se realiza sin destrucción de exergía, si en el sistema ni en el medio exterior. Puesto que la destrucción de exergía es directamente proporcional a la producción de entropía y ésta es cero para un proceso reversible, es evidente que el concepto de proceso ideal es totalmente equivalente al de proceso reversible.

Tanto la destrucción de exergía como la producción de entropía son medidas válidas de la irreversibilidad de un proceso. Sin embargo, la utilización de la entropía hace difícil asignar un significado a la pérdida por irreversibilidades. Por el contrario, el método exergético permite valorar directamente las pérdidas reales de un proceso, es decir, evalúa la disminución en el trabajo disponible de las fuentes energéticas utilizadas, como consecuencia de la realización del proceso considerado.

3.6. Distintas definiciones del rendimiento exergético

El concepto de exergía permite una definición precisa del rendimiento de los procesos. Los ingenieros hacen un uso extensivo de los rendimientos para definir las características de los procesos, sistemas o equipos. Sin embargo, muchas de las expresiones de los rendimientos que se utilizan están basadas en la energía, son rendimientos que nacen de la aplicación del primer principio.

Al efectuar un balance de energía en un volumen de control y para régimen estacionario, se tiene

$$\text{Energía aportada} = \text{Energía de los productos} + \text{Pérdidas}$$

En esta ocasión, el término productos hay que entenderlo de forma muy general, ya que puede referirse a trabajo técnico, electricidad, un cierto intercambio de calor, algún caudal de un determinado material, etc. Con el término de pérdidas nos referimos a calores residuales, humos resultantes de la combustión cedidos a la atmósfera, agua de enfriamiento eliminada, etc.

De acuerdo con esa ecuación del balance, una forma clara de expresar el rendimiento, es decir, de expresar con qué eficiencia se ha convertido la entrada en la salida, consiste en la relación siguiente

$$\eta = (\text{Energía de los productos} / \text{Energía aportada}) = 1 - (\text{Pérdidas} / \text{Energía aportada})$$

No obstante, al definir así el rendimiento se asigna el mismo valor a las distintas formas de la energía, independientemente de su calidad. Ello da origen a una serie de inconvenientes, por ejemplo, al hecho de que el rendimiento de la máquina de Carnot sea el factor de Carnot y no la unidad, que es lo que uno espera para la máquina perfecta, según la idea que se tiene del rendimiento. Así mismo, las grandes centrales termoeléctricas, que se encuentran entre los sistemas de conversión de energía más eficientes, presentan unos rendimientos bajos (35-40%), mientras que las típicas calderas para calefacción de locales, que termodinámicamente son aparatos mucho menos eficientes, aparecen con unos elevados rendimientos (80%).

Si en lugar de un balance de energía, efectuamos un balance de exergía, la ecuación resultante es:

$$\text{Exergía aportada} = (\text{Exergía de los productos}) + (\text{Exergía destruida}) + (\text{Exergía de los productos residuales} \times \text{pérdidas})$$

Es importante distinguir la exergía destruida de la exergía transportada por los calores residuales o subproductos resultantes del proceso considerado. En efecto, si bien la exergía destruida nunca puede ser ya recuperada, la exergía de los calores residuales o subproductos podría ser utilizada en otro proceso posterior.

A la vista del balance de exergía anteriormente expuesto, vamos a hacer una breve revisión de las distintas definiciones de la eficiencia o rendimiento exergético que han sido propuestas.

Una forma de expresar la eficiencia es establecer la relación entre la exergía mínima requerida para la realización del proceso o conjunto de procesos considerados, respecto a la exergía realmente utilizada, es decir

$$\Phi_1 = \text{Exergía mínima} / \text{Exergía aportada}$$

Al comparar el proceso real con el teórico ideal, esta definición del rendimiento representa una medida de las mejores que pueden, en principio, ser introducidas. Sin embargo, puesto que todos los procesos reales son en mayor o menor grado irreversibles, es evidente que esa exergía mínima es en realidad una meta inalcanzable. No obstante, en cualquier proceso en el que se requiere la aportación del trabajo o calor, la maximización de ese parámetro equivale a la minimización del consumo de combustible.

Por otra parte, se presentan numerosos inconvenientes en la utilización de ese coeficiente, la mayoría de ellos en relación con el numerador. En efecto, para poder determinar el mínimo absoluto de exergía requerida, los objetivos de un proceso deben estar perfectamente definidos e incluso entonces puede resultar difícil, sino imposible, calcular ese mínimo teórico, especialmente en procesos complejos.

Otra forma de definir el rendimiento exergético es estableciendo la relación entre la exergía de los productos y la aportada al sistema, esto es

$$\Phi_2 = \text{Exergía de los productos} / \text{Exergía aportada}$$

$$= 1 - [(\text{Exergía destruida} + \text{Exergía perdida}) / \text{Exergía aportada}]$$

Es evidente que para aumentar el valor de este coeficiente es necesario disminuir, no solamente las irreversibilidades internas, sino también la exergía de los calores residuales y otros subproductos.

Se puede también expresar la eficiencia considerando en el numerador, además de la exergía de los productos, la de los subproductos y calores residuales, lo que hemos denominado exergía perdida. De acuerdo con esta definición, se tiene

$$\Phi_3 = (\text{Exergía de los productos} + \text{Exergía perdida}) / \text{Exergía aportada}$$

$$= 1 - (\text{Exergía destruida} / \text{Exergía aportada})$$

Realmente, este parámetro es una medida de la destrucción de exergía en un proceso, expresado como una fracción de la aportada. Como puede observarse, el punto de vista es muy diferente del que se adopta cuando se define el rendimiento según el primer principio, ya que entonces en el numerador aparece solamente la energía de los productos útiles, es decir, la de los productos que son el objeto de la operación o proceso en estudio.

A veces, resulta más práctico utilizar la definición de rendimiento propuesta por [Caggioli, R.A., 1977]. Según este autor, el rendimiento exergético expresa la relación entre el aumento de exergía de los productos útiles, respecto a la disminución de exergía de las aportaciones que han hecho posible el proceso, es decir

$$\Phi_4 = \Delta \text{Exergía de los productos} / \Delta \text{Exergía de las aportaciones}$$

Esta definición del rendimiento es particularmente útil en el análisis de las máquinas térmicas, o en general de sistemas transformadores de energía, ya que entonces

$$\Phi_4 = \Delta \text{Exergía de los productos} / (\text{Exergía combustible} - \text{Exergía de los humos})$$

En numerosos procesos, el numerador de este coeficiente es equivalente a la exergía mínima teórica que aparecía en Φ_1 . Así, la exergía mínima requerida para la producción de vapor es sencillamente igual al aumento de exergía experimentado entre el agua de alimentación y el vapor producido.

Con esta definición, se le atribuye al proceso la destrucción de exergía que realmente tiene lugar en él, no la contenida en calores residuales cuya exergía podría ser luego utilizada. No obstante, la aplicación de este coeficiente en sistemas complejos presenta las mismas dificultades que comentábamos en relación con Φ_1 . Los objetivos y productos deseados deben estar perfectamente definidos, para poder así valorar el aumento de exergía del numerador. Además, en ciertos dispositivos, tales como los condensadores, la transformación deseada supone una disminución de exergía, de forma que este coeficiente carece totalmente de significado en tal tipo de situaciones.

Una vez presentado este breve resumen acerca de los aspectos más relevantes de la teoría de la exergía, haremos aplicación del método de análisis exergético en los diferentes sistemas de cogeneración. Así mismo, haremos uso de las diferentes definiciones de rendimiento exergético que han sido expuestas anteriormente, utilizándose en cada caso aquellas que mejor se acomode al sistema o equipo analizado.

4. CRITERIOS DE EFICIENCIA DE LAS PLANTAS DE COGENERACIÓN

Como ya hemos dicho anteriormente, mientras que el objetivo de una planta de potencia es producir energía eléctrica con el máximo rendimiento posible, en una planta de cogeneración el objetivo es satisfacer una demanda eléctrica y de una demanda de energía térmica con el mínimo consumo de combustible. Puesto que ambos productos son útiles, el rendimiento eléctrico tal y como se ha definido en el apartado 2 de este capítulo, ya no es el criterio más adecuado para expresar su eficiencia.

4.1. Factor de utilización de la energía

Porter y Mastanaich [Porter, R.W., Mastanaich, K., 1982], introdujeron el índice denominado Factor de Utilización de la Energía, FUE, que para una instalación de cogeneración basada en un proceso cíclico, se define de la forma siguiente

$$\text{FUE} = (W + Q_u) / Q$$

Considerando la totalidad de la planta, este índice que es igualmente aplicable para una instalación de ciclo abierto, se define según:

$$\text{FUE} = (W + Q_u) / F$$

Donde Q_u es el calor útil, esto es, la energía térmica que se produce en la instalación de cogeneración para satisfacer una demanda de calor de proceso, a una temperatura T_u diferente a la temperatura ambiental T_a .

Es fácil comprender que el FUE es un criterio de eficiencia que no es totalmente satisfactorio, en cuanto que asigna el mismo peso al trabajo y al calor, que como hemos dicho anteriormente, son dos formas de energía de diferente calidad termodinámica, lo que en definitiva, se va a traducir en un diferente precio.

4.2. Factor ponderado de utilización de la energía

Es un FUE en el que se tiene en cuenta el diferente precio o la diferente calidad termodinámica de la electricidad y el calor. En efecto, si el precio de venta de la electricidad es p_e (pesos/kWh), el del calor útil es p_q (pesos/kWh) y el precio del combustible es p_f (pesos/kWh), el Factor de utilización es:

$$FUE_p = (p_e \cdot W_e + p_q \cdot Q_u) / p_f \cdot F = p_e / p_f (W_e / F + p_q Q_u / p_e F)$$

que también puede escribirse

$$FUE_p = (p_e / p_f) \eta_{eq}$$

donde η_{eq} es el denominado por [Timmermans, 1980] como rendimiento equivalente, siendo

$$\eta_{eq} = (W_e / F + p_q Q_u / p_e F)$$

En la tabla 2.1 se presentan valores típicos de η_{eq} para distintas instalaciones de cogeneración, suponiendo $p_q / p_e = 1/3$. Como puede apreciarse, el FUE representa un primer intento de tener en cuenta los aspectos económicos.

Otro factor de ponderación que puede utilizarse es el que expresa la calidad termodinámica de la energía, esto es, su contenido en exergía. En este caso el coeficiente resultante es el rendimiento exergético de la planta de cogeneración al que luego nos referiremos.

4.3. Rendimiento eléctrico artificial

Otro criterio de eficiencia alternativo que a veces se utiliza es el denominado rendimiento eléctrico artificial, η_a , que utiliza en su definición el concepto un tanto artificial de consumo de combustible atribuible a la electricidad producida.

En efecto si η_b es el rendimiento característico de una instalación convencional (por ejemplo, de una caldera) para producir el calor útil, podemos considerar que siendo F el consumo de combustible en la planta de cogeneración, el consumo atribuible a la electricidad producida es precisamente:

$$F - (Q_u / \eta_b)$$

Pues bien, el rendimiento eléctrico artificial viene definido por la expresión siguiente

$$\eta_a = W_e / (F - Q_u / \eta_b) = \eta_e / (1 - Q_u / \eta_b F)$$

El inverso de este rendimiento representa el consumo específico de combustible en la planta de cogeneración

Tabla 2.1: Criterios de eficiencia de plantas de cogeneración (F=1)

Instalación	W	Qu	FUE	η_{eq}	η_a	IAE	IAC
Turbina de vapor de condensación con extracción	0.38	0.10	0.48	0.41	0.43	0.057	2.33
Turbina de contrapresión	0.25	0.60	0.85	0.45	0.75	0.235	1.33
Turbina de gas con caldera de recuperación	0.30	0.55	0.85	0.47	0.77	0.265	1.30
Ciclo combinado con turbina de contrapresión	0.40	0.42	0.82	0.54	0.75	0.318	1.33

Tomado de: [Horlock, J.H., 1987]

4.4. Ahorro de combustible

Otro criterio también utilizado consiste en comparar el consumo de combustible en la planta de cogeneración con el que se requeriría para satisfacer esa misma demanda de electricidad y calor, si ambas fueran producidas de forma convencional en instalaciones independientes, esto es, en una central de potencia de rendimiento eléctrico η_c y en una caldera de rendimiento η_b .

Así pues, el ahorro de combustible, expresado en unidades de energía, es

$$\Delta F = (Q_u / \eta_b) + (W_e / \eta_c) - F$$

Relacionado con este concepto, se define también el denominado Índice de Ahorro de Energía IAE, esto es, el ahorro de combustible ΔF por unidad de energía requerida en la situación convencional

$$IAE = \Delta F / (Q_u / \eta_b + W_e / \eta_c)$$

Siendo RCE = Q_u / W_e , la relación calor - electricidad producidas en la planta de cogeneración, el IAE se puede también escribir en la forma siguiente

$$IAE = 1 - \frac{\eta_c / \eta_e}{1 + (RCE \eta_c / \eta_b)}$$

Suponiendo nuevamente $\eta_b = 0.9$ y que $\eta_e = 0.4$, en la tabla 2.1 se presentan los valores del IAE característicos de cuatro instalaciones de cogeneración [Horlock, J.H., 1987].

Este criterio de eficiencia es quizás el más útil de los que se han descrito hasta este momento y puede ser utilizado de forma directa en la valoración económica de las plantas de cogeneración.

4.5. Rendimiento exergético

Tal y como hemos visto anteriormente, el trabajo y calor producidos por una planta de cogeneración no tienen la misma calidad, a pesar de que ambas formas de energía se expresan en las mismas unidades. En la figura 2.3 se representa el diagrama del flujo de exergía correspondiente a una caldera y un sistema de generación de electricidad independientes y un diagrama típico para una planta de cogeneración.

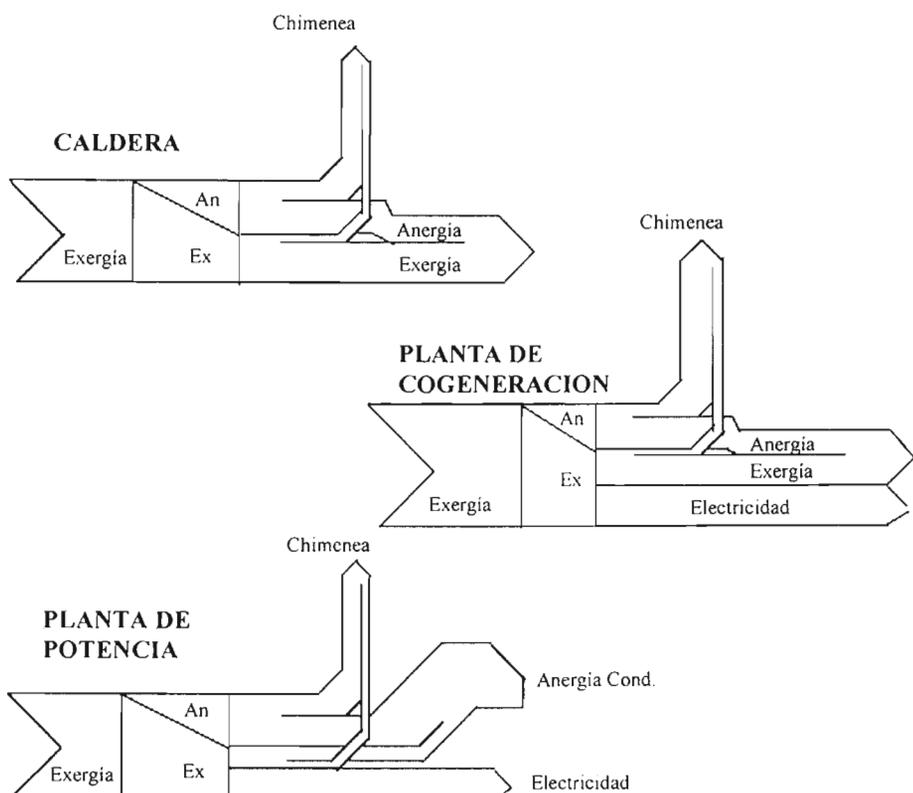


Figura 2.3: Flujo de exergía en diversos sistemas

La ventaja de la cogeneración estriba, por una parte, en el hecho de que los dos productos útiles (calor y trabajo) comparten las irreversibilidades impuestas por las limitaciones económicas y técnicas de diseño en ese proceso de conversión. Pero es además, en una central eléctrica, todo el calor cedido en el condensador es exergía perdida, ya que es finalmente degradada, mientras que en una planta de cogeneración la exergía cedida al ambiente y finalmente perdida es menor.

De acuerdo con las definiciones anteriormente expuestas, en una planta de cogeneración expresaremos el rendimiento exergético de la forma siguiente

$$\phi = (W_e + B_u) / B_c$$

donde

W_e es la energía eléctrica producida

B_u es la exergía asociada a la energía térmica Q_u

B_c es la exergía química del combustible utilizado

Debido a la equivalencia termodinámica entre el flujo de exergía asociado al calor y la electricidad, es evidente que para una valoración económica el rendimiento exergético puede ser un índice más valioso que los coeficientes anteriormente definidos.

No obstante, se presentan dos importantes inconvenientes que hacen que el método exergético no haya tenido una aceptación más amplia en este contexto de la cogeneración. En efecto, por una parte, el rendimiento exergético no es suficiente para caracterizar de una manera total una planta de cogeneración. Es necesario seguir utilizando la relación calor/electricidad. Por otra parte, es claro que la demanda de calor en un proceso industrial no puede ser expresado exclusivamente en términos de demanda de exergía.

Estos argumentos justifican la utilización de los coeficientes η_e y RCE que, respecto al coeficiente exergético presentan además la ventaja de tener un significado práctico muy claro, por lo que siguen siendo los parámetros principales con los que habitualmente se describe una planta de cogeneración.

5. EL EFECTO DE LAS IRREVERSIBILIDADES EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los efectos de las irreversibilidades en una planta de potencia son directos y muy importantes. Para dos máquinas térmicas, una reversible y otra irreversible, en las que el calor cedido por el foco caliente es el mismo, el trabajo producido por la máquina irreversible, W , es menor que el producido por la reversible, W_{rev} , siendo la diferencia

$$W_{rev} - W = T_o \cdot \Delta S_{un}$$

donde T_o es la temperatura del foco frío y ΔS_{un} es el incremento de entropía en la máquina irreversible, es decir, la producción de entropía debida a las irreversibilidades.

Este resultado no es más que la expresión de la Ley de Gouy-Stodola, según la cual la destrucción de exergía como consecuencia de las irreversibilidades es el producto de la temperatura ambiental por la creación de entropía [Timmermans, 1980]. La temperatura del foco frío de la máquina es la temperatura ambiental.

En una máquina térmica irreversible el trabajo producido es menor y en consecuencia, de acuerdo con el primer principio, el calor cedido al foco frío es mayor. Efectivamente

$$|Q_o|_{rev} - |Q_o| = T_o \Delta S_{un}$$

siendo $|Q_o|_{rev}$ y $|Q_o|$ el calor cedido al foco frío por la máquina reversible e irreversible respectivamente. En el caso de una planta de potencia, éste es el calor disipado al ambiente, pero la situación cambia radicalmente cuando se trata de una planta de cogeneración.

Así pues, cuanto más irreversible es una máquina mayor será la creación de entropía y en consecuencia, menor será el trabajo producido. Además, la expresión $W_{rev} - W = T_o \cdot \Delta S_{un}$ nos pone de manifiesto la influencia de la temperatura del foco frío, de modo que cuanto más alta sea la temperatura T_o mayor es el efecto de la irreversibilidad. Si comparamos el rendimiento térmico de ambas máquinas, resulta obviamente que:

$$\eta_i = W / Q = \eta_{i,rev} - (T_o \Delta S_{un} / Q)$$

siendo η_i y $\eta_{i,rev}$ el rendimiento de la máquina irreversible y reversible respectivamente.

No obstante, el efecto de las irreversibilidades en una planta de cogeneración requiere un estudio adicional. En efecto, si bien su existencia va a dar lugar a una disminución del trabajo producido, simultáneamente se origina un aumento en la producción del calor útil.

Para poner más claramente de manifiesto estas ideas, consideremos a modo de ejemplo una planta de cogeneración de turbina de contrapresión. En la figura 2.4 se representa en un diagrama Ts el ciclo reversible y la modificación que se introduce cuando tenemos presente las irreversibilidades en la turbina, cuyo rendimiento isentrópico es η_T .

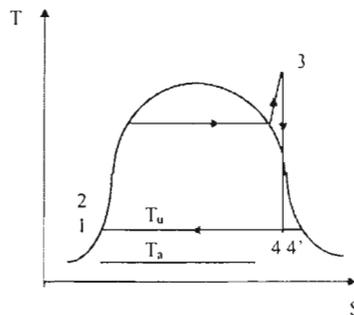


Figura 2.4: Diagrama T-S

Despreciando el trabajo de la bomba de alimentación, el trabajo específico obtenido es

$$w = h_3 - h_{4'} = \eta_T (h_3 - h_4) = \eta_T w_{rev}$$

siendo el rendimiento térmico del ciclo

$$\eta_i = (h_3 - h_{4'} / h_3 - h_2) = \eta_T (\eta_{i,rev})$$

El calor útil producido en el caso en el caso de la máquina reversible es

$$(q_u)_{rev} = h_4 - h_1$$

mientras que en el caso irreversible, se tiene

$$q_u = h_{4'} - h_1$$

siendo la diferencia

$$q_u - (q_u)_{rev} = h_{4'} - h_4 = T_u \Delta s$$

Así pues, mientras que el rendimiento térmico se reduce en el factor η_T , el Factor de Utilización de la Energía no se modifica. En efecto:

$$FUE = \frac{w + q_u}{q} = \frac{(w_{rev} - T_u \Delta s) + ((q_u)_{rev} + T_u \Delta s)}{q}$$

y por tanto:

$$FUE = (FUE)_{rev} = 1$$

Por consiguiente, si el FUE fuera el criterio utilizado para valorar la eficiencia de la planta de cogeneración, la instalación irreversible sería tan buena como la reversible. El objetivo de la reversibilidad, que es la meta inalcanzable en el análisis termodinámico de las plantas de potencia, habría que ponerlo en cuestión cuando el análisis se refiriera a una planta de cogeneración [Horlock, J.H., 1897].

No obstante, esta aparente paradoja nace como consecuencia de no tener en cuenta el concepto de calidad de la energía y en definitiva, de no utilizar la teoría del análisis exergético. En efecto, la exergía en forma de trabajo y de calor útil resultante en la planta de cogeneración reversible es

$$w_{rev} + (1 - T_a / T_u) (q_u)_{rev}$$

mientras que en la irreversible

$$w + (1 - T_a / T_u) q_u$$

La diferencia de ambos valores es

$$(1 - \eta_T) w_{rev} + (T_u - T_a) \Delta s = T_a \Delta s$$

es decir, la destrucción de exergía, según la ley de Gouy-Stodola.

Por consiguiente en la máquina irreversible la exergía resultante en forma de trabajo y de calor útil es menor que en la reversible, siendo la diferencia $T_a \Delta s$. Ahora bien, la exergía del calor útil es mayor, precisamente en el término

$$h_{4'} - h_4 - T_a (s_{4'} - s_4)$$

pero el trabajo producido es menor

$$w_{rev} - w = h_{4'} - h_4$$

y por tanto, existe en definitiva una destrucción de exergía, que es como hemos visto antes, el producto de la temperatura ambiental por la creación de entropía.

6. ANÁLISIS EXERGÉTICO DE ALGUNOS COMPONENTES DE PLANTAS DE COGENERACIÓN

Vamos ahora a aplicar el método de análisis exergético a diferentes componentes que forman parte de las instalaciones de cogeneración. Utilizaremos la técnica de los volúmenes de control y nos referiremos a situaciones en régimen estacionario. Asimismo, haremos uso de las diferentes definiciones del rendimiento exergético presentadas anteriormente, utilizándose en cada caso aquellas que mejor se ajuste al sistema analizado.

6.1. Turbina de vapor

Sea una turbina en la que el vapor se expandiona del estado 1 al 2', según se muestra en el diagrama h-s de la figura 2.5.

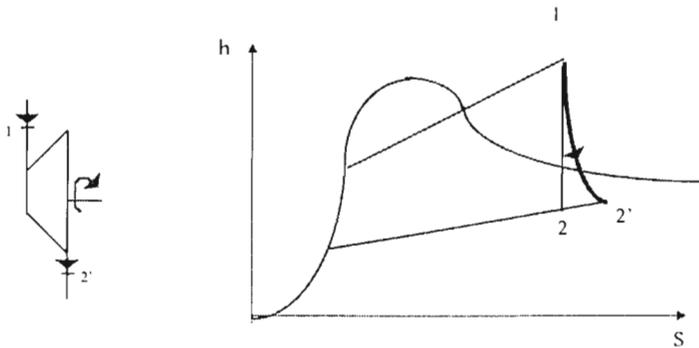


Figura 2.5: Diagrama H-S

Considerando el balance de energía por unidad de masa que atraviesa la turbina, se tiene:

$$w_T = h_1 - h_2$$

Para caracterizar el grado de calidad de la máquina, tradicionalmente se suele utilizar el rendimiento interno también denominado isentrópico, que compara el trabajo obtenido con el máximo que hubiera podido lograrse, es decir, con el que se obtendría en una expansión isentrópica hasta la misma presión final, (ver diagrama h-s de la figura 2.5). Por lo tanto

$$\eta_T = w_T / w_T^{\max} = (h_1 - h'_2 / h_1 - h_2)$$

la diferencia

$$w_T^{\max} - w_T = h'_2 - h_2$$

es el trabajo perdido.

Hechos estos comentarios sobre el análisis tradicional, vamos a aplicar el método exergético a la turbina de la figura 2.5. Del balance de exergía, se tiene

$$b_{11} = b_{12'} + w_T + b_d$$

donde b_{t1} , b_{t2} representan la exergía física de flujo en las secciones de entrada y salida respectivamente, y b_d es la irreversibilidad, es decir, la destrucción de exergía. La pérdida termodinámica en la turbina es b_d , que evidentemente no coincide con el trabajo perdido. La relación entre ambos es

$$b_d = (w_T^{\max} - w_T) - (b_{t2} - b_{t1})$$

En un estudio clásico, la pérdida en la turbina es el trabajo perdido. No obstante, en una instalación de cogeneración, es mucho más adecuado el análisis exergético, ya que las irreversibilidades originan simultáneamente un aumento de la exergía del vapor de contrapresión y esta exergía puede ser aprovechada como calor útil.

El coeficiente que mejor define la eficiencia de la turbina es el rendimiento exergético ϕ_4 , ya que valora la eficiencia con la que se transforma la exergía del fluido en el producto útil, que es el trabajo obtenido. Por tanto

$$\phi_4 = w_T / (b_{t1} - b_{t2}) = 1 - (b_d / (b_{t1} - b_{t2}))$$

Análogas consideraciones son aplicables a las bombas, compresores, etc., dispositivos que consumen trabajo. Para estas máquinas, el rendimiento isentrópico convencional compara el trabajo mínimo con el trabajo realmente aportado, es decir

$$\eta_s = |w_c^{\min}| / |w_c|$$

Evidentemente, el exceso de trabajo, $|w_c| - |w_c^{\min}|$, no corresponde a la pérdida, ya que ésta viene medida por la irreversibilidad, $i = T_a \Delta s$. El correspondiente rendimiento exergético será

$$\phi_4 = (b_{t2} - b_{t1}) / |w_c| = 1 - (b_d / |w_c|)$$

6.2. Intercambiadores de calor

Consideraremos al intercambiador de calor como un volumen de control, una caja negra, con unas secciones de entrada y salida. Sobre esta caja negra hacemos un balance de exergía y determinamos así la destrucción de exergía, definiendo después el rendimiento exergético.

Sea el intercambiador de calor cuyo esquema se muestra en la figura 2.6.

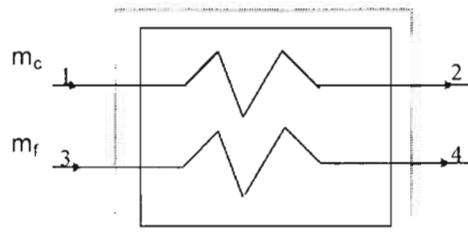


Figura 2.6: Esquema de un intercambiador de calor

Se supone que es adiabático y que opera en régimen estacionario, considerándose despreciables las variaciones de energía cinética y potencial entre la entrada y la salida. Según el balance de energía, se tiene:

$$m_c (h_1 - h_2) = m_f (h_4 - h_3)$$

donde m_c y m_f son los caudales másicos del fluido caliente y frío respectivamente.

En el estudio clásico de los intercambiadores se utiliza un coeficiente denominado efectividad, que se define como el cociente entre el calor realmente intercambiado y el máximo que podría transmitirse en un cambiador en contracorriente de área infinita. Dicha efectividad se expresa en función del número de unidades de transferencia y de la relación de capacidad [Kern, D.Q., 1982].

Sin embargo, en un análisis exergético, lo que se pretende es valorar la exergía destruida por unidad de tiempo en el intercambiador, consecuencia de las irreversibilidades en la transmisión de calor y en el derrame de ambos fluidos. Ello se puede lograr a partir del balance global de exergía, resultando

$$b_d = m_c (b_{t1} - b_{t2}) - m_f (b_{t4} - b_{t3})$$

Una forma de caracterizar el grado de calidad de un intercambiador es mediante el coeficiente exergético ϕ_2 , esto es, comparando la exergía a la salida del dispositivo con la exergía aportada. En este caso

$$\phi_2 = \frac{m_c b_{t2} + m_f b_{t4}}{m_c b_{t1} + m_f b_{t3}} = 1 - \frac{b_d}{m_c b_{t1} + m_f b_{t3}}$$

Este coeficiente efectivamente valora la eficiencia termodinámica del calor intercambiado, pero no da una indicación de si el objetivo es o no alcanzado. Por ello, es preferible utilizar el coeficiente exergético ϕ_4 , tal y como fue definido por Obert y Gaggioli.

Si el objetivo técnico del intercambiador es el aumento de temperatura del fluido frío, ese coeficiente se definirá según

$$\phi_4 = \frac{m_f (b_{t4} - b_{t3})}{m_c (b_{t1} - b_{t2})} = 1 - \frac{b_d}{m_c (b_{t1} - b_{t2})}$$

Por el contrario, para un intercambiador que funciona por debajo de la temperatura ambiental, es el fluido que se enfría el que aumenta su exergía (y éste es precisamente el objetivo técnico del intercambiador) a expensas de la disminución de exergía del fluido que se calienta. Naturalmente, en estos casos el coeficiente de eficiencia deberá ser reformulado para tener en cuenta este hecho.

6.3. Generadores de vapor

Dentro de los sistemas transformadores de energía ocupan un lugar muy destacado los generadores de vapor, instalaciones en las que tiene lugar la transformación de la energía química de un combustible en energía térmica de un fluido, generalmente agua.

La figura 2.7 representa esquemáticamente un generador de vapor. En ella se dibuja una línea discontinua que señala los límites del volumen de control, sobre el que vamos a establecer el balance de exergía. Llamaremos h_c , h_a y h_h a la entalpía específica del combustible, aire y humos respectivamente y análogamente b_{tc} , b_{ta} y b_{th} son sus respectivas exergías. Así mismo, h_1 y h_2 son las entalpías específicas del agua de alimentación y del vapor generado y b_{t1} , b_{t2} sus exergías específicas.

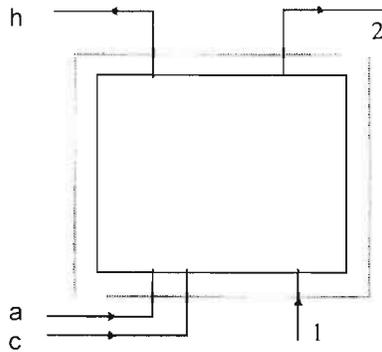


Figura 2.7: Esquema de un generador de vapor

Siendo Q el calor perdido al ambiente en la unidad de tiempo, m_c el caudal másico de combustible, w_a la relación masa de aire a combustible, $m_h = m_c (1 + w_a)$ el caudal de humos y m la producción de vapor por unidad de tiempo, haciendo un balance de energía se tiene

$$m_c (h_c + w_a h_a) = m (h_2 - h_1) + m_h h_h + |Q|$$

Teniendo en cuenta que todo el calor Q es cedido al ambiente y por tanto su exergía totalmente degradada, del balance de exergía resulta

$$m_c (b_{tc} + w_a b_{ta}) = m (b_{t2} - b_{t1}) + m_h b_{th} + \dot{I}$$

La exergía de los humos, suma de la exergía física y química (ya que en general la combustión no es completa), no va a ser utilizada; en realidad, esa exergía va a ser degradada, al ser lanzados los humos a la atmósfera. Por lo tanto, siempre que no se vaya a utilizar algún dispositivo de recuperación de calor, tiene más sentido considerar que esa exergía forma parte del término de pérdidas, ya que en última instancia, es efectivamente exergía perdida. Por otra parte, si el aire de combustión procede directamente de la atmósfera ambiente, su exergía será nula.

De acuerdo con la ecuación del balance de energía, lo lógico sería definir el rendimiento del generador según la expresión siguiente:

$$\eta_{cv} = \frac{m (h_2 - h_1)}{m_c (h_c + w_a h_a)} = 1 - \frac{|Q| + m_c (1 + w_a) h_h}{m_c (h_c + w_a h_a)} \quad (1)$$

Si llamamos h_c^0 a la entalpía específica del combustible en el estado estándar (si fuera una mezcla, cada uno de sus componentes estará en su estado estándar) y w_a^{\min} la relación mínima aire/combustible necesaria para la combustión completa, el denominador de la expresión anterior del rendimiento, lo podemos descomponer en tres términos, según:

$$h_c + w_a h_a - (1 + w_a) h_h = [(h_c + w_a h_a) - (h_c^0 + w_a^{\min} h_a^0)] + (-\Delta H_c^0) - [(1 + w_a) h_h - (1 + w_a^{\min}) h_h^0]$$

donde $(-\Delta H_c^\circ)$ es el poder calorífico del combustible, superior o inferior según el estado estándar del agua definido.

Aunque (1) es la expresión que lógicamente resulta del balance de energía, el rendimiento de un generador de vapor se define convencionalmente de una forma diferente.

En efecto, puesto que la energía asociada a los humos no va a ser utilizada (nos referimos, claro esta, al estado de los humos en la salida de la chimenea, ya que su contenido energético ha podido ser utilizado previamente, por ejemplo, para precalentar el aire) y ya que las condiciones del aire y combustible a la entrada del generador van a ser tales que el primer término de la ecuación anterior es pequeño y desde luego despreciable frente a $(-\Delta H_c^\circ)$, convencionalmente se define el rendimiento de un generador de la manera siguiente

$$\eta_{GV} = \frac{m (h_2 - h_1)}{m_c (-\Delta H_c^\circ)}$$

pudiéndose darse dos valores distintos, según que el denominador se refiera al poder calorífico superior o inferior del combustible.

Una forma más precisa de definir el grado de calidad de un generador de vapor es mediante su eficiencia o rendimiento exergético. Este coeficiente no va a tener el carácter convencional del rendimiento anteriormente definido y además, refleja las irreversibilidades que se originan, debidas a las reacciones químicas de combustión y a la transmisión de calor entre los gases y el agua, así como a las pérdidas de carga en el circuito del agua y el de gases.

Utilizando la definición de Obert, el rendimiento exergético del generador será

$$\phi_4 = \frac{m (b_{t2} - b_{t1})}{m_c b_{tc} - m_h b_{th}} = 1 - \frac{b_d}{m_c [b_{tc} - (1 + w_a) b_{th}]}$$

Teniendo presente lo anteriormente dicho, de que la exergía de los humos va a ser finalmente degradada, sería más exacto definirlo según

$$\phi_{GV} = m (b_{t2} - b_{t1}) / m_c b_{tc}$$

es decir, como la relación entre el aumento de exergía del agua y la exergía del combustible utilizado.

Entre este rendimiento exergético y el rendimiento anteriormente definido existe la relación siguiente

$$\frac{\phi_4}{\eta_{GV}} = \left(\frac{-\Delta H_c^\circ}{b_{tc}} \right) \cdot \left(\frac{b_{t2} - b_{t1}}{h_2 - h_1} \right) = \left(\frac{-\Delta H_c^\circ}{b_{tc}} \right) \left(1 - T_a \frac{s_2 - s_1}{h_2 - h_1} \right)$$

En función de la presión y temperatura del vapor generado, se puede representar gráficamente esa relación, para una determinada caldera que quema un cierto combustible. El resultado típico que se obtiene es que el rendimiento exergético es del orden de la mitad del rendimiento convencional, el cual suele valer de 0,85 a 0,90 en los modernos generadores de vapor [Sala, J.M., Rodríguez, J., 1983]

La razón de esta diferencia estriba en que el rendimiento exergético tiene en cuenta las importantes irreversibilidades que se producen en los generadores, que no son puestas de manifiesto por el rendimiento clásico. Como hemos dicho antes, estas irreversibilidades son de tres tipos: las asociadas a las reacciones de combustión, las debidas al intercambio de calor y las originadas por la viscosidad de los gases y el agua.

En el desarrollo de la tecnología de los generadores de vapor, los esfuerzos técnicos que se han hecho han originado una disminución de las irreversibilidades y en definitiva, un aumento del rendimiento exergético. Así, las irreversibilidades en la combustión se reduce aumentando la temperatura de combustión y ello se logra disminuyendo las pérdidas por radiación, usando el mínimo el exceso de aire y precalentando el aire. Por otra parte, para disminuir las irreversibilidades en la transmisión de calor hay que aumentar la presión y temperatura del vapor generado.

En este sentido, el interés del método exergético no debe ser sobreestimado, ya que como acabamos de decir, el análisis energético convencional conduce a unas conclusiones similares. No obstante, su ventaja estriba en que ayuda a comprender mejor la situación, al asignar a cada elemento la destrucción de exergía que en él se produce y permite, por tanto, decidir por dónde se debe actuar para lograr la mejora de una instalación.

Por último, si tenemos en cuenta los consumos propios del generador, podemos definir su rendimiento exergético según la expresión siguiente:

$$\phi_{GV} = \frac{(b_{t2} - b_{t1})(m - m_a)}{m_c b_{tc} + W}$$

donde m_a es el consumo de vapor utilizado por las instalaciones auxiliares y W es la potencia eléctrica de accionamiento de las instalaciones del generador alimentadas por energía eléctrica.

6.4. Caldera de recuperación

Un componente importante de las instalaciones de cogeneración y que no está presente en las plantas de potencia convencionales son los recuperadores de calor residual. Generalmente en estas unidades se produce vapor, por lo que se les denomina generadores de vapor de calor residual, pudiendo existir o no postcombustión adicional.

Una caldera de recuperación es básicamente un intercambiador de calor. Puesto que el lado frío del intercambiador es agua que experimenta una transición de fase y se transforma en vapor gracias al calor recibido, su incremento de temperatura no es muy importante. Por ello, en este caso no tiene mucho sentido utilizar como índice que refleja el comportamiento del recuperador la efectividad.

Un criterio más útil consiste en definir el rendimiento del generador de vapor de calores residuales de la manera siguiente

$$\eta_{CR} = \text{Calor transferido al lado frío} / \text{Calor transferido al lado caliente}$$

En la figura 2.8 se presenta un esquema conceptual de una caldera de recuperación de calor que recibe los gases calientes procedentes de una turbina de gas a la temperatura T . Denominamos $H_G(T)$ la entalpía de dicho caudal de gases, siendo Q_u el calor transferido al vapor y $H_s(T_s)$ la entalpía de los gases a la salida de la caldera y entrada al conducto de chimenea, siendo T_s su temperatura.

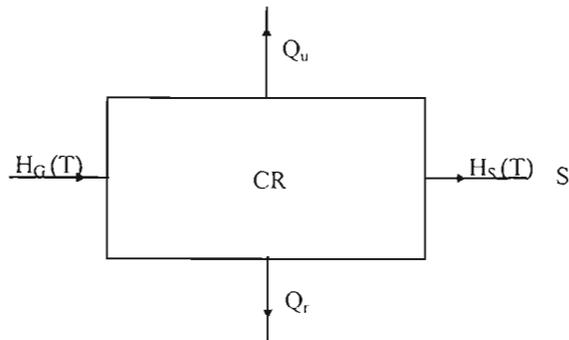


Figura 2.8: Esquema conceptual de una caldera de recuperación

Si Q_r son las pérdidas por radiación y convección a través de las paredes de la caldera, de un balance de energía se tiene

$$H_G(T) = H_S(T_s) + Q_u + Q_r$$

y por consiguiente

$$\eta_{CR} = \frac{Q_u}{H_G(T) - H_S(T_s)} = 1 - \frac{Q_r}{H_G(T) - H_S(T_s)}$$

que es la expresión del rendimiento, equivalente a la ecuación η_{GV} para una caldera convencional dada en la sección 6.3.

Vamos ahora a referirnos al caso de una caldera de recuperación con postcombustión, cuyo esquema se presenta en la figura 2.9.

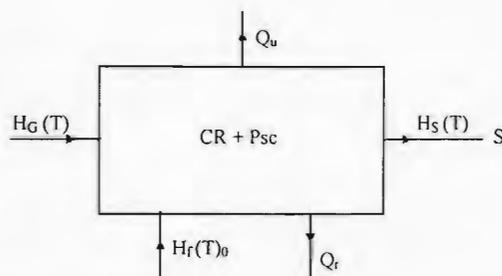


Figura 2.9: Caldera de recuperación con postcombustión

Si denominamos $H_f(T_0)$ la entalpía de combustible, que es suministrado a una temperatura próxima a la ambiental T_0 , del balance de energías se obtiene ahora la ecuación siguiente

$$H_G(T) + H_f(T_0) = Q_u + H_S(T_s) + Q_r$$

y por tanto

$$Q_u = H_G(T) + H_f(T_0) - H_S(T_s) - Q_r$$

De forma similar a lo que hacíamos en el apartado 6.3. para generadores de vapor, teniendo en cuenta la definición del poder calorífico y siendo m_f el consumo de combustible, la ecuación anterior la podemos expresar de la forma siguiente:

$$Q_u = m_f \text{PCI} + [H_G(T) - H_G^0(T_o)] - [H_s(T_s) - H_G^0(T_o)] - Q_r$$

El coeficiente que generalmente se utiliza para definir el rendimiento de la caldera de recuperación y que resulta muy útil para el cálculo del rendimiento global de la planta de cogeneración es el correspondiente a la expresión:

$$\eta_{CR} = Q_u / m_f \text{PCI}$$

y por tanto:

$$\eta_{CR} = 1 + \frac{H_G(T) - H_G^0(T_o)}{m_f \text{PCI}} - \frac{H_s(T_s) - H_s^0(T_o)}{m_f \text{PCI}} - \frac{Q_r}{m_f \text{PCI}}$$

Este coeficiente puede ser mayor que la unidad y su valor varía con la temperatura T de entrada del gas a la caldera. Estas dificultades que se presentan considerando simplemente los balances de energía (por ejemplo el carácter arbitrario del rendimiento definido, que puede tomar valores superiores a la unidad) se solucionan aplicando el método de análisis exergético.

En efecto, efectuando el balance de exergía en la caldera de recuperación, en el caso de que no exista postcombustión, se tiene

$$B_G(T) = B_s(T_s) + B_u + B_d$$

donde B_G y B_s son la exergía de los gases a la entrada y salida del generador, B_u es el flujo de exergía asociado al calor cedido al vapor y B_d es la destrucción de exergía como consecuencia de las irreversibilidades.

Teniendo presente que la exergía $B_s(T_s)$ es finalmente perdida, ya que los gases que salen por la chimenea van a parar a la atmósfera donde toda su exergía se degrada, definiremos el rendimiento exergético como

$$\phi_{CR} = \frac{B_u}{B_G(T)} = 1 - \frac{B_s(T_s) + B_d}{B_G(T)}$$

En el caso de que se realizara postcombustión, del balance de exergía resulta

$$B_G(T) + B_f = B_s(T_s) + B_d$$

donde B_f es la exergía del combustible utilizado, que es fundamentalmente exergía química.

De forma similar, definiremos el rendimiento exergético de acuerdo con la siguiente expresión:

$$\phi_{CR} = \frac{B_u}{B_G(T) + B_f} = 1 - \frac{B_d + B_s(T_s)}{B_G(T) + B_f}$$

Evidentemente, el valor de este rendimiento es siempre inferior a la unidad, puesto que debido a las irreversibilidades siempre hay exergía destruida. Por otra parte y dado que las reacciones de combustión son prácticamente completas, la exergía de los humos B_s será tanto menor cuanto más baja sea su temperatura T_s .

7. ANÁLISIS TERMODINÁMICO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

7.1. Plantas de cogeneración con turbina de vapor

Desde una óptica estrictamente termodinámica, el objetivo primordial en una central de potencia es lograr el máximo rendimiento global. No obstante, en una planta de cogeneración existen otros parámetros de eficiencia que son más relevantes, tales como el Factor de Utilización de Energía o el Índice de Ahorro de Combustible, que han sido definidos anteriormente en el apartado 4.

Igualmente, por lo que respecta a la teoría del análisis exergético, en el estudio de las plantas de cogeneración dicha teoría tiene que ser utilizada de una forma característica, tal y como se ha comentado en la sección 4.5 al definir el rendimiento exergético.

Por otra parte, además de la Termodinámica, la Economía desempeña un papel fundamental en los análisis acerca de la eficiencia de las planta de cogeneración. En efecto, puesto que la energía eléctrica (energía de calidad superior) es más difícil de generar, lo lógico es que tenga un valor superior al calor útil energía de calidad inferior. Por consiguiente, en una planta de cogeneración, habrá también un énfasis especial en la producción de trabajo, pero sin olvidar que existe una segunda forma de energía útil que tiene también un valor.

No obstante, tal y como decíamos en la Introducción, a lo largo de este apartado vamos a referirnos únicamente a los aspectos termodinámicos. En esta línea y a modo de ejemplo vamos a realizar un análisis termodinámico de una planta de cogeneración de turbina de vapor, estudiando la variación de dos de los índices anteriormente definidos, el Rendimiento Térmico y el Factor de Utilización de Energía, con la fracción de vapor extraído.

Consideremos pues una planta de cogeneración de turbina de vapor de extracción, siendo m la fracción de vapor extraído por cada unidad de vapor producido, véase el ciclo (supuesto perfecto) en el diagrama Ts de la figura 2.10.

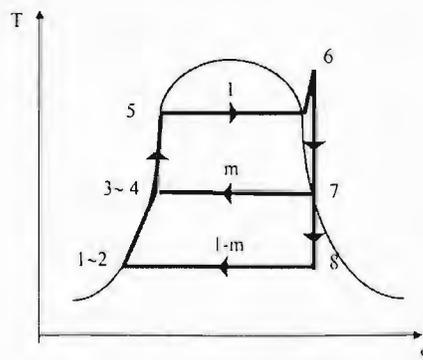


Figura 2.10: Diagrama T-S

El ciclo de la central de potencia de referencia está basado en una turbina de condensación, esto es, para $m = 0$. A efectos prácticos, se introduce un factor al que denominaremos Z [Horlock, J.H., 1987] y que representa la relación entre el trabajo perdido (con respecto a la planta de referencia) y el calor útil producido en la planta de cogeneración, esto es

$$Z = (W_c - W) / Q_u$$

Por consiguiente, en esta planta de cogeneración el Rendimiento Térmico y el Factor de Utilización de Energía serán

$$\eta_t = W / Q = (W_c - ZQ_u) / Q$$

$$FUE = [W_c + (1 - Z)Q_u] / Q$$

Estas expresiones nos ponen de manifiesto cómo, a partir de la planta convencional de referencia, el FUE puede ir aumentando a expensas del rendimiento térmico.

Refiriéndonos concretamente al ciclo de la figura 2.10, se tiene

$$Z = \frac{m(h_7 - h_8)}{m(h_7 - h_3)} = \frac{h_7 - h_8}{x_7 r}$$

donde $(h_7 - h_8)$ es la caída de entalpía en la turbina, en el cuerpo de condensación, x_7 es el título del vapor en 7 y r es la entalpía de vaporización a la presión de extracción $p_7 = p_3$. Como puede comprobarse, Z es independiente del caudal m de vapor extraído.

Por otra parte, despreciando el trabajo de la bomba de alimentación a la caldera, se tiene

$$Q_u = m \cdot x_7 \cdot r$$

$$Q = (h_6 - h_4) + (1 - m)(h_3 - h_2)$$

y por consiguiente

$$\eta_t = \frac{(h_6 - h_8) - m(h_7 - h_8)}{(h_6 - h_3) + (1 - m)(h_3 - h_1)}$$

$$FUE = \frac{(h_6 - h_8) + [1 - (h_7 - h_8 / x_7 r)] m x_7 r}{(h_6 - h_3) + (1 - m)(h_3 - h_1)}$$

En la figura 2.11 se representan los valores de η_t y FUE en función de m , para un ciclo de Rankine en el que $p_6 = 2MP_a$, siendo la temperatura de entrada a la turbina de $360^\circ C$ y la presión de condensación de $7 kP_a$, suponiendo para el vapor de extracción una temperatura de $T_7 = T_3 = T_u = 373 K$.

Como puede apreciarse, para $m = 0$, $\eta_t = FUE = 0,328$ que es el rendimiento térmico del ciclo de comparación de Rankine. En el extremo opuesto, para $m = 1$, la planta se convierte en una turbina de contrapresión con una temperatura de condensación de $100^\circ C$ y con un Factor de Utilización de la Energía igual a la unidad.

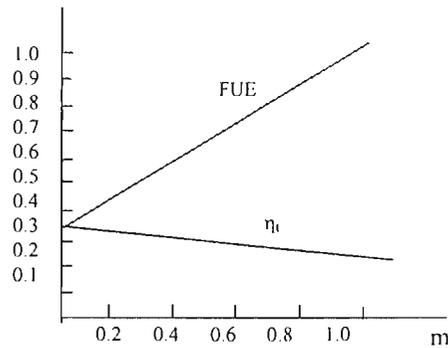


Figura 2.11: Relación de η_t y FUE en función de m

Estos resultados pueden ser interpretados quizá de una forma más profunda a la luz del análisis exergético. En efecto, para un caudal de extracción m , a partir de un balance de exergía en el ciclo reversible de la figura 2.10, se tiene:

$$b_6 - b_2 = WT + \int [1 - (T_a / T_u)] dq_u$$

Esta ecuación nos pone de manifiesto que, de la exergía disponible ($b_6 - b_2$), una parte va a parar al calor útil de extracción y es por lo tanto trabajo que no se produce en la turbina. Esta parte es

$$\int [1 - (T_a / T_u)] dq_u = m(T_u - T_a)(s_6 - s_3)$$

Así, para $m = 1$, el trabajo que se obtiene es

$$W_T = b_6 - b_3 - (T_u - T_a)(s_6 - s_3) = h_6 - h_7$$

habiéndose por consiguiente sacrificado el trabajo ($h_7 - h_8$) para producir el calor útil.

7.2. Planta de cogeneración de turbina de gas

En la actualidad, las máquinas de ciclos complejos con refrigeración intermedia en la compresión y cámara de combustión intermedias son prácticamente inexistentes en el campo industrial, ya que su más elevado rendimiento no compensa su mayor peso y costo, su menor fiabilidad, así como otros inconvenientes adicionales que presentan los ciclos complejos.

Las TG que ofertan actualmente los fabricantes para aplicaciones industriales y en concreto de cogeneración, son casi exclusivamente de ciclo abierto simple. Es posible que cuando sea capaz de competir con la TV en la generación de electricidad en base, situación que por otra parte ya se presenta en numerosos casos aunque no de una manera general, estará justificado probablemente el empleo de los ciclos con recalentamiento y enfriamiento intermedios.

Como es bien conocido, el ciclo básico está constituido por los procesos de compresión, combustión y expansión. En la figura 2.12(a) se presentan los componentes fundamentales de la TG: compresor, cámara de combustión y turbina propiamente dicha, mientras que en 2.12(b) se ha representado en un diagrama TS el ciclo de aire.

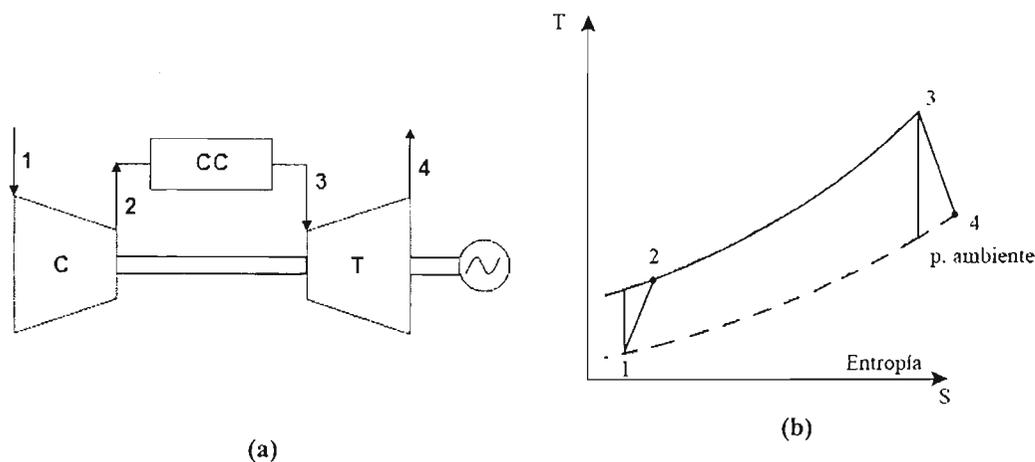


Figura 2.12: Cogeneración con turbina de Gas

El aire ambiente es aspirado y comprimido, siendo enviado a la cámara de combustión. En el compresor se produce una transferencia de energía de los álabes al fluido. El caudal de aire, la eficiencia y la relación de presiones vienen determinadas por las características físicas del compresor.

Suponiendo que aproximadamente el compresor es adiabático, el consumo de trabajo específico w_c viene dado por la expresión siguiente

$$W_c = \frac{1}{\eta_m \eta_c} C_p T_1 [\pi^{(\gamma-1/\gamma)} - 1]$$

donde η_m es el rendimiento mecánico del compresor, η_c su rendimiento interno (también llamado isentrópico), T_1 temperatura absoluta del aire a la entrada, $\gamma = C_p / C_v$ y $\pi = P_2 / P_1$, siendo P_1 , P_2 las presiones del aire a la entrada y salida del compresor.

La temperatura absoluta del aire a la salida a la salida del compresor es, por tanto

$$T_2 = T_1 \left[1 + \frac{1}{\eta_c} (\pi^{(\gamma-1/\gamma)} - 1) \right]$$

donde no interviene más rendimiento que η_c ya que es el único que guarda relación con la evolución del aire.

A continuación, este aire comprimido se introduce en la cámara de combustión (CC). Es claro que si no hubiera combustión y el aire comprimido se dirigiera directamente a la turbina, en el caso ideal de que no hubiera pérdidas, el trabajo cedido en la expansión en la turbina sería exactamente igual al requerido en la compresión.

Siendo m_a el gasto de aire comprimido, m_c el gasto de combustible inyectado en la cámara y m el gasto de aire que se pierde en el compresor por fugas, o que se extrae para utilizarlo en aparatos auxiliares, del balance de masa se tiene

$$m_a - m + m_c = m_T$$

donde m_T es el gasto de gases que entra en el expansor.

Debido a las limitaciones impuestas por la resistencia de los materiales de la turbina, la temperatura de los gases (estado 3) es muy inferior a la temperatura de llama en un horno industrial o en la cámara de un motor de combustión alternativo. Esto supone que la relación combustible/aire es muy baja, de forma que el cociente m_c/m_a , es del orden de 0,02. Por otra parte, la relación m/m_a es del mismo orden de magnitud.

Por todo ello, la ecuación anterior puede simplificarse, pudiéndose escribir con muy poco error que $m_a = m_T$. Además, el fluido que pasa al expansor está constituido por productos de la combustión muy diluidos en el aire. Por este motivo, se puede suponer que las propiedades termodinámicas del gas que circula por la turbina coinciden sensiblemente con las del aire, de ahí el interés de modelar los procesos que ocurren en la máquina mediante el ciclo de aire.

En resumen, puede considerarse con suficiente aproximación que los caudales de fluido en el compresor y la turbina son iguales, tanto cualitativamente como cuantitativamente. Es por esta razón que hemos podido representar el proceso según un ciclo en el diagrama Ts y que en definitiva, la turbina de combustión interna se trata como si fuera de combustión externa.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, el proceso ocurrido entre 2 y 3 se modela como si fuese un calentamiento de una corriente de aire mediante una fuente de calor exterior, (en rigor, para el proceso entre 2 y 3 se debería desarrollar un balance de energía con reacciones químicas).

Si se designa por q la cantidad de calor teóricamente equivalente a la cantidad de combustible consumido por unidad de masa de aire, se tiene

$$q = \frac{1}{\eta_B} C_p (T_3 - T_2)$$

donde se introduce el coeficiente η_B que es el rendimiento de la cámara de combustión, debido a las imperfecciones de la combustión y a las pérdidas de calor por radiación, siendo c_p el calor específico medio del aire entre las temperaturas T_2 y T_3 .

Los gases calientes procedentes de la cámara de combustión entran en el expansor produciendo trabajo. El trabajo obtenido es función de la relación P_3/P_4 , donde P_3 y P_4 son las presiones del fluido a la entrada y salida de la turbina, respectivamente.

La presión P_4 , al igual que P_1 , es sensiblemente igual a la presión atmosférica. Por otra parte, haremos $P_3 = \phi \cdot P_2$, siendo ϕ un factor algo inferior a la unidad, que tiene en cuenta la caída de presión en la cámara. Llamando η_T al rendimiento interno de la turbina y η'_m al rendimiento mecánico, resulta

$$W_T = \eta'_m \eta_T C_p T_3 [1 - (1 / \phi)^\gamma]$$

Al establecer esta expresión, se ha supuesto que el trabajo desarrollado por el gas sobre el rotor de la turbina viene dado por la caída de entalpía experimentada por el fluido, desde la entrada (sección 3) a la salida (sección 4). Por consiguiente, se han ignorado las energías cinéticas del gas en dichas secciones. Si dichas energías fuesen importantes, la expresión anterior sería igualmente válida, siendo ahora T_3 la temperatura total (de remanso) en 3 y P_3 , P_4 las presiones totales a la entrada y salida de la turbina.

El rendimiento térmico de la TG es

$$\eta_t = \frac{W_T - |W_C|}{q}$$

y por consiguiente, de acuerdo con las expresiones anteriores, resulta finalmente

$$\eta_t = \eta_B \frac{\eta'_m \eta_T T_3 [1 - (1/\pi)^\gamma] - [T_1/(\eta_m \eta_c)](\pi^{\gamma-1/\gamma} - 1)}{T_3 - T_1 - (T_1/h_c)(\pi^{\gamma-1/\gamma} - 1)}$$

En el caso ideal en que $\eta'_m = \eta_m = \eta_T = \varphi = 1$, se comprueba fácilmente que el rendimiento térmico del ciclo tiene la expresión siguiente:

$$\eta_t = 1 - (1/\pi)^{\gamma-1/\gamma}$$

es decir, depende solamente de la relación de compresión y de la naturaleza del gas.

Además del rendimiento térmico, otro parámetro importante es el trabajo neto por unidad de masa. Pues, bien, el trabajo neto específico depende no solamente de la relación de presiones, sino también de la temperatura máxima del ciclo. En efecto, siendo

$$W = C_p (T_3 - T_4) - C_p (T_2 - T_1)$$

se obtiene inmediatamente que:

$$\frac{W}{C_p T_1} = \frac{T_3}{T_1} \left(1 - \frac{1}{\pi^{\gamma-1/\gamma}} \right) - (\pi^{\gamma-1/\gamma} - 1)$$

Observando el diagrama **Ts** de la figura 2.14 se puede fácilmente concluir que, fijado el valor de T_3 , el trabajo presenta un valor máximo para una cierta relación de compresión.

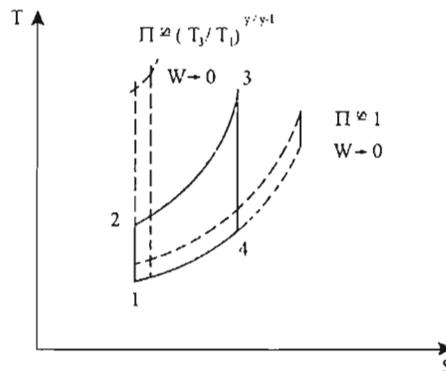


Figura 2.14: Diagrama T-S.

En efecto, $W \Rightarrow 0$ para $\pi \Rightarrow 1$ y existe otra situación límite, en la que el proceso de expansión y compresión coinciden, esto es, cuando $\pi \Rightarrow (T_3 / T_1)^{\gamma/(\gamma-1)}$ en que también $W \Rightarrow 0$. Entre ambos límites, existe un valor de π para el cual ese trabajo es máximo. Derivando la expresión anterior respecto a π e igualando a cero se obtiene:

$$(\pi_{opt})^{\gamma-1/\gamma} = \sqrt{T_3 / T_1}$$

Puesto que $\pi^{\gamma-1/\gamma} = T_2 / T_1 = T_3 / T_4$ se concluye que para esa relación de compresión $T_2 = T_4$. Así pues, el trabajo neto específico es máximo cuando la relación de compresión es tal que la temperatura a la salida de la turbina y del compresor son iguales.

Volviendo nuevamente a la expresión más general del rendimiento η_t , y efectuando cálculos numéricos con esta ecuación puede comprobarse que, a igualdad de otras circunstancias, el rendimiento térmico es tanto mayor cuanto más alta sea la temperatura T_3 . Efectivamente, ello implica una mayor temperatura termodinámica media en la absorción de calor. Teóricamente, se podrían obtener rendimientos mayores que los actuales empleando temperaturas T_3 más elevadas, si no existiesen limitaciones de índole metalúrgica.

Para valores fijos de T_1 y T_3 , al estudiarse la variación de η_t con π se encuentra que, para cada conjunto de valores de T_1 , T_3 y de los rendimientos internos individuales de compresor y expensor, existe un valor óptimo de π que hace máximo el rendimiento térmico. Para determinar ese máximo, se hace

$$\frac{d\eta_t}{d\pi} = 0$$

resultando que la relación que ha de satisfacer el valor óptimo de π es

$$A Z^2 - B Z + C = 0$$

donde se ha efectuado el cambio de variables

$$Z = \pi^{\gamma-1/\gamma}$$

y donde los coeficiente A, B, C vienen expresados por las fórmulas siguientes

$$A = \left(\frac{\eta'_m \eta_T}{\eta_c} \frac{1}{\eta_m \eta_c} \right) \frac{T_3}{T_1} + \frac{1}{\eta_m \eta_c}$$

$$B = 2 \frac{\eta'_m \eta_T}{\eta_c} \left(\frac{1}{\varphi} \right)^{\gamma-1/\gamma} \left(\frac{T_3}{T_1} \right)$$

$$C = \eta'_m \eta_T \left(\frac{1}{\varphi} \right)^{\gamma-1/\gamma} \left(\frac{T_3}{T_1} \right) \left(\frac{T_3}{T_1} + \frac{1}{\eta_c} - 1 \right)$$

Designando por Z_m el valor que satisface a la relación ($A Z^2 - B Z + C = 0$), la reacción de presiones óptima es:

$$\pi_m = (Z_m)^{\gamma-1}$$

Si en la ecuación del rendimiento η_T se sustituye π por π_m se obtiene el valor máximo $\eta_{t,max}$ del rendimiento térmico, correspondiente al conjunto de valores de T_3 , T_1 y los rendimientos internos individuales del compresor y expensor que se han considerado.

Como resultado de este estudio, en la figura 2.15 se representa la variación de η_t en función de π , siendo $T_1 = 288\text{K}$, $\eta_c = 0,87$, $\eta_T = 0,85$ y para distintos valores de T_3 . En dicha figura se representa también la variación del trabajo específico, $W_T - |W_c|$, en función de la relación de presiones π y para distintas temperaturas T_3 .

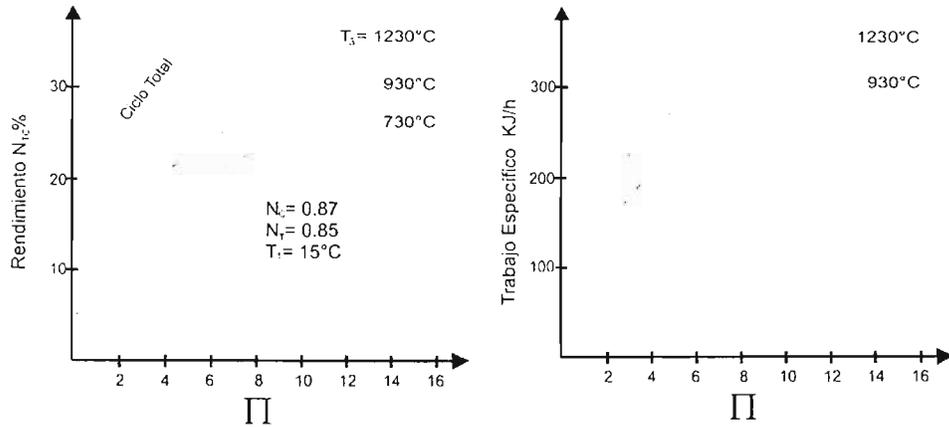


Figura 2.15: Variación de η_t en función de π

Es importante tener presente que los progresos realizados en la investigación sobre la aerodinámica de las turbomáquinas han conducido a notables perfeccionamientos que suponen importantes aumentos e los rendimientos η_c , η_T . Conviene, por tanto, poner de manifiesto el efecto de las mejoras de dichos rendimientos en el rendimiento térmico de la TG.

En la figura 2.16 se representa la variación del rendimiento térmico con el rendimiento interno del compresor y la turbina, habiéndose considerado $\eta_c = \eta_T$ y siendo $T_1 = 298\text{K}$ y $T_3 = 1023\text{K}$.

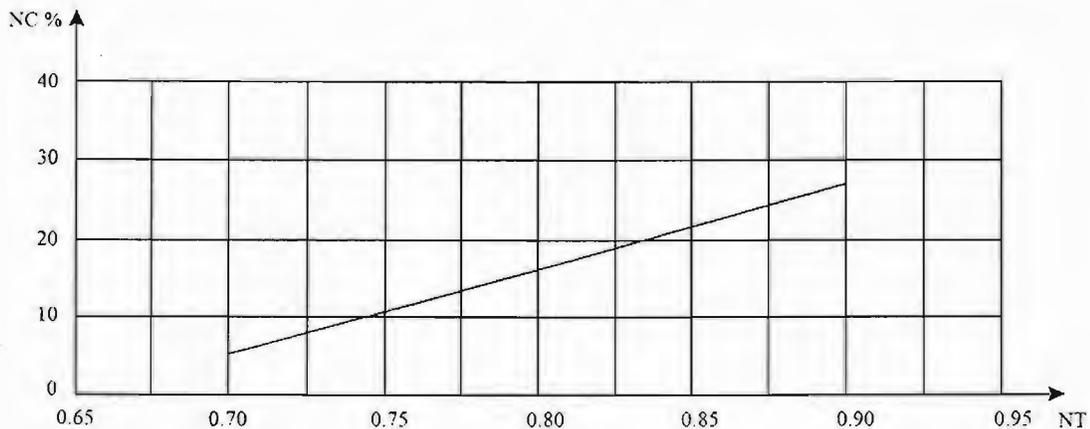


Figura 2.16: Rendimiento térmico y rendimiento interno del compresor y la turbina

Como puede apreciarse, cuando $\eta_c = \eta_T$ aumenta de 0,80 a 0,85, el rendimiento se multiplica por 1,46, lo cual supone un incremento relativo considerable. De aquí se concluye que los esfuerzos realizados en I + D para mejorar las turbomáquinas desde el punto de vista aerotermodinámico, son recompensados muy apreciablemente.

En la tabla 2.2. se recogen los valores de los rendimientos térmicos máximos para distintos rendimientos individuales de las turbomáquinas, así como el trabajo específico neto.

Se puede apreciar que, para rendimientos internos elevados, una reducción moderada de la relación de compresión (lo que no disminuye mucho el rendimiento térmico de la máquina), conduce a un turbocompresor de rotor más corto y además mejora el trabajo neto. A igualdad de otras circunstancias, esto último supone mejorar la relación potencia útil/sección transversal de las turbomáquinas.

Tabla 2.2: Rendimientos térmicos máximos, para $T_3 = 1023\text{K}$, $T_1 = 298\text{K}$ y distintos rendimientos individuales de las turbomáquinas ($\gamma = 1,4$)

$\eta_C = \eta_T$	π_m	$\eta_{\max} \%$	$W / c_p T_1$
0,70	2,543	4,68	0.0953
0,75	3,486	8,61	0,1636
0,80,	4,237	13,68	0,2405
0,85	6,813	19,97	0,3257
0,90	9,940	27,69	0,3963

Para unos rendimientos dados de expansor y compresor, el aumento de la temperatura de entrada al expansor lleva emparejado, para aprovechar su efecto, el incremento de la relación de compresión, tanto para mejorar el rendimiento como el trabajo específico.

En los últimos años se observa un aumento progresivo de estas dos magnitudes en las turbinas de gas que ofertan los diferentes fabricantes. La relación de compresión que se elige está comprendida entre la de máximo trabajo específico y la de máximo rendimiento, como decíamos anteriormente.

8. DETERMINACIÓN DEL AHORRO DE ENERGÍA EN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

A la hora de elegir la planta de cogeneración más adecuada para una aplicación dada, es necesario tener muy presente cuales son las condiciones de contorno existentes. Así, un aspecto fundamental a considerar es si la planta va a ser totalmente independiente de la red o por el contrario, va a estar conectada a ella. Si la planta está conectada a la red, el exceso de producción eléctrica puede ser revertido. Si por el contrario, la demanda eléctrica es superior a la autoproducida, el defecto puede ser comprado de la red.

Por lo que respecta a la demanda térmica, si ésta es superior al calor útil producido por la planta de cogeneración, la diferencia puede ser satisfecha por alguna caldera auxiliar; cuando por el contrario, la producción de calor fuera superior a la demanda térmica, el exceso podría ser vendido a algún posible consumidor próximo, o en el peor de los casos, habría que disiparlo a la atmósfera.

Indudablemente, la planta de cogeneración más adecuada desde el punto de vista económico dependerá, no solamente de aspectos termodinámicos, sino de otros factores, tales como el precio de la electricidad vendida y comprada, el precio del combustible, el precio de venta del calor útil, etc.

En lo que sigue de este capítulo vamos a limitarnos a efectuar una serie de consideraciones de tipo termodinámico encaminadas a la elección del tipo de planta de cogeneración más adecuado para unas demandas eléctricas y térmicas dadas.

8.1. El caso de referencia: situación convencional

En la figura 2.17 se representa esquemáticamente la situación convencional de referencia: una central eléctrica satisface la demanda eléctrica y una caldera convencional satisface la demanda térmica. Para simplificar el estudio, se considera que la demanda eléctrica es la unidad, siendo el rendimiento eléctrico de la central η_c .

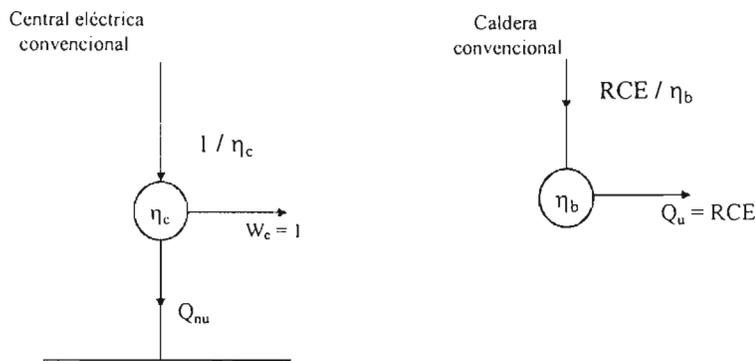


Figura 2.17: Dos esquemas convencionales

Por otra parte, la relación calor/electricidad demandados es RCE, de forma que la demanda térmica es RCE. El rendimiento de la caldera convencional es η_b , de manera que el consumo de combustible en la caldera es (RCE/η_b) , existiendo por tanto unas pérdidas de calor de valor:

$$\text{Pérdidas} = RCE (1/\eta_b - 1)$$

El consumo total de combustible en la caldera y la central, situación de referencia, es por tanto

$$F_{ref} = \frac{1}{\eta_c} + \frac{RCE}{\eta_b} = \frac{\eta_b + RCE \cdot \eta_c}{\eta_c \cdot \eta_b}$$

El rendimiento global en la producción de energía eléctrica, considerando el conjunto de las plantas, central y caldera, es:

$$\eta_{ref} = \frac{1}{F_{ref}} = \frac{\eta_c \cdot \eta_b}{\eta_b + RCE \cdot \eta_c}$$

que es un índice que no presenta demasiado interés. Mucho más útil es el Factor de Utilización de la Energía, FUE_{ref} , que de acuerdo con su denominación, será:

$$(FUE)_{ref} = \frac{1 + RCE}{F_{ref}} = \frac{(1 + RCE) \eta_c \eta_b}{\eta_b + \eta_c \cdot RCE}$$

Este caso de referencia va a ser utilizado como punto de comparación en los análisis que se van a realizar a continuación, en particular para evaluar el **ahorro de energía** que puede lograrse con la implantación de una instalación de cogeneración.

8.2. Planta de cogeneración perfectamente ajustada a las demandas térmica y eléctrica

Consideremos en primer lugar una situación sumamente sencilla de analizar, en la que la instalación de cogeneración que reemplaza a las plantas convencionales del caso de referencia anteriormente considerado tiene una producción térmica y eléctrica que coincide exactamente con las demandas, esto es, $Q_u = RCE = RCE_D$ y $W_e = 1$ respectivamente, como se puede ver en la figura 2.18.

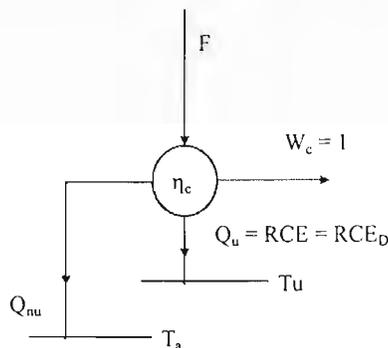


Figura 2.18: Planta de cogeneración perfectamente ajustada a las demandas térmicas y eléctricas

El consumo de combustible en esta planta de cogeneración es

$$F = W_e / \eta_e = 1 / \eta_e$$

siendo η_e , el rendimiento eléctrico de la planta. Puesto que además del calor útil Q_u , existe un calor residual Q_{nu} que se cede a una temperatura inferior a T_u , a partir de un balance de energía en la planta de cogeneración, se tiene

$$\eta_e = \frac{1}{F} = \frac{1}{1 + RCE_D + Q_{nu}}$$

siendo RCE_D la relación calor electricidad demandados y verificándose por tanto $RCE_D = RCE$. Por otra parte, el Factor de Utilización de Energía es:

$$FUE = \frac{1 + RCE}{F} = \frac{1 + RCE}{1 + RCE + Q_{nu}}$$

que, como podemos apreciar, será menor que la unidad.

En cuanto al ahorro de combustible, comparado con el caso de referencia, será

$$F_{ref} - F = \frac{RCE_D}{\eta_b} - \left(\frac{1}{\eta_e} - \frac{1}{\eta_c} \right)$$

Así pues, hay un ahorro de combustible, tanto mayor cuanto más importante sea la demanda térmica. Ahora bien, la expresión obtenida nos pone también de manifiesto que, los ahorros producidos por la eliminación de la caldera convencional se reduce como consecuencia de un menor rendimiento eléctrico de la planta de cogeneración respecto a la central de generación, ya que efectivamente $\eta_e < \eta_c$.

Por último, el Índice de Ahorro de Energía es

$$IAE = \frac{F_{ref} - F}{F_{ref}} = 1 - \frac{\eta_c \eta_b}{\eta_e (\eta_b + RCE_D \eta_c)}$$

8.3. Planta de cogeneración no ajustada a las demandas térmica y eléctrica

Nos referimos ahora a la situación más general en la que la producción de la planta de cogeneración no se ajusta exactamente a la demanda térmica y eléctrica, de manera que $RCE \neq RCE_D$. Para cada tipo de planta de cogeneración que consideremos (cada tecnología) supondremos asociado un valor característico de RCE, aunque indudablemente dentro de cada tecnología este parámetro puede variar, según el valor que se elija para los parámetros de diseño y de acuerdo con el modo de funcionamiento de la planta.

Así pues, estudiamos a continuación el rendimiento y sobre todo el ahorro de energía que se logra cuando esas demandas son satisfechas por la planta de cogeneración, funcionando ahora asociada a la red eléctrica y con un sistema de caldera auxiliar. Concretamente consideraremos tres tipos de tecnología diferentes: turbina de vapor de contrapresión, turbina de extracción y turbina de gas con caldera de recuperación.

8.3.1. Turbina de vapor de contrapresión

Existen dos situaciones diferentes, que estudiaremos separadamente. Supongamos en primer lugar que la planta de cogeneración consistente en una turbina de contrapresión suministra exactamente la demanda térmica, pero no la demanda eléctrica, por lo que tiene que funcionar conectada a la red, siendo por lo tanto necesaria la aportación de una central convencional que producirá la diferencia, ver esquema de la figura 2.19. Podría igualmente considerarse la situación contraria, en la que la red absorbe el excedente de electricidad producida.

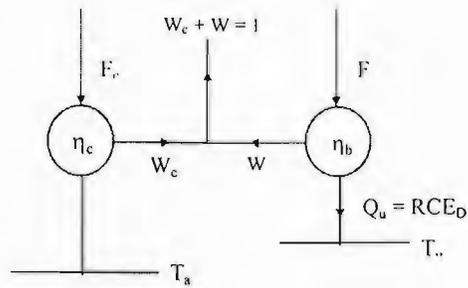


Figura 2.19: Turbina de vapor de contrapresión satisface solo la demanda térmica

a) Siguiendo a la demanda térmica:

Suponemos que el trabajo total producido por la planta de cogeneración y la central convencional es la unidad, esto es, $W_c + W = 1$. La planta convencional de rendimiento eléctrico η_c produce la energía eléctrica W_c y disipa calor al ambiente, consumiendo el combustible F_c . Por su parte, la planta de cogeneración, de rendimiento eléctrico η_e produce W y suministra el calor útil Q_u a la temperatura T_u , no existiendo en este caso calor no útil. Evidentemente se tiene

$$\eta_c F_c = W_c$$

$$\eta_e F = W$$

Además puesto que

$$RCE_D = Q_u / (W + W_c) = Q_u$$

se tiene igualmente

$$RCE_D = (1 - \eta_e)F$$

Por otra parte, para el conjunto de las dos plantas, resulta

$$W_s = W_c + W = 1 = \eta_c F_c + \eta_e F = \eta_c F_c + [\eta_e RCE_D / (1 - \eta_e)]$$

de forma que

$$F_c = \frac{1}{\eta_c} \left(1 - \frac{\eta_e RCE_D}{1 - \eta_e}\right) = \frac{1}{\eta_c} \left(1 - \frac{RCE_D}{RCE}\right)$$

y el consumo total de combustible:

$$F_s = F_c + F = \frac{1}{\eta_c} \left(1 - \frac{\eta_e RCE_D}{1 - \eta_e}\right) + \frac{RCE_D}{1 - \eta_e}$$

El rendimiento eléctrico global del conjunto de las dos plantas es

$$\eta_s = \frac{W_c + W}{F_c + F} = \frac{(1 - \eta_e) \eta_c}{(1 - \eta_e) + RCE_D (\eta_c - \eta_e)}$$

Por su parte, el Factor de Utilización de la Energía resulta

$$FUE_s = \frac{1 + RCE_D}{F_s} = \frac{(1 + RCE_D)(1 - \eta_e) \eta_c}{(1 - \eta_e) + RCE_D (\eta_c - \eta_e)}$$

y el Índice de Ahorro de Energía es

$$IAE_s = \frac{F_{ref} - F_s}{F_{ref}} = 1 - \eta_b \frac{(1 - \eta_e) + RCE_D (\eta_c - \eta_e)}{(1 - \eta_e) (\eta_b + \eta_c RCE_D)}$$

Como hemos dicho anteriormente, estas expresiones se refieren al caso en que el vapor de contrapresión a la salida de la turbina satisface exactamente la demanda térmica. Vamos a hacer una serie de comentarios de interés en aquellas situaciones que se presentan cuando, manteniéndose la demanda térmica, varía la demanda eléctrica y por consiguiente RCE_D :

i) Conforme RCE_D aumenta, la demanda eléctrica disminuye y la red es utilizada menos, es decir

$$RCE_D \rightarrow RCE \quad F_c \rightarrow 0 \quad h_s \rightarrow h_e \quad FUE_s \rightarrow 1$$

de manera que cuando $RCE_D = RCE$, la turbina de contrapresión está perfectamente ajustada a las demandas térmica y eléctrica.

ii) Para valores $RCE_D > RCE$, la expresión obtenida para F_c indica que el consumo de energía en la central convencional se hace negativo. En definitiva, lo que esto quiere decir es que la demanda eléctrica se ha reducido de tal manera que la turbina de contrapresión produce más electricidad que la demandada, exportando el exceso a la red.

La electricidad exportada a la red es evidente

$$|W_c| = (RCE_D / RCE) - 1$$

existiendo un ahorro de combustible en algún lugar de la red, siendo su valor

$$F_c = (1 / \eta_c) [(RCE_D / RCE) - 1]$$

Es interesante obtener valor numéricos de los índices más interesantes, FUE e IAE. Utilizando los coeficientes adoptados por Timmermans como valores característicos para una instalación de turbina de contrapresión, esto es, $\eta_e = 0,25$ ($RCE=3$), para la red $\eta_c = 0,4$ y para la planta de calderas convencionales $\eta_b = 0,9$, resulta:

$$FUE_s = \frac{0,4 (1 + RCE_D)}{1 + 0,2 RCE_D} \quad IAE_s = \frac{0,22 RCE_D}{0,9 + 0,4 RCE_D}$$

Estas expresiones se representan gráficamente en la figura 2.20. Como puede apreciarse, FUE_s aumenta desde 0,4 para $RCE_D = 0$ hasta 1,0 para el valor crítico de $RCE = 3,0$, que es cuando la turbina de contrapresión satisface exactamente ambas demandas. Por su parte, IAE aumenta también con RCE , tomando el valor 0,31 para $RCE = 3,0$.

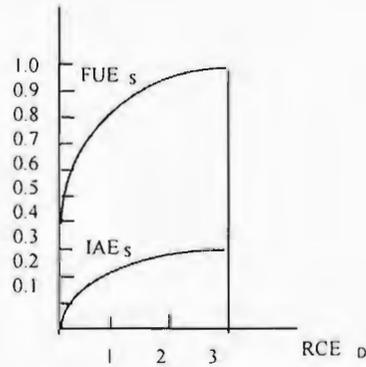


Figura 2.20: Relación entre los índices FUE, IAE y RCE

b) Siguiendo a la demanda eléctrica

Consideremos ahora el caso de una turbina de contrapresión con una producción eléctrica que se ajusta exactamente a la demanda, pero que sólo satisface parcialmente la demanda térmica. La figura 2.21 representa esquemáticamente esta situación, en la que la demanda térmica es cubierta parcialmente por la turbina de contrapresión y el resto por la caldera auxiliar de rendimiento η_b , con un consumo de combustible F_b .

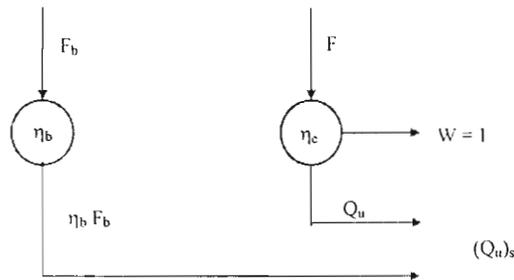


Figura 2.21: Turbina de vapor de contrapresión ajustada a la demanda eléctrica

Al ser $RCE_D > RCE$, se necesita la aportación, como hemos dicho, de una caldera auxiliar. Evidentemente, se tiene que

$$W = 1 = \eta_e F$$

$$Q_u = (1 - \eta_e) / \eta_e$$

y la producción térmica total

$$(Q_u)_s = RCE_D = Q_u + \eta_b F_b$$

por lo que

$$RCE_D = \frac{1 - \eta_e}{\eta_e} + \eta_b F_b$$

es decir

$$F_b = 1 / \eta_b (RCE_D - RCE)$$

Evidentemente, F_b es positivo cuando $RCE_D > RCE$; en el caso en que $RCE_D = RCE$ no sería necesario el funcionamiento de la caldera auxiliar y la planta de cogeneración estaría perfectamente ajustada a las demandas térmica y eléctrica. Por otra parte, si $RCE_D < RCE$, ello querría decir que la producción térmica de la planta de cogeneración sería superior a la demanda, por lo que habría que disipar al ambiente parte del calor producido a la temperatura T_u , o vender el excedente si ello fuera posible.

El rendimiento eléctrico global es

$$\eta_s = \frac{1}{F_s} = \frac{\eta_b \eta_e}{\eta_b + RCE_D \eta_e + \eta_e - 1}$$

el Factor de Utilización de la Energía resulta

$$FUE_s = \frac{(RCE_D + 1) \eta_e \eta_b}{\eta_b + \eta_e (RCE - RCE_D)}$$

y el Índice de Ahorro de Energía

$$IAE_s = 1 - \frac{\eta_e [\eta_b - (RCE - RCE_D)]}{(\eta_b + \eta_e RCE_D)}$$

8.3.2. Turbina de vapor de condensación con extracción

Nos referiremos ahora a una instalación de cogeneración basada en una turbina de condensación con extracción de vapor a la presión requerida para satisfacer la demanda térmica. En la figura 2.22 se representa el modo esquemático cómo se puede interpretar el funcionamiento de esta instalación de cogeneración.

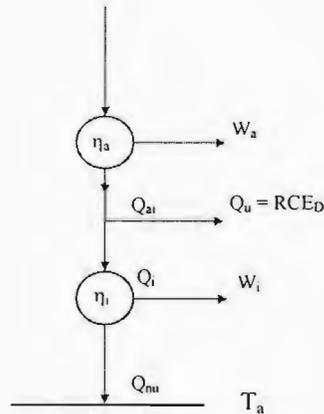


Figura 2.22: Turbina de vapor de condensación con extracción para satisfacer la demanda térmica

En efecto, se puede considerar que esta instalación consta de dos partes: la de alta presión, en la que se produce el trabajo W_a y se cede el calor Q_{ai} , del cual una parte, Q_u , es el calor extraído; el resto va a parar a la parte de baja, donde se produce el trabajo W_i con el rendimiento eléctrico η_i , cediéndose al ambiente el calor Q_{nu} , que corresponde al calor cedido por el vapor que se condensa.

En el análisis que vamos a efectuar, suponemos que las producciones de la planta se ajustan perfectamente a la demanda térmica y eléctrica. De hecho, una planta de TV de condensación con extracción puede trabajar a diferentes valores de RCE_D . Evidentemente, se tiene que

$$\eta_a F_s = W_a$$

$$(1 - \eta_a)F_s = Q_{ai}$$

$$\eta_i Q_i = W_i$$

$$Q_{ai} = Q_i + Q_u = Q_i + RCE_D = Q_i + RCE$$

siendo

$$RCE_D = Q_u / (W_a + W_i) = Q_u$$

El trabajo total producido es por otra parte

$$W = 1 = \eta_a F_s + \eta_i Q_i = \eta_a F_s + \eta_i [F_s (1 - \eta_a) - RCE_D]$$

de forma que

$$F_s = \frac{1 + \eta_i RCE_D}{\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i}$$

El rendimiento eléctrico de la planta de cogeneración es

$$F_s = \frac{1 + \eta_i RCE_D}{\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i}$$

y el Factor de Utilización de Energía

$$(FUE)_s = \frac{(1 + RCE_D)(\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i)}{1 + \eta_i RCE_D}$$

siendo el Índice de Ahorro de Energía

$$(IAE)_s = 1 - \frac{(1 + \eta_i RCE_D)(\eta_c \eta_b)}{(\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i)(\eta_b + \eta_c RCE_D)}$$

Variando el caudal de vapor extraído, se modifica RCE_D dentro de un cierto rango. En todo caso, suponemos que la planta es capaz de satisfacer la demanda eléctrica y térmica, variando el caudal de vapor extraído para seguir las demandas. De manera particular, analizamos las siguientes situaciones de interés:

i) Si $RCE_D = 0$, entonces

$$\eta_s = (FUE)_s = \eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i$$

que corresponde a la expresión que resulta para el rendimiento térmico total de una planta de ciclo combinado, en la cual el calor cedido en el ciclo a alta temperatura es suministrado al ciclo realizado a baja temperatura.

ii) Puesto que el calor Q_i es

$$Q_i = Q_{ai} - RCE_D = \frac{1 - \eta_a (1 + RCE_D)}{\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i}$$

cuando

$$\eta_a = 1 / (1 + RCE_D) \text{ es decir } RCE_D = (1 - \eta_a / \eta_a)$$

entonces, $Q_i = 0$. Efectivamente no existe el ciclo inferior, puesto que el superior satisface exactamente la demanda térmica y eléctrica. En ese caso, el FUE es lógicamente la unidad.

iii) En el caso de que $RCE_D > (1 - \eta_a) / \eta_a$ satisfaciéndose en todo momento la demanda eléctrica, en ese caso tanto Q_i como W_i se hacen negativos. El ciclo inferior funcionaría entonces como una bomba de calor, satisfaciéndose la demanda térmica por la suma de Q_{ai} y el calor bombeado desde la temperatura ambiental T_a hasta la temperatura útil.

iv) si el rendimiento térmico del ciclo combinado $(\eta_a + \eta_i - \eta_a \eta_i)$ es el mismo que el de la planta convencional η_c , en ese caso

$$\eta_i = (\eta_c - \eta_a) / (1 - \eta_a)$$

y por consiguiente, resulta

$$(FUE)_s = \frac{(1 - \eta_a)(1 + RCE_D)\eta_c}{(1 - \eta_a) + RCE_D(\eta_c - \eta_a)}$$

$$(IAE)_s = 1 - \frac{[(1 - \eta_a) + (\eta_c - \eta_a)RCE_D]\eta_b}{(\eta_b + \eta_c RCE_D)(1 - \eta_a)}$$

En definitiva, la planta de la figura 2.22, se puede considerar como el conjunto de una planta convencional de ciclo combinado más una planta de turbina de contrapresión.

Las expresiones anteriormente obtenidas pueden modificarse, para el caso más general en el que se tiene en cuenta las pérdidas de calor que resultan en el suministro del calor útil [Horlock, J.H., 1987].

Tomando para η_a el valor 0,33, siendo $\eta_i = 0,1$ y considerando como anteriormente que $\eta_c = 0,4$ y el rendimiento de la caldera convencional $\eta_b = 0,9$, se obtienen las expresiones siguientes que se representan en la figura 2.23:

$$(FUE)_s = \frac{0,4(1 + RCE_D)}{1 + 0,1 RCE_D}$$

$$(IAE)_s = \frac{0,31 RCE_D}{0,9 + 0,4 RCE_D}$$

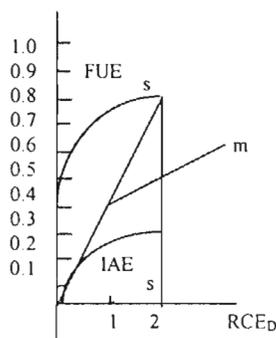


Figura 2.23: Relación entre los índices FUE, IAE y RCE

Como puede apreciarse, $(FUE)_s$ varía desde 0,4 hasta el valor máximo 1,0 para $RCE = 2,0$. Por su parte, $(IAE)_s$ aumenta igualmente con RCE_D , alcanzando el valor máximo 0,365 para $RCE = 2,0$.

8.3.3. Turbina de gas con caldera de recuperación

Como hemos visto anteriormente, en una turbina de vapor a contrapresión toda la energía térmica del vapor a la salida de la turbina se puede considerar como calor útil. Sin embargo, en una turbina de gas, sólo una fracción de la energía térmica de los gases de escape es calor útil. En efecto, a la salida de la caldera de recuperación, la temperatura de esos gases tiene que ser superior a la temperatura ambiental, precisamente para evitar problemas de condensación en la chimenea [Sala, J.M., Rodríguez, 1983].

a) Satisfaciendo la demanda térmica

Consideremos una planta de cogeneración de turbina de gas que está perfectamente ajustada a la demanda térmica $(Q_u)_D = Q_u$ pero no a la demanda eléctrica, de manera que $W < W_D$, requiriéndose por consiguiente electricidad de la red. La figura 2.24 representa esquemáticamente una situación tal como la descrita.

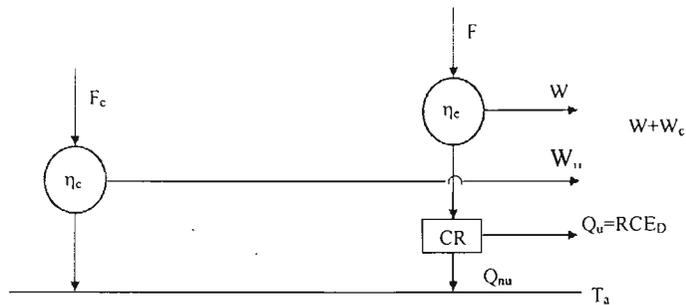


Figura 2.24: Turbina de gas perfectamente ajustada a la demanda térmica

Siguiendo el mismo procedimiento que se ha mostrado en los ejemplos anteriores, se llega a obtener las expresiones siguientes para los coeficientes que reflejan el grado de eficiencia del conjunto de la planta de cogeneración y el sistema convencional de apoyo.

$$\eta_s = \frac{W_c + W}{F_s} = \frac{(1 - \eta_e) \eta_c}{(1 - \eta_e) + (1 + [Q_{nu} / RCE_D]) (\eta_c - \eta_e) RCE_D}$$

$$(FUE)_s = \frac{1 + RCE_D}{F_s} = \frac{(1 + RCE_D) (1 - \eta_e) \eta_c}{(1 - \eta_e) + (1 + [Q_{nu} / RCE_D]) (\eta_c - \eta_e) RCE_D}$$

$$(IAE)_s = 1 - \eta_b \frac{(1 - \eta_e) + (1 + [Q_{nu} / RCE_D]) (\eta_c - \eta_e) RCE_D}{(1 - \eta_e) (\eta_b + \eta_c RCE_D)}$$

Considerando para la turbina de gas un rendimiento $\eta_e = 0,25$, siendo $\eta_c = 0,4$ y $\eta_b = 0,9$ y suponiendo que $Q_{nu} / Q_u = 1/3$, resultan las siguientes expresiones:

$$(FUE)_s = 0,3 + 0,3 RCE_D / 0,75 + 0,2 RCE_D$$

$$(IAE)_s = 0,12 RCE_D / 0,675 + 0,3 RCE_D$$

que se han representado en la figura 2.25

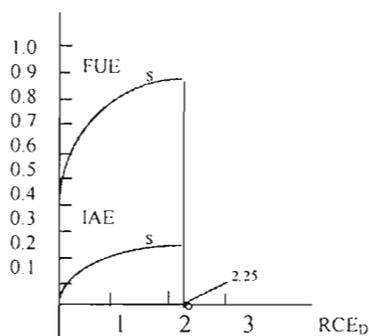


Figura 2.25: Relación entre los índices FUE, IAE y RCE

b) Siguiendo a la demanda eléctrica

Consideremos ahora la situación en que la instalación de cogeneración suministra exactamente la demanda eléctrica, pero no la térmica, por lo cual se necesita quemar un combustible adicional en la caldera de recuperación. Puesto que los gases de la turbina tienen un elevado contenido en oxígeno, ya que la combustión se efectúa con un gran exceso de aire, esta combustión adicional se realiza utilizando como comburente dicho oxígeno, en unos quemadores de vena de aire.

La figura 2.26 representa esquemáticamente la situación considerada. El consumo total de combustible es la suma del que se suministra a la cámara de combustión de la turbina y al quemador de postcombustión, esto es

$$F_s = F + F_{CR} = \frac{1}{\eta_e} + \frac{RCE_D}{\eta_{CR}}$$

donde η_{CR} es el parámetro que caracteriza el rendimiento de una caldera de recuperación.

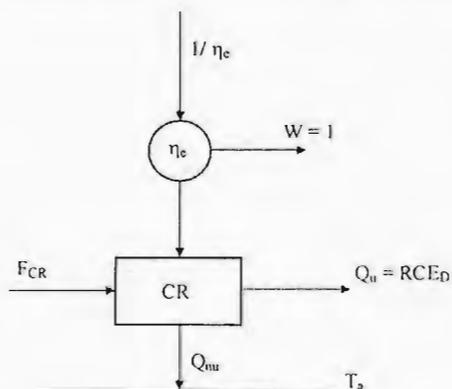


Figura 2.26: Turbina de gas ajustada a la demanda eléctrica

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se obtienen finalmente las siguientes expresiones

$$(FUE)_s = \frac{(RCE_D + 1) \eta_e \eta_{CR}}{\eta_{CR} + \eta_e RCE_D}$$

$$(IAE)_s = 1 - \frac{(\eta_{CR} + RCE_D) \eta_e \eta_b}{\eta_e \eta_{CR} (\eta_b + RCE_D \eta_c)}$$

Para los mismos valores de η_b y η_c anteriormente considerados y suponiendo que $\eta_{CR} = 1,5$, resultan las expresiones siguientes

$$(FUE)_s = \frac{1,5 (1 + RCE_D)}{1,3 + 0,6 RCE_D}$$

$$(IAE)_s = \frac{0,24 RCE_D - 0,81}{1,35 + 0,6 RCE_D}$$

Estos parámetros se representan en la figura 2.27 para los valores de $RCE_D > 3,37$, a partir del cual se producen ahorros de energía.

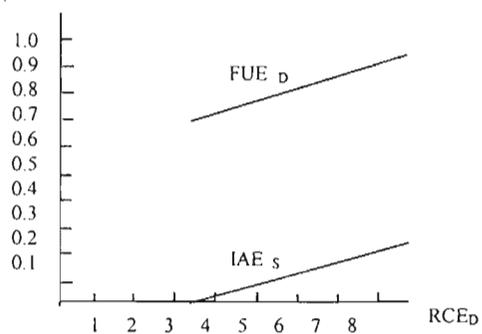


Figura 2.27: relación entre los índices FUE, IAE y RCE.

3. CRITERIOS METODOLOGICOS PARA EL DISEÑO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

1. INTRODUCCIÓN

En el capítulo anterior hemos visto diversas consideraciones sobre aspectos termodinámicos de la cogeneración. Se ha establecido que a partir de los rendimientos de los equipos, es fácil estimar el calor y la electricidad producidos en una planta de cogeneración, por cada unidad de energía suministrada en el combustible.

Por otra parte, se ha visto también cómo se determina el ahorro de energía primaria que se logra, comparando el consumo de energía de una planta de cogeneración con el requerido en el sistema base o convencional, es decir, el sistema consistente en una caldera convencional (de gas, combustóleo, etc.), importándose la electricidad de la red.

Se ha establecido entonces que, desde un punto de vista termodinámico, las ventajas de la cogeneración son evidentes. Sin embargo, ¿porqué no es un sistema universalmente adoptado?. La respuesta a esta pregunta se encuentra obviamente en razones de tipo económico. No siempre la inversión que una instalación de cogeneración requiere puede justificar los posibles ahorros económicos que se puedan lograr con dicha inversión, es decir, no siempre resulta atractiva la rentabilidad en dicha inversión.

En este capítulo presentamos en primer lugar una exposición de algunos criterios para asignar un costo al calor y a la electricidad producidos en un sistema de cogeneración. Este dato es muy importante conocerlos en la asignación de precios a ambos tipos de energía generados. Desarrollamos a continuación un modelo simplificado para analizar la viabilidad económica de una planta de cogeneración, funcionando a plena carga o a carga parcial.

Por último, presentamos de forma resumida los pasos fundamentales que se deben seguir para realizar el diseño de una planta de cogeneración

2. ASIGNACION DE COSTOS EN UNA PLANTA DE COGENERACION

En este apartado se proponen distintos métodos para distribuir el costo total entre los dos productos de una instalación de cogeneración, como son el calor de proceso y la electricidad.

Es evidente que el costo total, suma del costo de capital y del de operación, debe ser distribuido entre los productos que se obtienen de una manera justa y equitativa. El conocimiento de estos costos es, por otra parte, un dato esencial para asignarles un precio, aunque indudablemente el costo no es el único factor que afecta al precio. En este sentido, según sean los precios resultantes, se puede potenciar la cogeneración o por el contrario, limitar su desarrollo.

Para obtener esos valores se aplica una contabilidad de costos, apoyada por consideraciones relativas a la estructura y función del sistema de cogeneración.

2.1. Valoración en base exergética

El análisis exergético es la herramienta que mejor cuantifica la eficiencia de los procesos térmicos. Por ello, su aplicación permite una valoración económica apropiada del costo de los distintos productos que se pueden obtener en un sistema térmico, así como la definición del verdadero proceso de formación del referido costo [Valero , A., Muñoz, M., Lozano, M.A.,, 1986].

Consideremos el sistema de la figura 3.1 y supongamos en primer lugar que se obtiene un solo producto: electricidad.

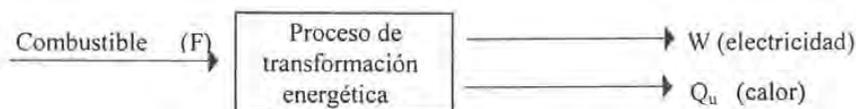


Figura 3.1: Sistema de producción de energía

Haciendo el correspondiente balance económico se obtiene

$$c_f F + Z = c_w W$$

donde c_f es el costo unitario del combustible, F el consumo de combustible y Z comprende el costo de capital, además de otros costos de operación y mantenimiento. Evidentemente, el costo unitario del producto, en este caso la electricidad es

$$c_w = (c_f F + Z) / W$$

Es claro que el dinero que se consume en la planta en forma de combustible, $c_f F$, es independiente de referir F a su valor energético o exergético. Por otra parte, W es exergía pura.

Por consiguiente, el costo unitario c_w es independiente del criterio utilizado para valorarlo, bien sea la energía o la exergía.

Consideremos ahora que el único producto del proceso de la figura sea el calor útil Q_u (por ejemplo, en forma de vapor). En este caso, el costo unitario del producto será

$$c_o = (c_f F + Z) / Q_u$$

Si el criterio utilizado no es la energía sino la exergía, puesto que para un calor Q_u a la temperatura T , la exergía asociada viene dada por $B_Q = (1 - T_a / T) Q_u$, se tiene

$$c_Q = (c_f F + Z) / B_Q$$

Puesto que $B_Q < Q_u$, el valor de c_Q será mayor si se evalúa con el criterio exergético que con el energético. Ahora bien, puesto que sólo hay un producto, a éste habrá que atribuirle todos los gastos efectuados, cualquiera que sea el criterio de valoración, por lo que resulta evidente que se obtiene el mismo costo unitario con el criterio exergético que con el energético.

Hasta el momento, el criterio exergético no ha aportado una forma más correcta de evaluar el costo de los productos. No obstante, consideremos ahora el caso de la figura 3.1, típico de una instalación de cogeneración, en el que se obtienen dos productos Q_u y W . El balance económico se expresa según la ecuación siguiente:

$$c_f F + Z = c_W W + c_Q Q_u \quad (3.1)$$

Los costos unitarios de los dos productos c_W y c_Q son desconocidos, lo que hace indeterminada la solución de esta ecuación. Para resolver el problema es necesario disponer de una ecuación adicional. En el próximo apartado comentaremos los distintos métodos existentes para obtener esa nueva ecuación.

Supongamos ahora que hacemos $c_W = c_Q$. De la ecuación anterior, se tiene:

$$c_W = c_Q = (c_f F + Z) / (W + Q_u)$$

Puesto que $B_Q < Q_u$ es evidente que el costo unitario de los productos es mayor utilizando el contenido exergético que el energético. Por ello, el primer término $c_W W$ a la derecha de la ecuación 3.1 es mayor cuando se valora desde el punto de vista exergético. Puesto que el término de la izquierda es constante, resulta obvio que $c_Q \cdot Q_u$ es menor al utilizar el costo de la exergía en lugar del de la energía.

Como conclusión, podemos decir que el costo del kWh eléctrico es mayor cuando se valora con el criterio exergético que con el energético. Lo contrario ocurre con el costo unitario del vapor. Esta valoración está de acuerdo con el sentido común relacionado con la calidad de la energía, es decir, no puede valer lo mismo 1 kWh de energía eléctrica que 1 kWh de vapor a baja presión.

Todo lo dicho anteriormente nos pone de manifiesto la ventaja de utilizar el análisis exergético en las plantas de cogeneración. Pero es que incluso el criterio exergético es preferible en plantas con un solo producto, puesto que es interesante conocer el proceso de formación de su costo, pues es de esa manera como se puede detectar la eficiencia en el empleo de los recursos.

Si se desea conocer ese proceso de formación del costo, a poca complejidad que presente la planta, aparecerá algún equipo donde existan recirculaciones o se obtengan más de un producto de distinta calidad, por lo que será necesario recurrir al análisis exergético. El análisis exergético-económico presenta claras ventajas, no sólo para calcular el costo de los productos, sino también para detectar ineficiencias tanto en el diseño como en la operación y mantenimiento de la planta [Kehlhofer, R., 1980].

2.2. Principios generales

Según sea el tipo de decisiones a adoptar, así será también el tipo de costos que se utilizará. Por ejemplo, si el objetivo es tomar una decisión respecto a la definición de los parámetros de operación en una planta ya existente, los costos de capital no serán tomados en cuenta. Si el objetivo es, sin embargo, definir unos precios, en ese caso habrá que tener presente los costos medios. Si la decisión a tomar se refiere al nivel de producción a adoptar en un mercado competitivo, en ese caso serán los costos marginales los relevantes y no los costos medios [Ling W., otros, 1985]. Igualmente, en el diseño óptimo de sistemas son los costos marginales los que habrá que considerar.

La ecuación del balance de costos para un sistema considerado globalmente se puede escribir de la manera siguiente:

$$\sum_k c_k P_k = \sum_r C_r + \sum_j \Gamma_j \quad (3.2)$$

El término de la izquierda representa el costo total de los productos, siendo c_k el costo unitario medio del producto k y P_k el producto k obtenido en el tiempo considerado. En el miembro de la derecha $\sum_r C_r$ representa la suma total de los costos de capital y los costos de los servicios, materias y combustibles que son aportados al sistema desde el mundo exterior. Finalmente, $\sum_j \Gamma_j$ representa los costos asociados a la contaminación ambiental u otros costos de tipo social.

La ecuación 3.2 es una sola ecuación, en la que son desconocidos los costos unitarios c_k . Evidentemente, la determinación de estos costos requiere de otras ecuaciones adicionales, que se pueden obtener directamente de un análisis del sistema, o bien, mediante hipótesis acerca de cómo distribuir esos costos entre los productos.

Habitualmente, en la asignación de costos a la electricidad y calor producido en la cogeneración se suele utilizar como elemento de referencia el contenido en energía de dichos productos. Ahora bien, como hemos visto antes, bajo una perspectiva del Segundo Principio es más correcto emplear el contenido en exergía que simplemente la energía. Ambos métodos han sido utilizados, obteniéndose resultados muy diferentes según los casos [Weffer, W.F., Crutcher, B.G., 1981].

En lo que digamos a continuación, cuando utilicemos el término "energía" deberá entenderse que nos podemos referir indistintamente a la energía o exergía, aunque ya hemos visto las ventajas de utilizar el análisis exergético-económico, en lugar del energético-económico.

Volviendo a la ecuación 3.2, los métodos existentes en la obtención de otras ecuaciones adicionales para la determinación de los costos los podemos clasificar en tres grupos:

- 1) Métodos basados en los balances de costo en función de los flujos de materia o energía. Los llamaremos métodos del Grupo I.
- 2) Métodos que asignan el costo del capital directamente a los productos. Son los métodos del Grupo II.
- 3) Métodos basados en el análisis funcional o termoeconómico.

En este trabajo vamos a poner de manifiesto las características y modo de aplicación de los métodos comprendidos dentro del Grupo I.

Para ello, vamos a desarrollar un ejemplo de una instalación de cogeneración, siguiendo a Frangopoulos [Frangopoulos, C.A., 1988].

Se trata de una instalación de TV, tal como se muestra en la figura 3.2.

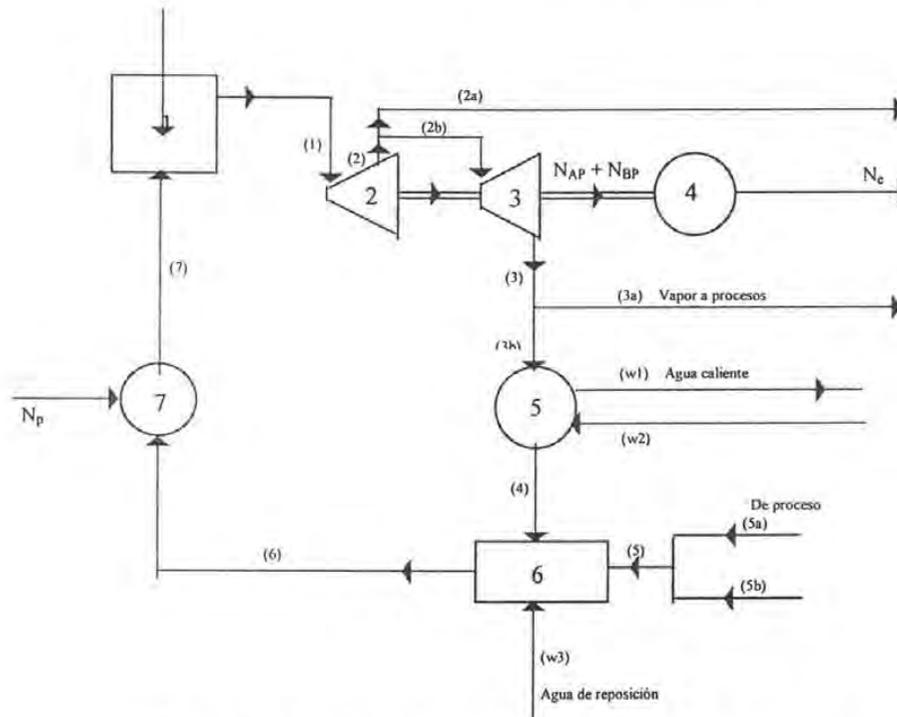


Figura 3.2: Planta de cogeneración con turbina de vapor

En esta figura se observa que los cuatro productos son:

- Potencia eléctrica : N_e
- Vapor a proceso en las condiciones (T_2, P_2) : $P_{v1} = Y_{2a} - Y_{5a}$
- Vapor a proceso en las condiciones (T_3, P_3) : $P_{v2} = Y_{3a} - Y_{5b}$
- Agua caliente : $P_w = Y_{w1} - Y_{w2}$

donde Y puede ser flujo de energía, esto es, m^h o bien flujo de exergía, m^b .

En la figura 3.2 se representa el diagrama de flujo del sistema de cogeneración considerado. De la simple observación del esquema se puede concluir que se satisfacen las ecuaciones siguientes

$$C_{2a} = C_{2b} = C_2$$

$$C_{3a} = C_{3b} = C_3$$

$$C_{v1} P_{v1} = C_{2a} Y_{2a} - C_{5a} Y_{5a}$$

$$C_{v2} P_{v2} = C_{3a} Y_{3a} - C_{5b} Y_{5b}$$

$$C_w P_w = C_{w1} Y_{w1} - C_{w2} Y_{w2}$$

La ecuación que refleja el balance del costo para el conjunto del sistema de cogeneración es:

$$c_B N_e + c_{2a} Y_{2a} + c_{3a} Y_{3a} + c_{w1} Y_{w1} = \sum_{r=1}^7 C_r + c_f Y_f + c_B N_B + c_{w2} Y_{w2} + c_{w3} Y_{w3}$$

donde Y_{w3} puede ser reemplazado por el gasto m_{w3} de agua de reposición, siendo N_B la potencia de la bomba de alimentación y c_B el costo unitario de la electricidad consumida.

Teniendo presente las ecuaciones anteriores, podemos igualmente escribir el balance de costo para cada componente o subsistema, obteniéndose:

- Caldera : $c_1 Y_1 = C_1 + c_f Y_f + c_7 Y_7$
- Turbina AP : $c_2 Y_2 + c_{AP} N_{AP} = C_2 + c_1 Y_1$
- Turbina BP: $c_3 Y_3 + c_{BP} N_{BP} = C_3 + c_2 Y_{2b}$
- Generador: $c_B N_e = C_4 + c_{AP} N_{AP} + c_{BP} N_{BP}$
- Condensador: $c_4 Y_4 + c_w P_w = C_5 + c_3 Y_{3b}$
- Deaireador: $c_6 Y_6 = C_6 + c_4 Y_4 + c_5 Y_5 + c_{w3} Y_{w3}$
- Bomba: $c_7 Y_7 = C_7 + c_6 Y_6 + c_B N_B$

El costo unitario c_{w3} del agua de aportación se puede considerar una cantidad conocida. Así mismo, el costo unitario de la energía consumida por la bomba de alimentación a la caldera, c_B , puede considerarse que es conocido, p.e., el precio de compra, o bien, puede hacerse igual a c_e .

Las ecuaciones anteriores constituyen un sistema de 7 ecuaciones. con 11 incógnitas (téngase en cuenta que la ecuación del costo global resulta de una combinación de las ecuaciones. De costo en cada componente). Por consiguiente, para resolver el problema se necesitan 4 ecuaciones adicionales. Estas ecuaciones son el resultado de diferentes hipótesis, dando así lugar a diferentes métodos que describimos a continuación.

2.3 Método de extracción

El razonamiento básico en el que se fundamenta este método es el siguiente: si el objetivo de una turbina de vapor es convertir la energía del vapor en trabajo en el eje, entonces lo lógico es atribuir a dicho trabajo el costo de la energía extraída del vapor, además el costo de capital de la turbina. De acuerdo con este razonamiento, podemos escribir las ecuaciones siguientes:

$$C_2 = C_1$$

$$C_3 = C_2$$

$$C_4 = C_3$$

$$C_5 = C_2$$

de forma que los costos de capital de la turbina de alta presión (AP), de baja presión (BP), del generador y del condensador son asignados a N_{AP} , N_{BP} , N_e y P_w respectivamente.

Este método tiene un interés especial para las compañías eléctricas, ya que para ellas el producto principal es la energía eléctrica producida a partir del trabajo del eje, siendo así que el vapor extraído es utilizado para el precalentamiento del agua de alimentación, es decir, en definitiva, para mejorar el rendimiento térmico.

2.4 Método de equivalencia

Si la situación que contemplásemos fuera la de una instalación de cogeneración en una industria, en ese caso tanto la electricidad como el vapor producido pueden ser considerados como productos principales, ya que ambos son requeridos en la planta. Así, si la electricidad fuese importada de la red, entonces el vapor a BP sería generado en una caldera convencional con un rendimiento inferior y en consecuencia, su costo unitario sería mayor.

En definitiva, es lógico atribuir al vapor parte de los costos de la turbina. Según el método de equivalencia, ese costo se distribuye por igual entre el trabajo y el vapor de baja presión. Por consiguiente, volviendo nuevamente al ejemplo de la figura 3.2, se podrán ahora escribir las ecuaciones adicionales siguientes:

$$C_2 = C_{AP}$$

$$C_3 = C_{BP}$$

$$C_4 = C_W$$

$$C_5 (Y_{2a} + Y_{3a}) = C_2 Y_{2a} + C_3 Y_{3a}$$

Esta última ecuación resulta de asignar al proceso el costo debido a la energía extraída del vapor. Puesto que según el método de extracción $c_2 = c_3$, esta ecuación del método de la equivalencia es la correspondiente a la ec. ($c_5 = c_2$) del método de extracción.

2.5 Método del trabajo como subproducto

Hay situaciones en las que el vapor de BP a procesos se puede considerar como el producto principal, en el sentido de que tendría que ser generado de alguna manera, incluso aunque no se produjera energía eléctrica. En tal caso, por tanto, el trabajo debe ser valorado como un subproducto. En definitiva, a la energía (o exergía) del vapor se le asignará un costo como si fuera producido en una caldera convencional de BP.

Siendo c_B el costo de dicha caldera e $Y_{f,B}$ el consumo de combustible, las ecuaciones adicionales que podemos escribir son las siguientes:

$$C_2 Y_{2B} = C_B + C_f Y_{f,B} + C_7 Y_7$$

$$C_3 Y_3 = C_2 Y_{2B}$$

$$C_W P_W = C_{Ba} + C_f Y_{f,Ba}$$

$$C_5 (Y_{2a} + Y_{3a}) = C_2 Y_{2a} + C_3 Y_{3a}$$

Como puede apreciarse, esta idea del trabajo como subproducto se aplica a la turbina de AP solamente. El vapor de más baja presión (P_3 , T_3) se supone que se obtiene por laminación del vapor generado a mayor presión (P_2) y de ahí la ecuación 2^a. Por otra parte, la ecuación 3^a resulta de aplicar el balance de costos en un calentador de agua, siendo C_{Ba} el costo de capital, e $Y_{i, Ba}$ el correspondiente consumo de combustible.

Debido a la menor eficiencia y al mayor costo de capital (por unidad de gasto de vapor generado) de una caldera de BP, la aplicación de este método conduce a unos costos unitarios de vapor de proceso bastante más elevados que los que resultan de aplicar los dos métodos anteriores. Evidentemente, por la misma razón, el costo del trabajo generado resulta inferior.

2.6 Método del calor como subproducto

Es justamente la situación contraria a la anteriormente descrita. Ahora se considera que el trabajo tiene que ser producido necesariamente, mientras que el vapor es un subproducto. Por consiguiente, se le asigna a la electricidad un costo como si fuese generada en una central de condensación convencional.

Por consiguiente, podemos escribir las siguientes ecuaciones adicionales

$$C_{AP} = C_{AP} \text{ (electricidad comprada)}$$

$$C_{BP} = C_{BP} \text{ (electricidad comprada)}$$

$$C_4 = C_3$$

$$C_5 (Y_{2a} + Y_{3a}) = C_2 Y_{2a} + C_3 Y_{3a}$$

La aplicación de este método origina costos unitarios inferiores para el vapor y por consiguiente, valores más elevados para el costo unitario de la electricidad que los métodos anteriores.

Como hemos dicho anteriormente, los métodos del grupo II asignan el costo del capital directamente a los productos. Para un estudio de los mismo véase [Ling W., otros, 1980]

En cuanto al análisis funcional, se trata de un método desarrollado para la optimización de los sistemas térmicos. El objetivo es definir de una forma precisa la función del sistema en su conjunto y de cada unidad individualmente. Para una exposición detallada del método, véase a [Frangopoulos, C.A., 1988] y [Frangopoulos, C.A., 1983].

2.7. Comparación de los costos de la electricidad y del vapor de una planta de cogeneración con los del sistema convencional

Una vez expuestos los diferentes métodos de asignación de costos en una planta de cogeneración, vamos a hacer aplicación de los dos más utilizados, el calor como subproducto y el trabajo como subproducto, para comparar los costos de la electricidad y vapor generados en una planta de cogeneración con los correspondientes del sistema convencional. Desarrollaremos ambos criterios de una forma más detallada, teniendo en cuenta la tasa de actualización del dinero y la vida útil de la planta.

Como hemos dicho antes, estos dos métodos de asignar el costo a cada uno de los productos de una planta de cogeneración consiste en lo siguiente:

- Método del calor como subproducto

Los costos de la planta se asignan a la electricidad producida, pero teniendo en cuenta el ahorro que se consigue al eliminar la planta de energía térmica que hubiera sido necesaria. Es el método habitualmente utilizado en las instalaciones de cogeneración industriales y es el que emplea el sistema inteligente *COGENERAR*.

- Método del trabajo como subproducto

Los costos de la planta se asignan al calor producido, pero teniendo en cuenta los ahorros conseguidos por la electricidad que se deja de comprar o incluso por la electricidad vendida a la red. Este método es el utilizado en las aplicaciones de 'district heating'

2.7.1. Método del calor como subproducto

Según este método, el costo anual de la electricidad producida en una planta de cogeneración será:

$$(C_e)_{CG} = (\beta C_c)_{CG} + (C_f)_{CG} + (C_{OM})_{CG}$$

donde:

C_c : es el costo de capital de la planta.

$\beta (i, N)$: es el factor de amortización del capital, que depende de la tasa de rentabilidad (i) y de la vida de la planta (N años).

C_f : es el costo anual del combustible consumido.

C_{OM} : es el costo anual de operación y mantenimiento.

La forma directa de comparar una planta de cogeneración es pues valorar el costo de la electricidad producida, $(C_e)_{CG}$, con el costo de producción de electricidad en el sistema convencional $(C_e)_C$.

Ahora bien, en la planta de cogeneración, además de producirse electricidad, se está suministrando una energía térmica, en caso de no existir esa planta hubiera tenido que ser producida en una instalación auxiliar, con un costo anual de:

$$(\beta C_c)_B + (C_f)_B + (C_{OM})_B$$

Este costo ha sido evitado con la planta de cogeneración. Así pues, si la potencia eléctrica de la planta de cogeneración es N_e y funciona durante H horas a lo largo del año, el costo de la unidad de energía eléctrica (p.e. Kwh) generado en dicha planta será:

$$(C_e)_{CG} = \frac{(C_e)_{CG}}{N_e H} = \frac{\beta[(C_c)_{CG} - (C_c)_B]}{N_e H} + \frac{(C_f)_{CG} - (C_f)_B}{N_e H} + \frac{(C_{OM})_{CG} - (C_{OM})_B}{N_e H}$$

Los costos C_f pueden escribirse como el producto del costo unitario del combustible, c_f , por el consumo de combustible en la máquina, F, y por el número de horas de funcionamiento al año, H, es decir:

$$\frac{(C_f)_{CG} - (C_f)_B}{N_e H} = \frac{(C_f F)_{CG} - (C_f F)_B}{N_e}$$

Ahora bien, el consumo de combustible FB se puede también escribir según

$$F_B = Q_u / \eta_B$$

donde Q_u es la demanda térmica en la unidad de tiempo y η_B es el rendimiento de la caldera auxiliar que hubiera sido necesaria para producir esa demanda térmica.

Recordando la definición de η_B en el capítulo 2 y suponiendo para simplificar que $(C_f)_{CG} = (C_f)_B$, se tiene:

$$(c_e)_{CG} = \beta \frac{(C_c)_{CG} - (C_c)_B}{N_e H} + \frac{C_f}{\eta_a} + \frac{(C_{OM})_{CG} - (C_{OM})_B}{\eta_e H}$$

Este costo unitario se compara con el correspondiente costo unitario del sistema convencional, esto es:

$$(c_e)_C = \frac{(C_E)_C}{N_e H}$$

para así decir la preferencia respecto a una u otra alternativa. Evidentemente, conforme aumenta el factor de utilización, disminuye el costo unitario. A este respecto es interesante el estudio realizado por Kehlhofer [Kehlhofer, R. 1980], quien compara los costos unitarios de cuatro tipos diferentes de plantas de cogeneración.

Kehlhofer define también un precio de la electricidad medio (igualando el costo de producción con el precio de venta). Así, si la demanda eléctrica es N_D durante el periodo de H horas y la potencia suministrada por el sistema de cogeneración es N_{CG} , el precio medio resulta

$$\bar{c}_e = \frac{N_{CG} H (c_e)_{CG} + (N_D - N_{CG}) H p_e}{N_D H}$$

o lo que es lo mismo

$$\bar{c}_e = \frac{N_{CG} (c_e)_{CG}}{N_D} + \left(1 - \frac{N_{CG}}{N_D}\right) p_e$$

donde p_e es el precio unitario de la electricidad comprada.

Son también interesantes los cálculos realizados por Williams [Williams, C.A., 1978], quien enfatiza el extracosto que se produce por la electricidad de 'stanby' que requiere una planta de cogeneración, y que resulta aproximadamente el doble que en el caso de una industria íntegramente conectada a la red.

2.7.2. Método del trabajo como subproducto

Una situación totalmente diferente a la anterior es la que se presenta en el caso de un sistema de calefacción de distrito. En este tipo de instalaciones, el producto principal es el calor, mientras que la electricidad autogenerada puede ser considerada como un subproducto que es vendido a la red. El precio de venta es objeto de negociación con la compañía eléctrica.

El costo anual del calor útil producido en la planta de cogeneración vendrá dado por la expresión siguiente:

$$(C_Q)_{CG} = (\beta C_c)_{CG} + (C_f)_{CG} + (C_{OM})_{CG} - N_{CG} H p_e$$

donde el último término representa el importe de la electricidad vendida, siendo p_e el precio unitario

En este caso, el costo unitario del calor producido será:

$$(c_Q)_{CG} = \frac{(C_Q)_{CG}}{(Q_u)_{CG} H} = \frac{(\beta C_c)_{CG}}{(Q_u)_{CG} H} + \frac{(C_f)_{CG}}{(Q_u)_{CG} H} + \frac{(C_{OM})_{CG}}{(Q_u)_{CG} H} - \frac{N_{CG} p_e}{(Q_u)_{CG} H} \quad (3.3)$$

mientras que el costo unitario del calor producido en una sala de calderas convencional será:

$$(c_Q)_B = \frac{\beta C_B}{(Q_u)_{CG} H} + \frac{(C_f)_B}{(Q_u)_{CB} H} + \frac{(C_{OM})_B}{(Q_u)_{CG} H}$$

El análisis efectuado es desde luego muy elemental, ya que se considera un precio fijo de la electricidad así como de los combustibles. En un análisis más detallado habría que tener en cuenta naturalmente la estructura tarifaria, así como la variación de los costos según las distintas horas del día. Un estudio de este tipo es el desarrollado por [Marchant, M., Proost, S., Wilberg E., 1983]

En el caso de que el cogenerador sea una compañía eléctrica, es necesario tener presente algunos aspectos adicionales. En efecto el análisis efectuado en 3.2 al asignar el costo a la electricidad producida es básicamente válido, aunque el costo de la electricidad comprada o el costo del 'standby' es un asunto interno de la propia compañía.

Una modificación mayor es la que se presenta cuando el sistema de "district heating" es gestionado por una compañía eléctrica. En ese caso, ya no se puede utilizar la ecuación 3.3. puesto que no se puede asignar esa disminución de costo por el importe de la electricidad vendida.

Así, el método adoptado en el estudio de Marshall [Marshall, H., 1979] consistió en considerar que toda la electricidad demandada (la suministrada por el sistema de cogeneración más la importada externamente de la red) tenía que ser suministrada por la compañía eléctrica.

En consecuencia, se atribuye al calor producido un costo que es el que se hubiera originado caso de ser producido por un sistema convencional.

ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA

3. CONDICION LÍMITE PARA LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACION

En este punto vamos a establecer la condición básica que debe satisfacer una planta de cogeneración en el supuesto teórico de que la producción nominal coincida exactamente con la demanda de electricidad y vapor.

Consideremos una situación ideal en la que las demandas de energía térmica y eléctrica $((Q_u)_D, N_D)$ coinciden exactamente con la potencia nominal de la planta (Q_u, N) , es decir $(Q_u)_D = Q_u$, $N_D = N$ y por tanto $RCE = RCE_D$. Tal y como veíamos anteriormente, los costos de operación para el sistema convencional son:

$$(p_e N_D + \frac{(C_f)_C (Q_u)_D}{\eta_B}) H + (C_{OM})_C$$

donde p_e es el precio de la electricidad comprada de la red y $(cf)_C$ es el precio de la unidad de energía del combustible.

El costo anual operatorio para el sistema de cogeneración que satisface exactamente esas demandas térmica y eléctrica es:

$$\frac{N_D (C_f)_{CG} H}{\eta_{CG}} + (C_{OM})_{CG}$$

Evidentemente, una condición que se ha de cumplir para que la planta de cogeneración tenga viabilidad es que con su funcionamiento se produzcan ahorros operatorios, es decir, que se cumpla la desigualdad siguiente:

$$\frac{(C_f)_{CG}}{\eta_{CG}} + \frac{\Delta(C_{OM})}{N_D H} < p_e + \frac{(C_f)_C RCE_D}{\eta_B}$$

donde:

$$\Delta(C_{OM}) = (C_{OM})_{CG} - (C_{OM})_C$$

siendo:

$$RCE_D = (Q_u)_D / N_D$$

Evidentemente, si esta desigualdad no se satisface no tiene ninguna viabilidad el proyecto y por consiguiente, no tiene objeto hacer un análisis económico más en profundidad utilizando, por ejemplo, la técnica de los flujos de caja actualizados.

4. MODOS DE OPERACIÓN DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Las posibilidades de operación de una planta de cogeneración funcionando fuera de las condiciones de diseño y cuando las demandas no coinciden con las producciones es desde luego compleja. En la figura 3.3 representamos la línea de operación de la planta, es decir, las producciones térmica y eléctrica para las distintas condiciones de funcionamiento, a plena carga y cargas parciales.

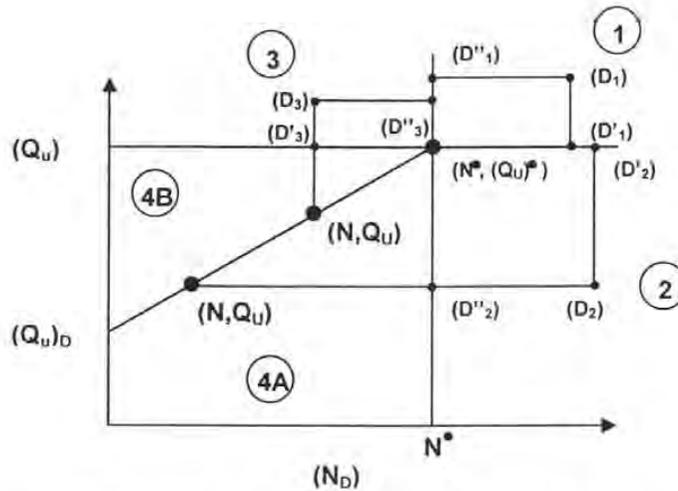


Figura 3.3: Producción térmica y eléctrica de una planta de cogeneración

Los estados de demanda con respecto a las condiciones nominales pueden localizarse en uno cualquiera de los cuatro cuadrantes. Vamos a describir los modos de operaciones posibles cuando el punto representativo de la demanda se localiza en cada uno de esos cuatro cuadrantes.

Cuadrante 1

En este caso, incluso aunque la planta funcione en condiciones de diseño, es necesario importar electricidad ($N_D - N$) y calor ($(Q_u)_D - Q_u$). Este no es propiamente un caso muy frecuente, ya que implicaría que la planta no ha sido dimensionada ni para satisfacer la demanda térmica máxima ni la demanda eléctrica máxima.

No obstante, se pueden presentar dos posibles casos límites. En un caso, por ejemplo el correspondiente al punto D'_1 , $(Q_u)_D = Q_u$ mientras que $N_D > N$, por lo que solamente tiene que comprarse electricidad. Puede también presentarse el caso en que $(Q_u)_D > Q_u$, siendo $N_D = N$, punto D''_1 , en cuyo caso habría que generar más vapor en calderas auxiliares.

Cuadrante 2

Si la planta está operando en condiciones nominales ($N ; Q_u$), en ese caso, se produce calor en exceso $Q_u - (Q_u)_D$ que podría venderse a un posible cliente. Como la demanda eléctrica es superior a la autogenerada, la diferencia $N_D - N$ habrá que importar de la red.

Por otra parte, la planta puede también funcionar fuera de las condiciones de diseño (N, Q_u), a lo largo de su línea de operación y de forma que la producción térmica coincida con la demanda, $Q_u = (Q_u)_D$. No existe en este caso calor en exceso, pero hay un déficit de electricidad ($N_D - N$) que habría que importar de la red.

Los casos límites de funcionamiento en este cuadrante corresponden a puntos tales como D'_2 por el cual $(Q_u)_D = Q_u$ siendo $N_D > N$ y puntos como el D''_2 para el cual $N_D = N$ y $(Q_u)_D < Q_u$.

Cuadrante 3

Si la planta funciona en las condiciones de diseño, existe un exceso de electricidad ($N - N_D$) que será exportado a la red, pero un déficit de energía térmica ($(Q_u)_D - Q_u$) que deberá ser comprado del exterior o generado en un sistema auxiliar. De manera alternativa, la planta puede operar a carga parcial, produciendo la electricidad demandada ($N = N_D$) pero importando el efecto de energía térmica generada.

Los dos casos límite de este cuadrante corresponden a puntos tales como D'_3 y D''_3 , para los que $(Q_u)_D = Q_u$, $N_D < N$ y $N_D = N$, $(Q_u)_D > Q_u$ respectivamente.

Cuadrante 4

La operación en el cuadrante 4 puede a su vez subdividirse en dos regiones, 4A y 4B, por encima y por debajo de la línea de funcionamiento de la planta a cargas parciales.

En la región 4A, la demanda de electricidad y vapor son ambas inferiores a la producción de la planta a carga nominal. Por tanto, la operación de la planta en condiciones nominales implicaría exceso de electricidad y vapor. Por ello, sería más lógico hacerle funcionar en condiciones fuera de diseño, de modo que la producción eléctrica coincida con la demanda, $N = N_D$, y el exceso de energía térmica disponerlo para la venta, o bien, habría que disiparlo a la atmósfera sino existiera un cliente.

De forma alternativa, aunque seguramente desde un punto de vista económico menos interesante, la planta podría funcionar a carga parcial de manera que $Q_u = (Q_u)_D$ y el déficit de electricidad $N_D - N$ sería importado de la red.

En la zona 4B, la demanda de electricidad y calor es igualmente inferior a la producida por la planta en condiciones de diseño, por lo que si ésta funciona en condiciones nominales habría que exportar electricidad y vapor.

No obstante, la planta podría funcionar a carga parcial de manera que $Q_u = (Q_u)_D$ y el exceso de electricidad producido sería revertido a la red. Si se elige el modo de operación de manera que la electricidad producida coincida con la demandada, $N_D = N$, en este caso el déficit de vapor tendría que ser generado en el sistema auxiliar.

5. MODELO ECONÓMICO PARA DEFINIR LA VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Una vez que se ha elegido una planta de cogeneración, habiéndose definido su potencia así como las características de los equipos principales que la constituyen, su viabilidad económica dependerá de la inversión requerida para su puesta en funcionamiento, así como de los ahorros que se consiguen con su operación.

Para predecir estos ahorros futuros con cierta exactitud es necesario simular el comportamiento del sistema, teniendo en cuenta las fluctuaciones de la demanda térmica y eléctrica, el tipo de tarifa eléctrica y de combustible, las características de los equipos a plena carga y carga parcial, etc.

Para efectuar una simulación lo más detallada posible existen diversos programas informáticos y que constituyen una herramienta imprescindible para la realización de los estudios de viabilidad.

No obstante, en este capítulo vamos a desarrollar un modelo económico simplificado, que nos va a permitir conocer el costo total anual en función del número de horas de operación. Este modelo está basado en el trabajo original de Joskow [Joskow, R.L., Jones, D.R., 1981], que posteriormente fue ampliado por Treleven y tiene en cuenta que los equipos pueden funcionar a lo largo del año de forma mixta, es decir, parte del tiempo a plena carga y otra parte en condiciones fuera de diseño.

5.1 Modo de operación a plena carga

Los costos anuales de capital y combustible de una planta de cogeneración son superiores a los de un sistema convencional de producción de vapor, puesto que los equipos de cogeneración son más caros y además se consume más combustible, debido a la electricidad producida. No obstante, precisamente esta autoproducción eléctrica hace disminuir el costo de la electricidad al disminuir la electricidad importada, e incluso también debido a la posible electricidad vendida a la red.

El costo anual de una planta de cogeneración lo podemos expresar de la forma siguiente:

$$C = \beta C_c + (C_{fu} + C_{OM}) Q_u t - P_{eu} Q_u t \quad (3.4)$$

donde

C: Es el costo anual

βC_c : Valor anual de los costos fijos atribuibles a la producción de electricidad, es decir los costos por encima de los correspondientes a una sala de calderas con la misma potencia instalada. Comprende la amortización, intereses, seguros, paradas anuales, todo ello son sobrecostos en relación con la sala de calderas a la que sustituiría el sistema de cogeneración.

C_{fu} : Costo del combustible atribuible a la electricidad generada, por unidad de demanda de vapor. Los costos se expresan por unidad de demanda térmica, ya que el modelo se va a aplicar a distintos modos de operación, en los que la demanda térmica varía.

C_{OM} : Son los costos horarios de operación, diferentes a los de combustible, por encima de los que se presentarían en una sala de calderas convencional y referidos a la unidad de demanda térmica. Multiplicando C_{OM} por la demanda térmica, obtenemos los costos de operación horarios C_{OM} .

P_{eu} : Es el precio de la electricidad generada por hora de operación y por unidad de demanda de vapor.

t: Es el tiempo de operación de la planta de cogeneración.

Si como veíamos anteriormente, C_f es el costo del combustible por unidad de energía y como $(F - Q_u / \eta_b)$, es el consumo de combustible atribuible a la electricidad producida, podemos escribir la siguiente expresión:

$$C_{fu} = \frac{F - (Q_u / \eta_b)}{Q_u} C_f$$

Teniendo presente que:

$$Q_u / F = \eta_v$$

es el rendimiento en la generación de vapor (o en general, de la correspondiente producción de energía térmica), resulta

$$C_{fu} = C_f \left(\frac{1}{\eta_v} - \frac{1}{\eta_b} \right)$$

Por otra parte, si RCE es la relación calor/electricidad de la planta considerada y P_e es el precio pagado por la compañía eléctrica por unidad de electricidad autogenerada, se tiene

$$P_{eu} = RCE \cdot P_e$$

Combinando estas ecuaciones con la 3.4, se tiene la siguiente expresión para el costo total anual

$$C = \beta C_c + C_{OM}t + \left[C_f \left(\frac{1}{\eta_v} - \frac{1}{\eta_b} \right) - P_e \cdot RCE \right] Q_u t \quad , \quad (3.5)$$

Podemos apreciar cómo el costo de operación es una función de los parámetros económicos βC_c , C_{OM} , C_f , P_e , y de los parámetros de operación Q_u , η_v y RCE. El rendimiento η_b de la caldera convencional a la que sustituye la planta de cogeneración se puede considerar que es constante, pudiendo adoptarse el valor de 0,85. Por consiguiente, la única variable es t , el número de horas de operación

5.2. Modo de operación mixto

Hasta este momento, el modelo económico desarrollado solamente considera el funcionamiento a plena carga. La mayor parte de los sistemas de cogeneración producen, en las condiciones de diseño, una cantidad fija de electricidad y vapor y en una relación determinada.

Generalmente, el usuario que elige un sistema de cogeneración no tiene una demanda eléctrica y de vapor que coincida en todo momento con las producidas por la planta funcionando a plena carga. La relación calor/electricidad varía y además, la demanda de electricidad o vapor puede ser intermitente.

Si la demanda de vapor es relativamente constante, los diseñadores generalmente resuelven ese problema de desajuste eligiendo un sistema de cogeneración que, funcionando a plena carga, satisfaga esa demanda de vapor, comprando el déficit de electricidad o vendiendo el exceso a la red. No suele ser práctica habitual tratar de producir una potencia eléctrica constante, ya que es difícil exportar el exceso de vapor producido. El posible comprador deberá encontrarse relativamente cerca, a una distancia máxima del centro de generación de unos 10 Km.

Cuando la demanda de vapor varía y la electricidad puede fácilmente comprarse o venderse, como es el caso que se presenta para los posibles cogeneradores industriales en nuestro país, el que diseña la planta de cogeneración puede elegir un sistema que suministre la demanda de vapor base y que produzca el resto en calderas auxiliares.

Otra posible alternativa es dimensionar el sistema de cogeneración para que sea capaz de suministrar la demanda máxima de vapor y que durante algunos períodos funcione a carga parcial, produciendo menos vapor.

Cuando el sistema de cogeneración produce menos electricidad y vapor que en las condiciones nominales, se dice que funciona fuera de diseño o a carga parcial. El rendimiento en la generación de electricidad generalmente disminuye y la relación calor/electricidad varía.

Así pues, en funcionamiento a carga parcial, la planta de cogeneración es menos eficiente que para las condiciones de diseño. Por ello, para cierta carga, puede ser más barato producir el vapor en las calderas convencionales y comprar la electricidad de la red. Incluso, en condiciones suficientemente alejadas de las de diseño, puede resultar más eficiente generar la electricidad y el vapor separadamente, por el sistema convencional.

Volviendo nuevamente a la ecuación 3.5, vemos que los parámetros económicos C_c , C_{OM} , C_f , P_e presentan el mismo valor a carga parcial que cuando la instalación funciona en las condiciones nominales. No obstante, los parámetros de operación Q_u , η_v y RCE varían según las distintas condiciones de funcionamiento. Lo normal es que una planta de cogeneración funcione de un modo mixto, es decir, a plena carga durante un cierto número de horas y a distintas cargas parciales durante distintos intervalos. Por consiguiente, si generalizamos la expresión 3.5 para un modo de operación mixto, el costo total anual resulta:

$$C = \beta C_c + C_{OM}t + \sum_{j=1}^n [C_f \left(\frac{1}{\eta_{vj}} - \frac{1}{\eta_b} \right) - P_e RCE_j] Q_{uj} x_j t \quad (3.6)$$

donde x_j es una función de ponderación, que representa la fracción de tiempo en que la planta funciona según el modo de operación j y Q_{uj} , η_{vj} y RCE_j son los correspondientes parámetros de operación en ese modo j .

Realmente, si para seguir una demanda de vapor una planta de cogeneración funciona a carga parcial, no habrá unos pocos modos de operación aislados, sino que la producción de vapor variará de forma continua dentro de un intervalo. Puesto que tanto η_v como RCE son funciones continuas de Q_u , la sumatoria de la expresión 3.6 se puede escribir de la forma siguiente

$$t \sum_{j=1}^n [C_f \left(\frac{1}{\eta_{vj}} - \frac{1}{\eta_b} \right) - P_e RCE_j] Q_{uj} x_j = \sum_{j=1}^n f(Q_{uj}) x_j t$$

donde

$$f(Q_u) = Q_u \left[C_f \left(\frac{1}{\eta_v} - \frac{1}{\eta_b} \right) - P_e RCE \right]$$

y

$$\eta_v = \eta_v(Q_u)$$

$$RCE = RCE(Q_u)$$

siendo

$$Q_u = Q_u(t)$$

Para un número infinito de infinitésimos x_j , la sumatoria se transforma en integral, esto es:

$$\sum_{j=1}^n f(Q_u, j) x_j t = \int_{t=0}^{t=t} f(Q_u) dt$$

Esta integral puede ser resuelta, si se conocen las funciones $\eta_v(Q_u)$ y $RCE(Q_u)$ y si la demanda de vapor Q_u varía con el tiempo según una función continua.

Así pues, la expresión final para el costo total anual de una planta de cogeneración será

$$C = \beta C_c + C_{OM} t + \int_{t=0}^{t=t} f(Q_u) dt$$

6. METODOLOGIA PARA EL DISEÑO DE PLANTAS DE COGENERACION

Un sistema de cogeneración se proyecta fundamentalmente para ahorrar dinero, o incluso, para hacer dinero. Dado pues que son los ahorros o los beneficios los que justifican tal proyecto, el proceso previo a la toma de decisión tendrá como objetivo fundamental determinar si realmente la cogeneración es una opción que permite alcanzar esas metas.

Este proceso consta, sin embargo, de varias etapas. En primer lugar hay una serie de **consideraciones de tipo general** a realizar, así como un conjunto de preguntas a formular cuyas respuestas será necesario conocer. Ello nos va a permitir tener una panorámica general sobre el interés y las posibilidades de desarrollar un proyecto de cogeneración.

Si las perspectivas generales son favorables, en una segunda etapa se realiza un **estudio básico**, utilizando para ello unos datos mínimos sobre consumo y costos que después se detallarán. Las conclusiones de este estudio previo nos permitan conocer si realmente la opción de la cogeneración tiene alguna viabilidad, o por el contrario es descartable.

Si como resultado de este primer estudio, la opción de la cogeneración no es claramente deseable, se procede a la realización de un **estudio de viabilidad técnico-económica**, que tenga en cuenta de la forma más detallada posible los diversos factores que intervienen, utilizándose para ello como una poderosa herramienta auxiliar algún programa informático de simulación, que en nuestro caso se emplea el sistema inteligente **COGENERA**.

6.1. Consideraciones generales previas

Desde un punto de vista estrictamente técnico, cualquier industria de tamaño mediano o grande que tenga simultáneamente demandas de energía eléctrica y térmica (vapor, agua caliente, agua fría, aire para secado, etc.) es un posible candidato para la cogeneración. Indudablemente, cuanto mayor sea el número de horas de funcionamiento, el posible interés de la cogeneración será mayor.

Además, con la posibilidad de estar interconectado a la red y por tanto verter el excedente de la producción eléctrica, la cogeneración puede también ser interesante para empresas que tenga sólo importantes consumos de energía térmica.

Para que desde un punto de vista económico la cogeneración sea interesante, es necesario tener presente una serie de aspectos que pasamos a enumerar:

6.1.1. Costos de la electricidad y combustible

El factor más importante que define si la cogeneración es o no económicamente rentable es la diferencia entre el costo de la electricidad y el costo del combustible para la industria en cuestión. En principio, cuanto mayor sea ese diferencial, más favorecido se presenta el proyecto de cogeneración.

6.1.2. Disponibilidad y costo del gas natural

Si, como es el caso más frecuente, el gas natural va a ser el combustible utilizado en la instalación de cogeneración, será necesario conocer si realmente estará disponible en el lugar y a qué presión. Así, se deberá saber si habrá que instalar una nueva línea de gas y conocer además el tipo de contrato que se puede establecer con la compañía que vende el gas.

6.1.3. Costos futuros del combustible

Es necesario establecer predicciones sobre el costo futuro del combustible, ya que la viabilidad del proyecto depende de forma crítica de estas previsiones. En este sentido hay que decir, no obstante, que no existe ninguna previsión de costos que pueda considerarse correcta y de hecho, las previsiones en el pasado se han alejado totalmente de la realidad. También es cierto que cuando la cogeneración se amortiza en pocos años, no hay por qué estar preocupado por las previsiones a largo plazo.

6.1.5. Relaciones con la compañía eléctrica

Es muy importante conocer la disposición de la compañía eléctrica con respecto al proyecto de cogeneración, para saber si cooperará, o por el contrario, pondrá todas las trabas posibles. En este sentido, es fundamental conocer la legislación vigente.

Si se proyecta un sistema de cogeneración que revierta electricidad a la red, es importante conocer cuales serán las exigencias técnicas de la compañía, así como el probable costo de interconexión con la red.

6.1.6. Financiamiento

En esta fase previa, es importante hacer un repaso de las posibilidades de financiamiento que se presentan a la industria para acometer el proyecto de cogeneración, así como la posible existencia de subvenciones.

6.1.7. Venta de energía térmica

Si existe algún posible cliente de energía térmica en las proximidades del lugar donde se vaya a instalar la planta de cogeneración es conveniente tener presente la posibilidad de su venta. Ello permitirá dimensionar un sistema con una rentabilidad más elevada.

6.1.8. Planes futuros

Es imprescindible conocer los planes futuros de la empresa, ya que pueden afectar a la capacidad del sistema de cogeneración. Así, es necesario saber si habrá o no un aumento de producción, si se contempla la introducción de un nuevo turno, si se piensa abandonar la producción de algún producto con una gran demanda de energía, etc.

6.1.9. Selección de la ingeniería

Es muy importante efectuar una selección acertada de la ingeniería que será responsable de identificar el tipo y la configuración del sistema óptimo. Si estos análisis no son efectuados por ingenieros con amplia experiencia acerca de las características técnicas y aspectos económicos (experiencia obtenida de proyectos similares), es poco probable que realmente se llegue a definir el sistema óptimo.

6.1.10. Consideraciones tecnológicas

Las plantas de cogeneración que son ya operativas, así como las que se piensan implantar en un futuro próximo, utilizan equipos y tecnología que son bien conocidos.

No obstante, debemos añadir que en ocasiones se utilizan tecnologías que aunque están perfectamente probadas y son comercialmente disponibles no son muy frecuentes, a pesar de que pueden mejorar la rentabilidad de la cogeneración, siempre que se empleen en las situaciones apropiadas. Tal es el caso de las máquinas de absorción (para calor y frío) accionadas directamente o por gases de escape, sistemas de ciclo de Rankine con fluido orgánico, turbinas de flujo radial de alto rendimiento, calderas de lecho fluidizado, etc.

6.1.11. Influencia de grupos de ciudadanos

Una vez establecida la probabilidad de que el proyecto de cogeneración generará beneficios, es importante en esta fase inicial considerar la influencia de grupos externos que podrían retrasar la implementación del proyecto de cogeneración, o bien, aumentar sustancialmente sus costos.

6.2. Estudio básico

El objetivo de esta segunda fase consiste en, a partir de pocos datos que pueden ser fácilmente suministrados por el industrial, definir el tipo de tecnología más adecuada, así como hacer una primera estimación del dimensionamiento de los equipos principales, obteniendo valores aproximados de los ahorros energéticos y económicos que se conseguirán, juntamente con la inversión requerida.

Para efectuar este pre-análisis, los datos requeridos son los siguientes:

- Tarifa eléctrica y potencia contratada.
- Consumo anual de energía eléctrica.
- Consumo de electricidad máximo horario, mínimo y medio.
- Horas de funcionamiento.
- Consumo anual de combustible y consumo sustituible.
- Tipo de demanda térmica:
 - * Producción anual de vapor y estado termodinámico (P,T).
 - * Caudal de gases de secado y temperatura.
 - * Otros.

A partir de estos simples datos, se puede ya en general definir el tipo de tecnología más adecuada (turbina de gas, turbina de vapor, etc.) y asimismo, hacer una primera selección de dos o tres posibles alternativas (definidas por las potencias de los equipos principales que la constituyen).

Con los datos termodinámicos básicos de los equipos elegidos y mediante los apropiados balances de masa y energía se determinan los valores siguientes:

- Energía eléctrica anual autoproducida.
- Nuevo consumo anual de combustible.

A continuación, mediante un sencillo análisis se define la tarifa eléctrica más adecuada una vez instalado el sistema de cogeneración. A partir del precio del combustible y teniendo en cuenta los costos de mantenimiento de los nuevos equipos se calcula el **Ahorro neto anual**.

Por último, se efectúa una valoración aproximada de la inversión requerida. Para ello, suele resultar muy conveniente utilizar expresiones que resultan de correlacionar los precios del mercado con el parámetro (o parámetros) más representativos de cada equipo. Conocida así la inversión, se hace un análisis económico elemental, determinándose el **Tiempo de retorno simple**.

Naturalmente, los resultados obtenidos de este estudio deben interpretarse únicamente como valores indicativos. No obstante, sirven para conocer si el proyecto de cogeneración puede o no tener alguna viabilidad.

En efecto, si como resultado de este estudio se obtuvieran tiempos de retorno con valores, por ejemplo, superiores a 5, difícilmente se podría justificar ningún interés en el proyecto y lógicamente éste sería abandonado. Si por el contrario, el tiempo de retorno obtenido es bueno, digamos de 3 años o inferior, este resultado puede ciertamente indicar el interés de continuar a la fase posterior y realizar un Estudio de Viabilidad en profundidad.

6.3. Estudio de viabilidad en el sector industrial

Una vez efectuado el estudio previo, se dispone ya de la información suficiente como para decidir el interés o no de efectuar una primera inversión y encargar un Estudio de Viabilidad en profundidad. Es ésta una etapa decisiva dentro del conjunto de las fases que conducen a la materialización del proyecto de cogeneración y por ello, es fundamental acudir a una ingeniería con amplia experiencia en la realización de este tipo de estudios.

Un Estudio de Viabilidad deberá comprender los apartados siguientes:

- Análisis de los consumos térmicos y eléctricos. Monitorización.
- Evaluación de la factura energética en la situación actual.
- Planteamiento de alternativas. Se contemplarán diferentes potencias e incluso, diferentes tipos de tecnologías según los casos.
- Simulación horaria de cada una de las alternativas planteadas. Determinación de los ahorros netos logrados.
- Estimación de las inversiones requeridas en cada alternativa.
- Análisis de rentabilidad y propuesta final.

La cogeneración es termodinámicamente muy interesante y técnicamente viable. En muchas ocasiones es también económicamente atractiva y una manera de lograr importantes reducciones en las facturas anuales de energía. Para saber si esto es cierto o no para una instalación particular, es necesario efectuar un sofisticado análisis, que es el que se desarrolla en un Estudio de Viabilidad.

Expuestos los diferentes apartados de que se compondrá el Estudio de Viabilidad, pasamos a describir el contenido de cada uno de ellos.

6.3.1. Análisis de consumos - monitorización

La aplicación efectiva de la cogeneración requiere un ajuste apropiado entre la producción de la planta de cogeneración y las necesidades energéticas del lugar donde va a ser implantada. En general una planta de cogeneración debe ser dimensionada de tal manera que funcione el mayor número de horas, generando la mayor potencia eléctrica posible.

Es pues necesario un conocimiento lo más detallado posible de las demandas térmica y eléctrica.

El objetivo es por tanto conocer las curvas reales de demanda de energía a lo largo del año. Para ello, se procederá de la manera siguiente:

- a) Se definen los períodos de funcionamiento y parada de cada uno de los equipos consumidores de energía.
- b) Se monitorizan los consumos de energía eléctrica y las demandas de vapor (en general, de energía térmica) durante un período de tiempo representativo.

Generalmente, las empresas realizan dos tipos de medidas del consumo de vapor y electricidad:

- Valores instantáneos en registradores.
- Valores acumulados en contadores, cuya lectura se efectúa una o varias veces al día.

No obstante, con esta clase de medidas es difícil determinar las curvas de demanda, ya que aunque los registradores indican el consumo instantáneo, el tratado numérico de las gráficas es prácticamente imposible. Por otra parte, las medidas de consumo globales no llegan a tener en cuenta las posibles incidencias que pueden surgir en el proceso de fabricación.

Además, son numerosas las empresas en las que no existen contadores de vapor, o aunque éstos existan, es muy habitual encontrarse con que no funcionan o no están convenientemente calibrados, por lo que sus lecturas no tienen ningún valor. Por ello, es frecuente tratar de determinar las demandas de vapor a partir del consumo de combustible. No obstante, este método va acompañado de importantes errores, ya que se debe conocer el rendimiento de la instalación a las diferentes cargas.

Es por ello que, para poder construir esos perfiles de demanda térmica y eléctrica, será necesario recurrir en muchas ocasiones a la *monitorización* mediante un sistema consistente en un elemento de medida y un equipo de adquisición de datos, con el consiguiente tratamiento matemático de la información registrada.

La monitorización se realiza durante un periodo generalmente de unos dos meses. A partir de los valores registrados en este periodo y teniendo en cuenta las posibles variaciones estacionales, se pueden construir ya las curvas de demanda térmica y eléctrica anuales.

Es importante que los resultados se contrasten con las opiniones de los técnicos de la empresa, para decidir hasta qué punto los valores adquiridos durante el tiempo de monitorización pueden ser extrapolada al funcionamiento de todo el año.

6.3.2. Evaluación de la factura energética actual

Para poder valorar el ahorro que se puede conseguir con la implantación del sistema de cogeneración es necesario conocer con precisión la factura energética existente.

En el caso de la energía eléctrica, basta con disponer de los recibos del último año, o sino, conocer:

- Tipo de tarifa contratada.
- Tipo de discriminación de suministro.
- Potencia contratada y tensión de suministro.
- Consumo en horas punta, valle y llano.

En el caso de la energía térmica, habrá igualmente que disponer de las facturas. Ahora bien, si se utilizan combustibles líquidos, habrá que tener en cuenta que se producen unos extracostos que pueden tener cierta importancia.

6.3.3. Planteamiento de alternativas

Una vez conocida las demandas y su variación a lo largo del año, se plantearán diversas alternativas del sistema de cogeneración. Dependiendo de las características de la industria y del tipo de demandas a satisfacer, se tomarán decisiones respecto al tipo de motor principal, la configuración del sistema, su capacidad, el modo de operación y además si se venderá o no electricidad a la red, o incluso si el sistema funcionará en forma independiente.

Vamos a presentar una revisión de los diferentes factores que deberán tenerse en cuenta para efectuar el planteamiento de alternativas. Indudablemente, la mayor parte de esos factores ya se han tenido en cuenta en la fase anterior, el estudio previo, en el que se hizo ya una primera preselección de alternativas.

a) Forma de utilización de la energía térmica

El tipo de demanda térmica, (vapor, agua caliente, gases calientes, etc.) y su nivel de temperatura condicionan la elección del tipo de tecnología. Así, si se trata de aprovechar la energía térmica (ET) en un proceso de secado, habrá que considerar primordialmente la TG. Si la demanda térmica es en forma de vapor a una presión media, habrá que considerar la TG, o alguna consideración posible con TV.

b) La relación calor-electricidad (RCE) demandada por el proceso y su variación

El sistema de cogeneración considerado deberá satisfacer en el mayor grado posible las demandas de energía eléctrica (EE) y energía térmica (ET). Si la RCE es variable, deberán en principio considerarse aquellos sistemas que tienen más posibilidad de producir un RCE variable, como es el caso de la TG con postcombustión o el ciclo combinado. Por el contrario, como ya hemos estudiado, la TV tiene un RCE que es constante prácticamente.

c) Disponibilidad de combustibles residuales

En el caso típico de las industrias papeleras, en las que la recuperación de las lejjas negras exigen la utilización de calderas de vapor y por tanto de la TV.

En el caso de las acerías se produce gas de coque que puede ser utilizado como combustible en una TG, o bien puede quemarse en una caldera para producir vapor y accionar una TV. Otros casos similares se dan en empresas en las que se producen subproductos que son susceptibles de ser utilizados como combustibles.

d) Intercambios con la compañía eléctrica

Un factor muy importante a tener en cuenta a la hora de dimensionar un sistema de cogeneración es el posible interés de vender a la red el exceso de electricidad generada, o por el contrario, dimensionar el sistema eliminando esta posibilidad. Los factores principales que afectan la rentabilidad de esta venta de excedentes eléctricos son:

- La capacidad de cogeneración adicional requerida para poder vender a la red.
- El precio del kWh vendido.
- El nivel de potencia al cual el cogenerador desea vender a la red.
- El valor de la energía térmica producida por el sistema de cogeneración, evaluado a partir del costo del combustible evitado para generarla.
- El costo adicional del equipo requerido para hacer efectiva esa venta.

Otro aspecto a considerar es si la potencia de apoyo será suministrada por la compañía eléctrica, o si por el contrario, es preferible instalar el equipo adicional necesario para autogenerar toda la potencia demandada.

e) La legislación vigente

Básicamente, la legislación puede afectar en dos aspectos:

- Ahorro de energía primaria.
- Emisión de contaminantes.

Aunque a nivel nacional la cogeneración representa una reducción en la emisión de contaminantes, a nivel local se pueden superar los índices máximos permitidos. En particular, en las instalaciones en las que el combustible utilizado es gas natural habrá que tener presente las emisiones de NO_x .

f) Gammas de potencias de las máquinas existentes en el mercado

Aunque para los distintos tipos de máquinas la gama de potencias para aplicaciones de cogeneración es cada vez más amplia, habrá que tener siempre presente cuales son las posibilidades reales que nos ofrece el mercado.

g) Efecto de las variaciones de carga en la máquina

Habrá que tener en cuenta igualmente la variación del rendimiento y de la RCE con la carga. Ya hemos estudiado en los capítulos anteriores que la disminución del rendimiento afecta fundamentalmente a las TV y TG, máquinas en las que al bajar la carga disminuye el rendimiento térmico, es decir, desciende más la EE producida que la ET y por tanto, aumenta la RCE.

h) Criterios generales

Además de lo dicho hasta este momento, otros criterios generales que deben tenerse en cuenta para el dimensionamiento de los equipos principales son los siguientes:

- No se debe desperdiciar ET, ya que ello iría en contra del objetivo último de la cogeneración, que es el ahorro de energía primaria. Dado el diferencial actual de precios electricidad - combustible, el cogenerador puede incluso obtener resultados económicos favorables trabajando en una situación no aceptable energéticamente.

- El dimensionamiento se efectuará sobre la demanda térmica base y no para satisfacer la demanda de EE, en las condiciones de cogenerador interconectado.

El resto de las necesidades térmicas se cubrirán, por ejemplo, mediante postcombustión, o bien, mediante un sistema auxiliar de calderas independiente del sistema de cogeneración, o si se tratase de una aplicación con secaderos, mediante quemadores auxiliares.

Este criterio se basa en la facilidad del cogenerador interconectado de intercambiar EE con la red de distribución, comprando electricidad cuando su consumo supera a la autoproducción y vendiendo a la red en caso contrario. Por el contrario, no es fácil encontrar con quien intercambiar ET.

- El número de horas de funcionamiento debe ser el mayor posible. Ello permitirá obtener una más rápida amortización de la inversión requerida. Así mismo, es obvio que la máquina elegida debe funcionar el mayor tiempo posible a su potencia nominal.

i) Limitaciones del lugar

Habrá que tener presente las posibles limitaciones del lugar, en cuanto a disponibilidad de espacio para instalar el sistema de cogeneración, posibilidades de utilizar gas natural como combustible, etc.

Se tendrá en cuenta además las instalaciones existentes para producir ET y su estado, pues pueden utilizarse para suministrar las puntas de demanda. Así mismo, son importantes las condiciones ambientales locales. Ya se ha estudiado el efecto de la presión y la temperatura ambientales sobre las prestaciones de la TG.

6.3.4. Determinación de los ahorros netos

El objetivo básico del Estudio de Viabilidad es llegar a predecir si es o no posible ahorrar dinero mediante la cogeneración. Para alcanzar este objetivo se necesita conocer dos números; por una parte la inversión y de otra, la predicción de los ahorros que se pueden lograr. Evidentemente, este segundo número no es independiente del primero. Un sistema diferente requerirá una inversión de capital distinta e igualmente, los ahorros que se podrán conseguir con él serán también diferentes.

Ahora bien, los ahorros son el resultado de una compleja interacción entre las demandas térmica y eléctrica, los costos de la electricidad y el combustible, el tipo y características de los equipos, así como su modo de operación. Por otra parte, todas estas magnitudes se refieren al futuro, con todas las incertidumbres que ello representa. Además, los ahorros resultan afectados por el interés del dinero, los impuestos, etc.

Es evidente que la razón fundamental que justifica la modificación del sistema de energía de una industria es la previsión en el ahorro de los costos energéticos que tal modificación implica. Por tanto, nuestro objetivo es determinar con la mayor precisión posible este ahorro, es decir, la diferencia de costos entre el "antes" y el "después" de implantar el sistema de cogeneración. Para su cálculo habrá que determinar para cada alternativa:

- Consumo de combustible en el motor térmico.
- Consumo de combustible en la postcombustión, en caso de que la hubiera.
- Consumo total de combustible.
- Energía eléctrica cogenerada en horas punta, valle y llano.
- Energía eléctrica a comprar de la red.
- Energía eléctrica a vender a la red.

Para determinar todos estos valores se realiza previamente los balances de energía y masa, según criterios energéticos y exergéticos.

Una vez conocidos estos consumos y producciones, para calcular el costo total habrá que aplicar los costos unitarios correspondiente. En lo que respecta a la EE comprada, habrá que tener en cuenta:

- Tarifa.
- Coeficientes correctores por interrumpibilidad, discriminación horaria, factor de potencia.

En lo que respecta a la EE vendida a la red, habrá que considerar:

- Tarifa.
- Coeficientes correctores por discriminación horaria y por la clasificación de la energía entregada.

Para hacer una estimación de estos costos de la forma más exacta posible, teniendo presente las fluctuaciones que se producen en la demanda térmica y eléctrica, el medio más adecuado es la utilización de programas informáticos que permitan la simulación de la alternativa considerada, como es el caso del sistema inteligente que se propone.

6.3.5. Estimación de la inversión

Para cada alternativa se deberán obtener ofertas de los equipos y sistemas principales, o bien utilizar fórmulas de correlación que estén debidamente actualizadas. Para los capítulos menos importantes bastará con hacer estimaciones. Entre los componentes a considerar se encuentran:

- Grupo motor - alternador y sistemas auxiliares.
- Calderas de recuperación del calor residual para TG, calderas convencionales para TV.
- Sistemas y equipos de combustión auxiliar (postcombustión).
- Compresor de gas y sistemas auxiliares (en el caso de TG).
- Instalación eléctrica con transformación, protección, interconexión y cableado.
- Sistema de regulación.
- Instalación de gas, instrumentación y medida.
- Tuberías de agua, vapor y gases.
- Equipos complementarios para agua de alimentación, vapor y condensados.
- Obra civil.
- Proyecto y supervisión de obra.
- Montaje.

4.6. Análisis económico

Una instalación de cogeneración requiere en general una inversión importante. Es pues necesario realizar un análisis económico que facilite la toma de decisiones. Para que este análisis sea correcto será necesario aplicar un procedimiento sistemático que permita cuantificar adecuadamente los efectos económicos de los diversos factores implicados, tales como: inversión requerida, ahorros en su escalamiento y evolución en el tiempo, vida útil inflación e impuestos.

Para que el proyecto sea rentable, los ingresos totales obtenidos en la vida completa del proyecto han de superar, evidentemente, a los desembolsos totales. Como los ingresos se producen después de los desembolsos, para actuar con rigor hay que tener presente la influencia del tiempo sobre el valor del dinero.

El análisis económico está basado en la técnica de los flujos de tesorería actualizados (Discounted Cash-Flows). Como indicadores básicos de rentabilidad, se calculan el Valor Actualizado Neto (VAN) la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Tasa Externa de Retorno (TER) y el Tiempo de Retorno (Pay - Back) actualizado, TRA.

Estos indicadores se apoyan en supuestos diferentes y miden aspectos distintos de la inversión, por lo que son más bien complementarios que sustitutivos o alternativos. Así, el TIR se usa cada vez más como criterio principal de decisión debido a su facilidad de interpretación. No obstante, el VAN puede tener una conexión más directa con el objetivo financiero de la empresa y además de ser un criterio riguroso es muy flexible, ya que permite obtener rápidamente otros índices, como el TRA.

Es evidente la gran influencia que tienen los precios energéticos en estos índices, tanto las tarifas eléctricas como las de los combustibles utilizados. En general un proyecto de cogeneración es tanto más rentable cuanto más altas son las tarifas eléctricas y más bajas las del combustible.

El estudio de rentabilidad está basado en unos precios estimados a lo largo de un cierto número de años, tanto para la energía eléctrica como para los combustibles. Como estos precios pueden variar, resulta muy conveniente efectuar un **estudio de sensibilidad**, que contempla la variación de los parámetros siguientes:

- Precio de GN y de otros combustibles.
- Precio de la EE comprada.
- Precio de la EE exportada.
- Tasa de actualización.
- Inversión.

Así, mediante estos análisis se puede determinar el precio mínimo de la EE adquirida, o el precio máximo del combustible que anulan el interés por implantar un sistema de cogeneración.

4. MODELO DE OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE PLANTAS DE COGENERACION BASADO EN UN SISTEMA INTELIGENTE

1. INTRODUCCION

Una planta de producción de vapor y energía mecánica, que posteriormente se transforma en eléctrica, es un sistema en el que existen una serie de corrientes energéticas, en general con características muy variables. Las exigencias de producción a las que se ve sometida vienen definidas en términos de demandas de vapor, con diferentes niveles térmicos y de energía eléctrica.

Asimismo, en el caso que la fábrica necesite cierta cantidad de energía mecánica, la planta productora de energía puede suministrarla directamente, o transportarla en forma eléctrica y posteriormente transformarla con ayuda de un motor. Es evidente que el segundo sistema es energéticamente menos eficiente, pero necesario en la mayoría de los casos.

Es preciso hacer notar que en una planta de cogeneración existen dos tipos de demanda energéticas: las externas que son las requeridas por la fábrica y las demandas internas de vapor y energía mecánica o eléctrica, para ventiladores, sopladores, precalentadores, etc. y sin las cuales la planta no puede operar.

Básicamente las necesidades internas de la planta de energía dependen de una forma directa de la configuración, es decir, de la forma como se hayan interconectado los distintos equipos que la forman y por supuesto de sus características técnicas. En ese sentido se puede comprender la importancia que tiene una buena configuración de la planta de energía y sus futuras implicaciones en su rendimiento.

Habitualmente, se calcula el consumo interno previamente y antes de realizar el proyecto en detalle, siguiendo unas normas que bien podría decirse están dictadas por la experiencia y semejanza con otros proyectos.

En general, en una planta de producción eléctrica y térmica conjunta, para satisfacer las necesidades energéticas de una industria, la estructura de la planta energética y los equipos que la forman, es decir su configuración, puede ser planteada de una forma evidente, basándose única y exclusivamente en las necesidades de energía térmica y eléctrica exteriores, que debe satisfacer.

Como ejemplo de esto basta citar que la existencia de un generador de vapor trae consigo la necesidad de un desgasificador y el equipo de tratamiento y purificación del agua. Por supuesto es también necesaria la bomba de alimentación de agua y otros equipos auxiliares, como puede ser el ventilador para el soplado del aire, la bomba de alimentación del desgasificador, etc. También cabe introducir una cámara flash si se desea recuperar, dentro de lo posible, la energía de las purgas.

En definitiva, para ciertas demandas energéticas y una vez elegidos los equipos principales que deben satisfacerlas, la estructura o configuración del sistema "parece" que se encuentra bien definida, siempre dentro de límites aceptables.

Sin embargo hay ciertas cuestiones que todavía no han obtenido respuesta tales como las siguientes:

- Para un gran número de demandas de energía mecánica distribuidas en toda la planta y no concentradas en un mismo punto ¿Se debe utilizar motores o turbinas para satisfacerlas?

- Para satisfacer las demandas eléctricas, incluyendo electricidad para alumbrado, instrumentos, etc. ¿cuál es el tipo de equipo que se debe elegir?. Dicho de otro modo, ¿se debe utilizar un generador movido por una TG, por algún tipo de TV, por una combinación de ambos, o simplemente, basta con una toma de la red eléctrica exterior?.

- Y si ya se ha elegido, por ejemplo la turbina de vapor, ¿que tipo de turbina es la óptima para cada caso concreto?, ¿turbina de contrapresión, de extracción o de condensación?.

- Otra cuestión importante a contestar es cual debe ser el balance energético global de forma que se satisfaga las necesidades de energía mecánica y/o eléctrica y de vapor en sus diferentes niveles de presiones.

Desde el punto de vista del diseño del sistema, el problema que se plantea es el siguiente: Bajo unas necesidades energéticas, que es preciso cubrir, se debe diseñar un sistema cuya disposición y elección del tipo de generadores y motores sea capaz de satisfacer las exigencias que se le imponen.

Ahora bien, de la infinidad de las posibles alternativas, hay que buscar aquella en la que su costo total, suma del de operación y de amortización de los equipos, sea el menor posible, siempre satisfaciendo unos mínimos requisitos de seguridad y estabilidad del suministro.

Como resumen de todo lo anterior se puede decir que, en cualquier sistema de producción conjunta de energía térmica y eléctrica y/o mecánica, la elección del tipo de planta y de la configuración específica y sus condiciones de trabajo (parámetros de operación), no es una labor sencilla y evidente, siempre que se persiga un óptimo económico difícil de conseguir. En ello influye, desde la elección de los equipos principales, hasta la del último auxiliar.

Por ello se considera que para lograr el óptimo global del diseño o del funcionamiento de una planta de cogeneración, primero hay que conseguir el **óptimo paramétrico**, en el supuesto de que el **óptimo de configuración** ya ha sido definido. Sin embargo, para determinar el óptimo de configuración hay que conocer el óptimo paramétrico. En otras palabras, hay que atacar el problema tratando de conseguir simultáneamente tanto el óptimo global como el paramétrico, ya que los dos están íntimamente relacionados.

Para ello es imprescindible el desarrollo de un sistema inteligente que permita seguir y controlar la gran cantidad de variables y parámetros que el problema acarrea consigo. Más aún, desde la primera crisis energética, la filosofía en el diseño de plantas productoras de energía ha sido obligada a sufrir grandes cambios, sobre todo en plantas con grandes consumos energéticos.

A continuación en las partes 2, 3, 4 y 5 de este capítulo se hace un repaso teórico de los aspectos fundamentales en los cuales nos basamos para desarrollar el modelo de optimización y el sistema inteligente propósito de este trabajo de tesis. En el punto 6 se describe ampliamente el modelo de optimización que es usado por el sistema inteligente que se presenta en el Capítulo 5.

2. ASPECTOS TEORICOS DE INTELIGENCIA ARTIFICIAL

Actualmente, la computadora se encuentra prácticamente incorporada en la vida moderna en todas las organizaciones, fundamentalmente en el manejo de datos, comunicaciones, procesamiento de información y en los procesos de toma de decisiones. La computadora es muy rápida y precisa tanto para operar como para tomar decisiones, puede manipular y guardar muy fácilmente enormes cantidades de datos, así como recuperarlos, sin mucha dificultad, cuando se los necesita. También es exacta y fiable, puede mantener su desempeño durante mucho tiempo en el mismo nivel y ocuparse de numerosas cosas al mismo tiempo. Por eso, la computadora ha conseguido superar al hombre en cuanto a rapidez y confiabilidad de las operaciones matemáticas, en las tareas de rutina o en los razonamientos lógicos.

Sin embargo la computadora por si misma no tiene mucha inteligencia: todo lo que hace la máquina es seguir una sucesión ordenada de instrucciones, previamente programada, que le dice precisa y detalladamente qué hacer en cada momento. Si el algoritmo funciona exitosamente es porque los programadores tomaron en cuenta todas las posibilidades; si falla, es porque se olvidaron de alguna o sencillamente se equivocaron.

Lamentablemente la mayoría de los problemas no pueden encararse algorítmicamente o, si existe un algoritmo que ayude a resolverlos, puede ser lento, ineficaz, extenso o difícil de implementar. Por eso, la computadora es considerada demasiado rígida, estructurada y mecánica como para tener algo en común con la mente humana. El cerebro humano es impredecible, no puede describirse y todavía alberga gran parte de misterio. Es mucho más que una computadora: mientras ésta trabaja a partir de programas que alguien escribió y que están almacenados en su memoria; el cerebro puede organizar sus propios programas desde cero. Y así puede pensar, imaginar, crear, inventar, evaluar. En definitiva, la mente humana es libre. La estructura natural de cerebro le otorga una gran ventaja en la mayoría de las capacidades perceptivas, motrices y de adaptación para comprender la realidad y desenvolverse en la vida diaria, así como en las áreas relacionadas con el conocimiento de sentido común y la resolución de problemas intuitivos y creativos. Aunque más lento, falible y con mucha dificultad para recuperar la información; el cerebro es más versátil y adaptable, destacándose cuando enfrenta situaciones ambiguas y cuando hay que extraer datos relevantes de grandes cantidades de información. El cerebro humano es excelente para manipular el conocimiento; la computadora, por otra parte, es mejor para manejar datos.

Sin embargo actualmente a través de la Inteligencia Artificial ya se cuentan con técnicas suficientemente probadas que nos permiten dotar a la computadora de ciertas capacidades que emulen el funcionamiento del cerebro humano, de tal manera que es posible crear programas con inteligencia para que el mismo programa aprenda de su experiencia por generalización y abstracción, emulando la mente humana tanto como pueda, especialmente su habilidad para razonar y aprender en un ambiente de incertidumbre, imprecisión, incompletitud y verdad parcial, propios del mundo real.

De esta forma, es capaz de modelar y controlar una amplia variedad de sistemas complejos, constituyéndose como una herramienta efectiva y tolerante a fallas para tratar con los problemas de toma de decisiones en ambientes complejos, el razonamiento aproximado, la clasificación y comprensión de señales y el reconocimiento de patrones. Sus aplicaciones están relacionadas, entre otras, con el comercio, las finanzas, la medicina, la robótica y la automatización.

Podemos afirmar que la computadora que, hasta ahora, se la considera como una mera herramienta, adquirirá -de pronto- nuevas responsabilidades y se convertirá en un eficaz asistente personal. En un futuro no muy distante, el ser humano contará con máquinas capaces de interactuar con él de forma inteligente, fácil y efectiva, dotadas de emociones primitivas, reconocimiento de voz y de expresiones faciales y gestuales, procesamiento del lenguaje natural y cierta dosis de sentido común. Seguramente le abrirá, al ciudadano común, nuevos e insospechados horizontes para satisfacer su inagotable curiosidad científica y artística. Probablemente extenderá su competencia y su eficacia personal más amplia y rápidamente que cualquier otra tecnología. Tal vez le ayude a generar nuevas ideas, a presentar analogías sorprendentes y a distinguir pautas ocultas. Quizás le libere de algunas de sus limitaciones.

2.1. ¿Qué es la Inteligencia Artificial?

Hay una definición muy aceptada de inteligencia como "la capacidad para percibir, comprender y aprender acerca de nuevas situaciones". El cerebro humano está equipado con un enorme potencial para percibir, comprender y aprender. Si esta capacidad puede ser duplicada en una computadora, la computadora debe ser clasificada de acuerdo a la definición de inteligencia. La Inteligencia Artificial (IA) como disciplina de las ciencias computacionales, por ser relativamente nueva, acusa alguna imprecisión en su nombre existiendo varias definiciones formales. Estas definiciones las podemos agrupar en cuatro categorías [Russel y Norvig, 1995]:

(a) Sistemas que piensen como humanos:

"La interesante tarea de lograr que las computadoras piensen... *máquinas con mente*, en su amplio sentido literal" [Haugeland, 1985]

"La automatización de actividades que vinculamos con procesos de pensamiento humano, actividades tales como toma de decisiones, resolución de problemas, aprendizaje, etc." [Bellman, 1978]

(b) Sistemas que actúan como humanos:

"El arte de crear máquinas con capacidad de realizar funciones que realizadas por personas requieren de inteligencia" [Kurzweil, 1990]

"El estudio de cómo lograr que las computadoras realicen tareas que, por el momento, los humanos hacen mejor" [Rich y Knight, 1991]

(c) Sistemas que piensan racionalmente:

"El estudio de las facultades mentales mediante el uso de modelos computacionales" [Charniak y McDermott, 1985]

"El estudio de los cálculos que permiten percibir, razonar y actuar" [Winston, 1992]

(d) Sistemas que actúan racionalmente:

"Un campo de estudio que se enfoca a la explicación y emulación de la conducta inteligente en función de procesos computacionales" [Schalkoff, 1990]

"La rama de la ciencia de la computación que se ocupa de la automatización de la conducta inteligente" [Luger y Stubblefield, 1993]

Se puede observar en estas definiciones enfoques centrados en los humanos (eficiencia humana) y los centrados en la racionalidad (inteligencia ideal). El enfoque centrado en el comportamiento humano constituye una ciencia empírica, que entraña el empleo de hipótesis y de la confirmación mediante experimentos. El enfoque racionalista combina matemáticas e ingeniería.

En nuestro caso vamos a definir a la Inteligencia Artificial como **“la ciencia que se encarga del estudio del comportamiento inteligente”**. Según esta definición podemos extraer dos metas bien definidas de la Inteligencia Artificial; como ciencia, su meta es generar teorías que expliquen el comportamiento en seres que son naturalmente inteligentes (animales, hombre). Por otro lado, como ingeniería su meta es crear máquinas y sistemas con comportamiento inteligente, es decir que emule y/o simulen a los entes inteligentes

En la actualidad la Inteligencia Artificial abarca una enorme cantidad de subcampos, desde áreas de propósito general, como es el caso de la percepción y del razonamiento lógico, hasta tareas específicas, como el ajedrez, la demostración de teoremas matemáticos, la poesía y el diagnóstico de enfermedades. No es raro que los científicos de otros campos vayan gradualmente incursionando en la Inteligencia Artificial, un área que cuenta con herramientas y vocabularios que a estos científicos les facilitan sistematizar y automatizar todo el trabajo intelectual que les ha ocupado buena parte de sus vidas. Por otra parte, a aquellos que laboran en la Inteligencia Artificial se les ofrece la opción de aplicar su metodología en cualquier área que tenga que ver con las tareas del intelecto humano. En este último sentido, la Inteligencia Artificial es un campo genuinamente universal. En la Tabla 4.1 se muestran los diversos campos de la Inteligencia Artificial.

3. SISTEMAS INTELIGENTES

Un Sistema Inteligente es una herramienta informática con pericia y habilidad en la solución de problemas. Esto es, un sistema que posee:

- (1) conocimientos suficientes acerca de un dominio particular que le permite comprender los problemas que ocurran dentro de dicho dominio y
- (2) métodos de razonamiento y/o aprendizaje para manipular este conocimiento y resolver tales problemas en la misma forma en que lo haría un experto humano (gerente, ingeniero, operario, etc.).

En las Figura 4.1 y 4.2., se hace una comparación ideal de cómo trabaja un experto humano y de cómo trabajaría un sistema inteligente.

Los métodos de razonamiento se llevan a cabo a través de sistemas expertos (razonamiento simbólico), o con lógica difusa (razonamiento aproximado); mientras que los procesos de aprendizaje se pueden simular empleando redes neuronales (aprendizaje adaptativo), algoritmos genéticos (aprendizaje evolutivo) y razonamiento basado en casos (aprendizaje analógico).

Los dominios de aplicación son las áreas científico-tecnológicas donde se vienen desarrollando y aplicando sistemas inteligentes. Pueden ser la industria, medicina, ingeniería en general, educación, administración pública, servicios, etc.

Es conveniente establecer el tipo de problema, el cual puede ser de: diagnóstico e interpretación, diseño y configuración, monitoreo y control, síntesis, clasificación, secuenciación, optimización, pronóstico y predicción, simulación y optimización, planificación y programación, instrucción y entrenamiento, etc.

Es fundamental la identificación y limitación de la situación problemática que pueda ser resuelta a través de un sistema inteligente. Se establece variables y sus relaciones respectivas entre las mismas, tipo de datos, información y conocimiento que se debe manejar. Además se debe conocer ampliamente las posibles soluciones para diferentes situaciones o prever otras no conocidas, dando al sistema la posibilidad de aprender cosas nuevas. El problema puede requerir que la solución en tiempo real o fuera de línea.

Tabla 4.1 Campos de la Inteligencia Artificial

Sistemas Expertos	Son sistemas informáticos capaces de emular el comportamiento de un experto humano en un ámbito restringido y limitado de conocimiento. Pueden resolver con mucha facilidad ciertos problemas complejos que la mayoría de la gente no puede solucionar o lo hacen de forma ineficiente.
Lógica Difusa	Es una generalización de la lógica tradicional. Las variables no se toman como dos valores antagónicos, negativo-positivo, sino que hay una graduación: muy negativo, medio negativo, poco negativo, aproximadamente cero, poco positivo, medio positivo, muy positivo. Es una forma de razonamiento que permite incorporar a la máquina esquemas de razonamiento aproximado típicamente humanos.
Redes Neuronales	Son modelos computacionales que semejan el funcionamiento del cerebro humano. El procesamiento se realiza en forma paralela y distribuida mediante muchos procesadores conectados entre sí. Aprenden a reconocer patrones a través de un proceso de entrenamiento basado en varios ejemplos diferentes, incompletos y hasta contradictorios.
Algoritmos genéticos	Consisten en métodos generalizados de búsqueda, diseño y optimización que simulan el proceso natural de evolución. Su objetivo principal es el de evolucionar a partir de una población de soluciones para un determinado problema, intentando producir nuevas generaciones de soluciones que sean mejores que las anteriores. Se utilizan mucho en problemas complejos de optimización que poseen un gran número de parámetros.
Computación Evolutiva	Está inspirada en el mundo biológico y se aplica satisfactoriamente, por ejemplo, para problemas de optimización, programación automática y aprendizaje de máquinas. Desarrolla programas usando analogías de los procesos biológicos tales como la evolución y la selección natural. Los programas evolucionados han demostrado desempeñarse mejor que los programas desarrollados por seres humanos.
Programación Genética	Extiende los principios de los Algoritmos Genéticos para evolucionar programas informáticos. Así como la evolución conduce al predominio de los individuos más aptos para un ambiente dado, la programación genética conduce al predominio de los programas más aptos para la solución de un problema dado. Se utiliza una "población" donde los "individuos" son programas. Cada nueva generación se obtiene por la reproducción de los programas de mejor desempeño, con un pequeño factor de mutaciones aleatorias.
Sistemas Clasificadores	Utilizan Algoritmos Genéticos para obtener reglas de producción, que luego alimentarán a los Sistemas Expertos.
Teoría del Caos	Es un conjunto de técnicas para examinar y determinar relaciones altamente complejas entre datos que han sido inicialmente clasificados como al azar. Una característica de este tipo de datos es que una diferencia menor en las condiciones iniciales puede resultar en cambios dramáticos en los resultados en un período muy breve. El supuesto fundamental de la teoría del caos es que la unidad individual no importa; lo que importa son las simetrías recursivas entre los diferentes niveles del sistema.

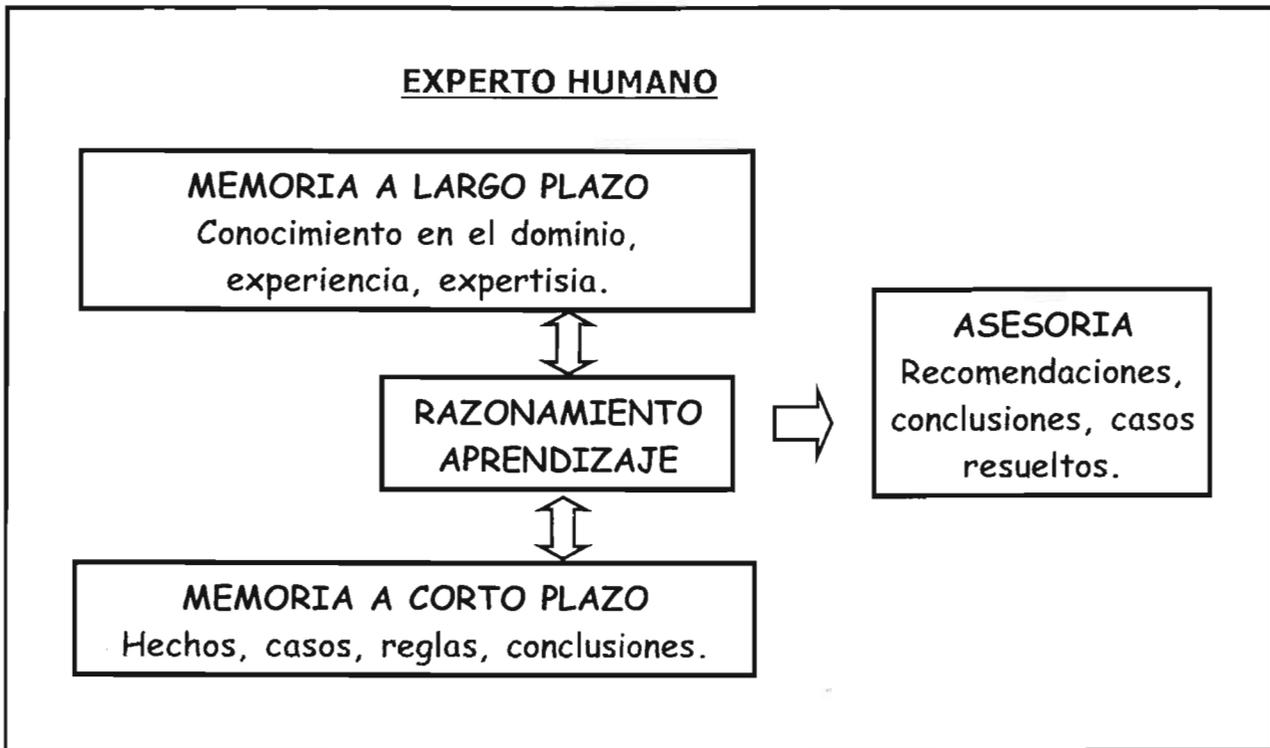


Figura 4.1. Modelo de trabajo de un Experto Humano

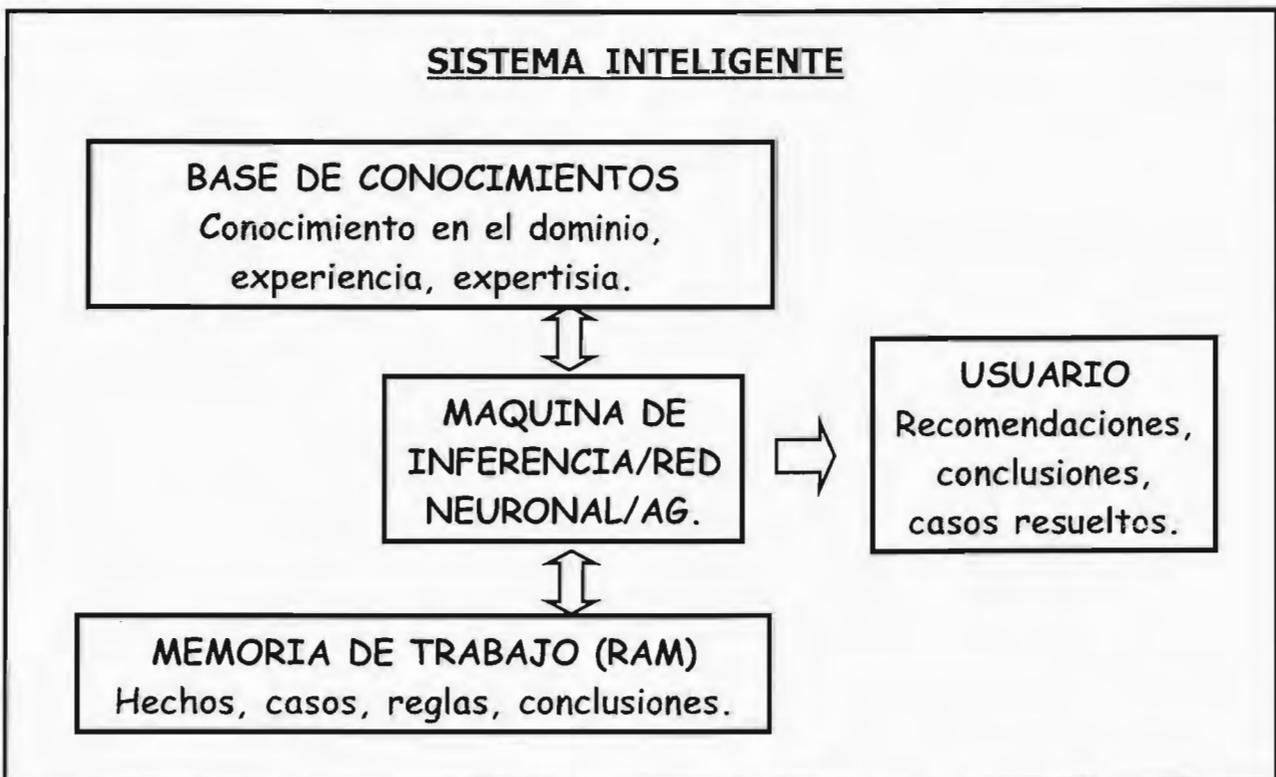


Figura 4.2. Modelo de trabajo de un Sistema Inteligente

3.1. Características generales de un Sistema Inteligente

- Un sistema inteligente incorpora conocimiento especializado extraído de la experiencia y experticia de expertos humanos.
- Un sistema inteligente proporciona un manejo total y coordinado de todas las tareas operacionales y corporativas dentro de una empresa.
- Un sistema inteligente permite incrementar la productividad, con los consecuentes beneficios en este mundo tan competitivo y escaso de recursos.
- Un sistema inteligente es una herramienta de software que permite transformar los datos operacionales y corporativos en información útil, de tal forma que así se pueden tomar las acciones correctas en los tiempos debidos.
- Continuamente supervisa la posible ocurrencia de problemas, antes de afectar adversamente el funcionamiento de la organización.
- Permite convertir los datos operacionales de la empresa en información útil, empleando para ello ciertos algoritmos de razonamiento y aprendizaje para analizar y relacionar tales datos.
- Permite diagnosticar la causa de un problema en tiempo-crítico y tomar las acciones correctas para la normalización de las funciones administrativas y organizacionales.
- Permite mantener las condiciones óptimas de funcionamiento y operación de una planta.
- Coordina las actividades, manejo de información y toma de decisiones respecto al funcionamiento de la empresa.
- Un sistema inteligente puede estar integrado a elementos de transferencia y conversión de información (PID, PLC, PI, etc.).
- Realiza un razonamiento similar al que haría un experto frente al problema.
- Puede operar con datos cualitativos además de cuantitativos.
- Puede razonar y sacar conclusiones a partir de datos incompletos, inciertos, o vagos.
- En algunos casos puede reaccionar de manera inmediata a como se presentan los problemas (en tiempo real), brindando respuestas en un tiempo prefijado.
- Puede interrumpir una línea de razonamiento para ocuparse de otra y quizá ser capaz de volver a su anterior línea si fuera necesario.
- Puede razonar sobre la variación temporal de los datos del problema.
- Puede revisar sus conclusiones ante la llegada de nuevos datos contradictorios con los antiguos.
- Ante la llegada de un nuevo dato, puede modificar el proceso de inferencia al que dio lugar el valor antiguo del dato.
- Un sistema inteligente tiene la capacidad de "aprender" sobre nuevas situaciones.
- Tiene la capacidad de comprobar que los datos provenientes de distintas fuentes son coherentes, y en caso contrario, escoger el más probable o el más verosímil.
- Tiene acceso a módulos escritos en otros lenguajes y puede comunicarse con otros problemas.
- Puede trabajar con estados distintos del problema, estudiando la evolución del mismo
- Tiene la posibilidad de operar en ambientes distribuidos.
- Puede restringir su razonamiento a una determinada área del problema, para acelerarlo (estructura modular y secuencial).

3.2. Tipos de sistemas inteligentes

La clasificación que se presenta a continuación obedece fundamentalmente a la primacía de la técnica de IA que se emplee.

- **Sistemas simbólicos:** son aquellos que tratan de emular o simular el razonamiento humano. Dentro de estos prácticamente se incluye el paradigma clásico de la IA, es decir los sistemas expertos.
- **Sistemas conexionistas:** se basan en las redes neuronales y tratan de modelar los procesos subconscientes y no concientes (visuales y auditivos). Trabajan a nivel subsimbólico y tratan de tomar modelos cognitivos para tratar de simularlos.
- **Sistemas Cognitivos:** Tratan de emular los procesos tal y como se desarrollan. Aquí encajan las labores de aprendizaje, instrucción, tutorío, y entrenamiento (sistemas de enseñanza-aprendizaje)

- **Sistemas evolutivos:** Cuando tratan de simular la evolución natural de las especies y problemas. A este grupo pertenecen los algoritmos genéticos.

3.3. Beneficios de los Sistemas Inteligentes

Los sistemas inteligentes pueden proporcionar beneficios importantes a los usuarios. Algunos beneficios potenciales son discutidos a continuación.

- **Incrementar el rendimiento y la productividad.** Incrementar la productividad implica producir más con menos recursos. Incrementar el rendimiento significa necesitar menos trabajadores y reducir costos.

- **Incrementar la calidad.** Los sistemas inteligentes pueden incrementar la calidad proporcionando un consejo consistente y reduciendo la tasa de error, tasa de rechazos y tasa de desperdicios.

- **Reducción de tiempos.** En todo tipo de aplicación el empleo de un sistema inteligente hace posible reducir tiempos significativamente. Con un sistema inteligente las decisiones se eligen y ejecutan más rápido.

- **Captura de experiencia escasa.** La escasez de experiencia viene a ser evidente en situaciones donde no existan muchos expertos para una determinada tarea, el experto este a punto de retirarse o dejar el trabajo o la experticia que se requiera tenga que ser usada en un territorio extenso.

- **Flexibilidad.** Los sistemas inteligentes pueden ofrecer flexibilidad en el campo de la manufactura o en el de producción de servicios.

- **Eliminación de la necesidad de adquirir equipos costosos.** En muchas situaciones, un experto humano podría realizar complejas tareas de monitoreo y control. En el caso que el experto no estuviera disponible, se requeriría la adquisición de equipo caro que realizaría las mismas funciones. Los sistemas inteligentes pueden realizar las mismas tareas con instrumentos de más bajo costo, porque puede realizar sondeos completos y rápidos de la información proporcionada por los instrumentos.

- **Operación en ambientes peligrosos.** Muchas tareas requieren humanos que deban operar en ambientes peligrosos. Los podrían evitar a los humanos tales ambientes. Los sistemas inteligentes podrían implementarse en conflictos militares extremadamente peligrosos o podrían a los trabajadores tratar con calor, humedad o ambientes tóxicos como en una planta nuclear que presenta mal funcionamiento.

- **Accesibilidad al conocimiento y ayuda a nivel de escritorio.** Los sistemas inteligentes hacen al conocimiento (y a la información) más accesible. La gente puede preguntar a los sistemas y recibir consejos. Un área de aplicabilidad son las ayudas de escritorio que actúan a la vez como soporte técnico.

- **Confiabilidad.** Los sistemas inteligentes son confiables. Ellos no se aburren o se cansan, no se enferman o hacen huelgas. Los sistemas inteligentes consistentemente ponen atención a todos los detalles y no pasan por alto información relevante ni soluciones potenciales.

- **Incrementar las capacidades de otros equipos computarizados.** La integración de sistemas inteligentes con otros sistemas hace a estos más efectivos y los hace proporcionar resultados de más alta calidad.

- **Integración de las opiniones de varios expertos.** En ciertos casos, el sistema inteligente nos fuerza a integrar las opiniones de varios expertos y esto podría incrementar la calidad de las conclusiones o consejos.

- **Habilidad para trabajar con información incompleta o desconocida.** A diferencia de los sistemas de cómputo convencionales, los sistemas inteligentes pueden, como los expertos humanos trabajar con información incompleta. El usuario puede responder con un "no se" o un "no estoy seguro de la respuesta" en una o más preguntas (por supuesto, no todas) que el sistema inteligente haga durante una consulta y el sistemas inteligentes deberá todavía capaz de proporcionar una conclusión aunque con cierto grado de incertidumbre. Los sistemas inteligentes pueden trabajar con probabilidades.

- **Proporcionar entrenamiento.** Los sistemas inteligentes proporcionan entrenamiento. Principiantes que trabajan con sistemas inteligentes son hacen cada vez más experimentados. La herramienta de explicación puede también servir como dispositivo de entrenamiento.

- **Mejoramiento de la solución de problemas.** El mejoramiento del proceso de solución de un problema es posible en un sistema inteligente ya que incluye los elementos de juicio de las personas más expertas dentro del análisis.

- **Habilidad para resolver problemas complejos.** Los sistemas inteligentes podrán algún día resolver problemas cuya complejidad rebasa la habilidad humana. Algunos sistemas inteligentes ya que son capaces de resolver problemas donde el ámbito de conocimiento excede por mucho el de un individuo. Sin embargo, estos problemas tienen un dominio bastante restringido.

- **Transferencia del conocimiento a lugares remotos.** Uno de los grandes potenciales de los sistemas inteligentes es que es fácil de transferir el conocimiento a través de las fronteras internacionales. Esto podría ser muy importante para ayudar al desarrollo de países que no pueden pagar por el conocimiento poseído por expertos humanos.

4. SISTEMAS EXPERTOS

Ya se ha comentado que la Inteligencia Artificial es un campo relativamente nuevo de las ciencias de la computación concerniente al diseño de sistemas computarizados que exhiben alguna forma de inteligencia. Esto es, sistemas que poseen algunas de las características que nosotros asociamos con la inteligencia en el comportamiento humano.

El área de Pericia Artificial o Sistemas Expertos a resultado ser una de las áreas más exitosas y útiles de la Inteligencia Artificial. Una de las principales razones que ha garantizado este éxito es el hecho de que no es un área restringida de la Inteligencia Artificial, como muchos han pensado. Lejos de esto, los Sistemas Expertos extienden y elaboran los principios y procedimientos básicos que caracterizan la gran mayoría de las restantes áreas de la Inteligencia Artificial.

Los Sistemas Expertos fueron desarrollados por primera vez durante las décadas de los sesenta y los setenta, logrando en muy pocos años traspasar la frontera de los laboratorios y la experimentación para demostrar su efectividad en un gran número de dominios de problemas.

Cualquier dominio de aplicación que requiera de la pericia humana para la solución de problemas se convierte, de hecho, en un escenario probable para la aplicación exitosa de los Sistemas Expertos. Entre estos dominios de aplicación se incluyen la medicina, la biología, la química, la geología, la geofísica, la meteorología, la ingeniería, las operaciones bancarias y financieras, la aeronáutica, las operaciones militares y muchos más.

Diferentes definiciones de Sistemas Expertos han sido propuestas hasta la fecha en la literatura de la Inteligencia Artificial. Sin embargo, a pesar de los diferentes enfoques y caracterizaciones utilizados en éstas, una base o fundamento común puede ser extraído de todas ellas: **un Sistema Experto es un sistema con pericia en la solución de problemas. Esto es, un sistema que posee conocimientos acerca de un dominio particular, comprensión de problemas del dominio y métodos de inferencia o razonamiento para manipular este conocimiento y resolver los problemas en la misma forma en que lo haría un experto humano.**

¿Qué es un sistema basado en el conocimiento?

Es un programa de computadora que usa el conocimiento de un dominio de aplicación y métodos de inferencia, como elemento principal de solución de problemas. El conocimiento puede ser heurístico o técnico. El conocimiento técnico es el que está basado en principios científicos y técnicos, conocimientos de ingeniería, matemáticas, etc. Ejemplos: Balances de materia y energía, programación lineal, etc. El conocimiento heurístico está basado en la experiencia.

¿Qué es un Sistema Experto?

Programa de computadora que emula el proceso de razonamiento de un experto para resolver problemas complicados en un dominio específico mediante el uso de su conocimiento. El conocimiento puede ser heurístico o técnico y es adquirido de un experto humano. En realidad un sistema experto es un tipo de Sistema Basado en el Conocimiento, con la particularidad de que todo o parte de este conocimiento es adquirido de la experiencia particular de un experto humano.

Entendemos por experto humano a la persona que tiene conocimientos profundos de un cierto tema, generalmente muy específico, además de tener experiencia en resolver problemas relacionados con el tema de su especialización. Por ejemplo: un médico experto en diagnosticar enfermedades, un químico especialista en diseñar catalizadores, un ingeniero civil experto en diseñar puentes, un ingeniero mecánico, experto en detectar fallas en un automóvil, un geólogo experto en localizar un mineral en una determinada zona geográfica, etc.

4.1. Estructura de un Sistema Experto

En la figura 4.3 se muestran los componentes generales de un sistema experto. La base de conocimientos; el mecanismo de inferencia y la interfaz de usuario (entrada/salida) se encuentran en todo Sistema Experto, mientras que el módulo de explicaciones y de interfaces especiales (bases de datos y programas externos) pudiesen no estar presentes en alguno de ellos. Actualmente se está considerando un módulo de aprendizaje, con el fin brindar conocimiento dinámico al sistema experto.

La base de conocimientos.

La base de conocimientos contiene reglas, hechos e información acerca de un dominio especializado de conocimientos. Este conocimiento es utilizado por el mecanismo de inferencia para formular hipótesis y para obtener conclusiones.

Muchos autores identifican a la base de conocimientos como una base estática, debido a que el conocimiento contenido no se modifica ni se actualiza durante los procesos de solución de problemas, a menos que el Sistema Experto posea un módulo de aprendizaje incorporado.

La cantidad y la calidad de los conocimientos contenidos en la base de conocimientos determinan en primer lugar la bondad del Sistema Experto en la solución de problemas del dominio.

Una buena base de conocimientos debe ser exhaustiva y consistente. La "**exhaustividad**" significa "**completitud**". Es decir; que todas las reglas y los hechos necesarios para solucionar cualquier problema del dominio se encuentren incorporados en la base de conocimientos. La consistencia se refiere a que dicha base de esté libre de reglas contradictorias, redundantes o innecesarias.

El motor de inferencia

Como ya se explicó, los procesos de inferencia en los Sistemas Expertos se llevan a cabo a través de encadenamientos de reglas, en dirección **forward** o **backward**, o como resultado de una combinación de éstos (**razonamiento híbrido**).

Para realizar las inferencias, el mecanismo correspondiente utiliza información dinámica y conocimiento estático. La información dinámica corresponde a los datos de entrada que fueron inicialmente aportados por el usuario (hechos conocidos) y a las respuestas que éste proporciona a preguntas formuladas por el sistema experto. El conocimiento estático es el contenido en la base de conocimientos, y es utilizado por el mecanismo de inferencia para formular hipótesis o arribar a conclusiones acerca del caso o la situación actual.

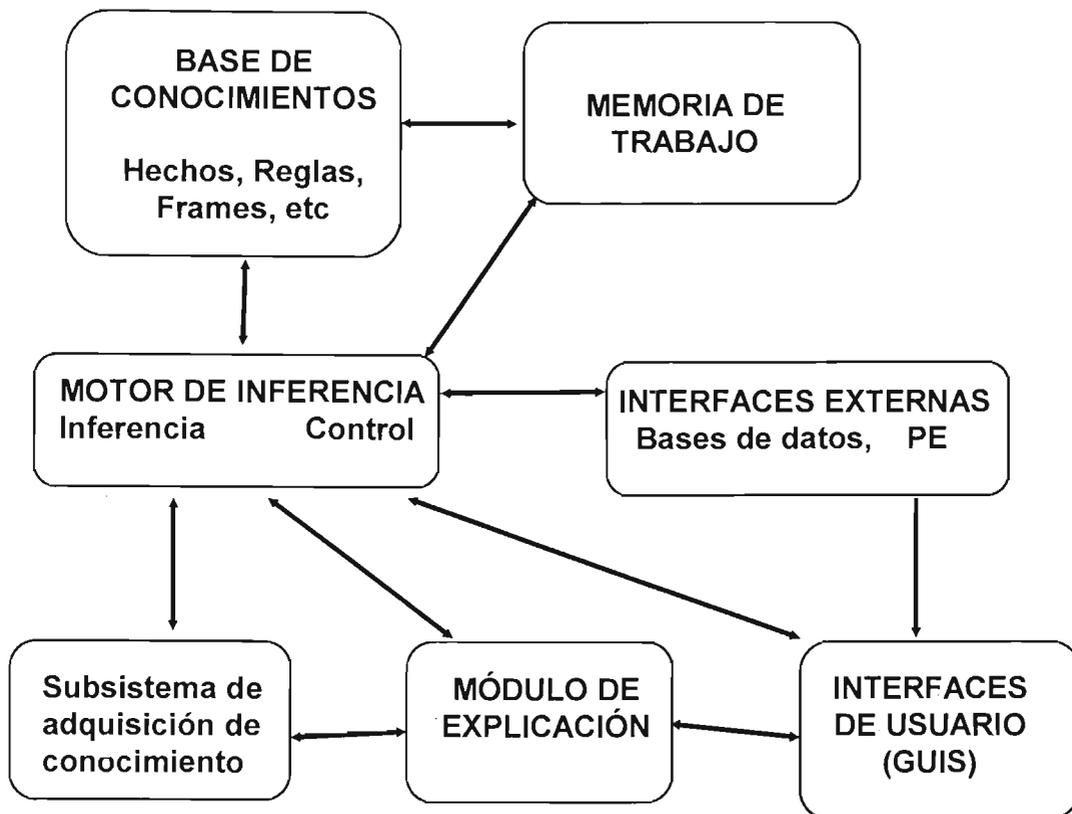


Figura 4.3: Estructura de un Sistema Experto

Toda la información aportada por el usuario es almacenada como hechos en una *memoria de trabajo*. Durante el proceso de inferencia las reglas contenidas en la base de conocimiento son comparadas con el contenido de la memoria de trabajo.

Cuando más de una regla ha logrado satisfacer sus condiciones, se realiza un proceso de selección (generalmente utilizando criterios heurísticos) mediante el cual se determina la regla que será ejecutada.

Una vez hecho esto, su acción o sucedente pasa a formar parte de los hechos almacenados en la memoria de trabajo. Esto origina la formación de nuevas configuraciones de hechos, cuyas condiciones pudieran ser satisfechas por otras reglas de la base de conocimientos.

De esta forma, el proceso continúa recursivamente hasta que ya no sea posible encontrar nuevas reglas que se disparen, o hasta que se haya obtenido la solución al problema.

La memoria de trabajo

La memoria de trabajo también conocida como base dinámica, es un "*almacén*" temporal de información dinámica. En ésta es almacenada, en forma de hechos, toda la información brindada por el usuario al sistema (datos iniciales y respuestas a preguntas formuladas), así como las conclusiones de todas las reglas "disparadas" en el transcurso del proceso de inferencias.

Cuando el proceso de solución de un problema particular ha concluido, el contenido de la memoria de trabajo es removido o eliminado, de forma tal que esta memoria quede "limpia" antes de iniciar la solución de otro problema.

La interfaz de usuario: Interfaces de entrada/salida

La interfaz de entrada/salida permite la comunicación entre el usuario y el sistema. A través de ésta el usuario ofrece datos iniciales al sistema o responde a preguntas formuladas por éste. La gran mayoría de las interfaces de comunicación conocidas establecen la comunicación usuario-sistema mediante simples menús de selección o utilizando lenguajes restringidos, los cuales son aproximaciones cercanas al lenguaje cotidiano.

El módulo de explicación

El módulo de explicaciones proporciona al usuario explicaciones acerca del proceso de inferencias, cuando éstas son solicitadas. Las explicaciones ofrecidas al usuario responden a la formulación de las siguientes preguntas:

- * ¿Cómo se alcanzó una hipótesis o conclusión?
- * ¿Por qué se requiere cierta información?

Para responder a la primera de estas preguntas, el módulo de explicaciones exhibe al usuario, en una forma que resulte de fácil comprensión, la cadena de reglas disparada durante el proceso de inferencias. De esta manera, el usuario puede apreciar la línea de razonamiento seguida por el sistema para arribar a la conclusión.

La respuesta del módulo de explicaciones a la pregunta ¿por qué? consiste en explicar al usuario el papel que juega la información solicitada en la consecución de algún paso necesario dentro del proceso de razonamiento.

De esta forma, a través del módulo de explicaciones el usuario puede seguir muy de cerca el proceso de inferencias llevado a cabo durante la solución de un problema.

El módulo de aprendizaje.

La función del módulo de aprendizaje es contribuir en la construcción y el refinamiento de la base de conocimientos. Es decir, si un Sistema Experto posee un módulo de aprendizaje, éste faculta al sistema para adquirir nuevos conocimientos (nuevas reglas) y para refinar el conocimiento existente en su base. El módulo de aprendizaje no es un componente común de los Sistemas Expertos. De hecho, son pocos los Sistemas Expertos conocidos que poseen esta habilidad.

4.2. Funcionalidad de un Sistema Experto

Un Sistema Experto es en general un programa complejo y multiforme, que presenta diferentes funcionalidades:

- La resolución de un problema planteado, asegurada por uno o varios motores de inferencias que manipulan una o varias bases de conocimiento.
- La adquisición, la modificación y la actualización del conocimiento, funciones que utiliza el ingeniero de conocimiento para la codificación de la habilidad humana en la formalización adecuada en las fases de ajuste inicial y de mantenimiento ulterior.
- La explicación del camino que utiliza el Sistema Experto para resolver el problema planteado. Esto es importante en el momento de la puesta a punto del sistema, o durante su utilización, en el caso de un Sistema Experto destinado a la capacitación.

- La conexión con sistemas exteriores: programas encargados de efectuar ciertas tareas por pedido del Sistema Experto, bases de datos que proporcionan algunos hechos necesarios para el razonamiento, etc.

- La interfaz con el usuario final, y, si ha lugar, con el proceso físico controlado por el Sistema Experto. Esta funcionalidad es esencial para la buena explotación del sistema y reviste formas muy diferentes: conexión con receptores que obtienen datos sobre los parámetros de un proceso (presión, temperatura, niveles, etc.), visualización gráfica, utilización del lenguaje natural, etc.

4.3. Características generales de los Sistemas Expertos

- Para llevar a cabo los procesos de solución de problemas, los sistemas expertos utilizan conocimientos específicos del dominio y métodos heurísticos (plausibles), más que tablas y algoritmos.

- Los sistemas expertos utilizan representaciones simbólicas del conocimiento (reglas de inferencia, redes semánticas, marcos o frames, guiones, objetos) y ejecutan los procesos de inferencia a través de computaciones simbólicas (excepto los sistemas expertos conexionistas o basados en redes neuronales).

- Los sistemas expertos poseen métodos para explicar cómo se alcanzó una solución a un problema particular y por qué determinada información ha sido requerida durante el proceso de solución.

- Durante los procesos de razonamiento los sistemas expertos pueden utilizar conocimientos acerca de ellos mismos (metaconocimiento). Esto es, utilizar las capacidades y limitaciones que poseen para enfrentar la solución de un problema en particular.

- Un sistema experto es una colección de reglas y ciertos aspectos de conocimiento humano, y tiene la capacidad para resolver problemas muy difíciles, tan bien o mejor que un experto humano.

- En esencia un sistema experto se compone de: Sistema de Control, Motor de inferencia y Base de Conocimientos.

- El conocimiento puede ser cierto totalmente, probabilístico, incierto, vago o difuso, e incompleto. Además tienen la capacidad para funcionar con datos erróneos y reglas imprecisas.

- Según su acción temporal a los problemas, pueden existir sistemas expertos estáticos o dinámicos. Un sistema experto dinámico tiene un módulo de aprendizaje.

- Para cubrir los aspectos de representación de conocimiento en un proceso industrial, un sistema experto debe incluir: razonamiento temporal, modelos dinámicos, representación de conocimiento orientada a objetos, conectividad de objetos, conocimiento genérico, conocimiento procedural, objetos transitorios, relaciones dinámicas, etc.

- Interactúan eficazmente y en lenguaje natural con las personas usuarias.

- Pueden manipular expresiones simbólicas y razonar sobre ellas.

- Pueden abarcar en sus análisis múltiples hipótesis alternativas.

4.4. ¿Cuándo es apropiado un Sistema Experto?

Determinar cuando es necesario aplicar un sistema experto, es relativamente difícil, sin embargo podemos considerar los siguientes criterios para ello:

- La solución del problema requiera la manipulación de símbolos.

- La solución al problema requiere de soluciones heurísticas, las cuales están Disponibles.

- La solución al problema tiene un grado de complejidad apropiado.

- El problema tiene un comportamiento más o menos estático.

- El dominio del problema es específico, no muy general y la solución es útil.

- La solución al problema es administrable.

- Hay una estrategia corporativa y deseos de aceptar cambios.

- Se cuenta con la experiencia en ingeniería del conocimiento y de programación.

A pesar de que cualquier problema se ajusta a ser resuelto a través de un sistema experto, no siempre conviene hacerlo, ya sea por tiempo, costo, o por tecnología.

4.5. El elemento humano en los Sistemas Expertos

Al menos tres humanos, y posiblemente más, participan en el desarrollo y uso de un Sistema Experto. Como mínimo existen un experto, un ingeniero del conocimiento y un usuario. Cada uno tiene una función específica.

El experto

El experto, es una persona que tiene el conocimiento especial, juicio, experiencia y métodos que dan la habilidad para dar un consejo y resolver problemas. Es el dominio del trabajo del experto el que proporciona el conocimiento sobre el cual el Sistema Experto será construido. El experto conoce cuales son los hechos importantes y entiende el significado de las relaciones entre estos hechos. Usualmente, el cuerpo inicial de conocimiento, incluyendo términos y conceptos básicos, está documentado en libros de texto, manuales de referencia, revistas o catalogo de productos. Sin embargo, esto no es suficiente para darle poderío al Sistema Experto. No toda la experiencia puede ser documentada porque muchos expertos están indecisos acerca del proceso mental por el cual ellos dieron un diagnóstico o como ellos resolvieron un problema.

Por lo tanto se requiere de un proceso interactivo para adquirir conocimiento adicional del experto para expandir la base de conocimientos. Este proceso es casi siempre complejo y usualmente requiere la intervención del ingeniero del conocimiento.

El ingeniero del conocimiento

El ingeniero del conocimiento ayuda al experto a estructurar el área del problema, interpretando e integrando respuestas de humanos en preguntas, estableciendo analogías, planteando contraejemplos y remarcando dificultades conceptuales. El ingeniero del conocimiento es, por lo general el desarrollador del sistema. La falta de experiencia del ingeniero del conocimiento en la forma de representar el conocimiento, constituye el problema principal a superar en la construcción de un Sistema Experto.

El usuario

Los Sistemas Expertos tienen muchos tipos de usuarios:

- * Un cliente inexperto que busca un consejo directo. En tal caso el Sistema Experto actúa como un consejero o consultor.
- * Un estudiante que quiere aprender. En tal caso el Sistema Experto como instructor.
- * Un constructor de Sistema Experto que quiere mejorar o incrementar la base de conocimientos. En esta situación el SE actúa como socio.
- * Un consultor que desea tomar decisiones rápidas.
- * Un experto. En cuyo caso el Sistema Experto actúa como colega.

Por ejemplo, un Sistema Experto puede proporcionar una "segunda opinión", así el experto puede validar su juicio. Un experto puede usar el sistema como un asistente para llevar a cabo análisis rutinarios o cálculos o para buscar una información clasificada. Las capacidades de los Sistema Experto fueron desarrollados para ahorrar tiempo y esfuerzo. A diferencia de los sistemas de cómputo tradicionales, los Sistema Experto proporcionan respuestas directas a preguntas y no únicamente información y soporte.

5. ALGORITMOS GENETICOS

Un algoritmo genético resuelve problemas de optimización usando el concepto de evolución de Darwin y se considera una técnica de búsqueda probabilística y optimización global. Fue propuesto por John Holland en los 1970's [Holland, 1975]. Podemos aplicar algoritmos genéticos (AG) cuando no estamos muy seguros de como resolver un problema que tiene un gran espacio de búsqueda. Un GA es capaz de operar con dominios que tradicionalmente son difíciles de optimizar, como por ejemplo, dominios discontinuos, multimodales y ruidosos.

En los algoritmos genéticos clásicos [Golberg, 1989], el conocimiento del sistema se equipara a una especie de seres vivos, capaz de evolucionar para adaptarse a un entorno concreto. El proceso de evolución a través del tiempo genera especies mejor adaptadas a su ambiente. Aunado a la evolución se presenta un proceso de selección natural, el cual sirve para optimizar la adaptación de un ser vivo a su medio ambiente generación tras generación.

Los algoritmos genéticos aplican la misma idea a problemas donde la solución puede ser expresada como un individuo y el problema es maximizar la adaptación de las soluciones (individuos) a las condiciones dinámicas del problema. Esta adaptación se mide a partir de las tasas de aciertos y fallos (actuaciones adecuadas o improproductivas) de los individuos.

Al igual que en la evolución de una especie natural, cuando se produce una variación del entorno, sólo los que se adaptan a esa variación sobreviven, mientras que los que no pueden adaptarse son eliminados. A lo largo del tiempo van naciendo nuevos individuos que pasan a formar parte de la comunidad, con características genéticas que les hacen parecerse a sus padres y permiten que la especie se mantenga. En alguna ocasión se producirán mutaciones, variaciones del código genético, que pueden producir individuos más o menos adaptados al entorno. En el primer caso, estos individuos serán semilla para una mejora de la especie, siendo progenitores de nuevos individuos. En el segundo caso, su incapacidad para adaptarse se les llevara a la desaparición, antes de que puedan tener descendencia.

El primer trabajo sobre algoritmos genéticos data de finales de los 50s cuando los biólogos y los expertos en ciencias computacionales trabajan juntos para modelar algunos de los mecanismos genéticos. Un poco después a principios de los 60s, John Holland y sus colegas de la Universidad de Michigan aplicaron este trabajo sobre modelos genéticos computarizados-cromosomas, genes, aleles, funciones de ajuste- para optimizar un rango grande de funciones. En 1967 uno de los estudiantes de Holland, J.D.Bagley estableció el término de algoritmos genéticos en su tesis de graduación para describir la técnica de optimización. Sin embargo los investigadores estuvieron inconformes con los algoritmos genéticos por su dependencia con las elecciones aleatorias; estas elecciones parecían arbitrarias e impredecibles. En 1970 John Holland estableció fundamentos teóricos sólidos para esta técnica. Su teoría de Schemata daba una idea de cómo trabajan los algoritmos genéticos.

Una definición bastante completa de un algoritmo genético es la propuesta por John Koza: "Es un algoritmo matemático altamente paralelo que transforma un conjunto de objetos matemáticos individuales con respecto al tiempo usando operaciones modeladas de acuerdo al principio Darwiniano de reproducción y supervivencia del más apto, y tras haberse presentado de forma natural una serie de operaciones genéticas de entre las que destaca la recombinación sexual. Cada uno de estos objetos matemáticos suele ser una cadena de caracteres (letras o números) de longitud fija que se ajusta al modelo de las cadenas de cromosomas, y se les asocia con una cierta función matemática que refleja su aptitud " [Koza J., 1992].

Actualmente a la familia de técnicas para la solución de problemas que se basan en algún paradigma biológico natural de siguiendo la estrategia "solamente los más aptos sobreviven" se les conoce como "Computación Evolutiva", tal como se ilustra en la Figura 4.4 [Schwefel, 1994].

La computación evolutiva, también conocida como Algoritmos evolutivos, es un término que engloba a un conjunto de técnicas de solución de problemas que emplean la evolución natural como el mecanismo de implementación. Los Algoritmos Genéticos usan cromosomas o genotipos de una longitud fija que codifica la constitución genética de un organismo.

Otros términos usado en el fenotipo, el cual es usado para referirse a la apariencia física del organismo. Cada cromosoma representa una solución al problema, la cual es evaluada a través de una aptitud, con las mejores soluciones (los individuos más aptos), se transfieren los genes pasamos a otra generación siguiente.

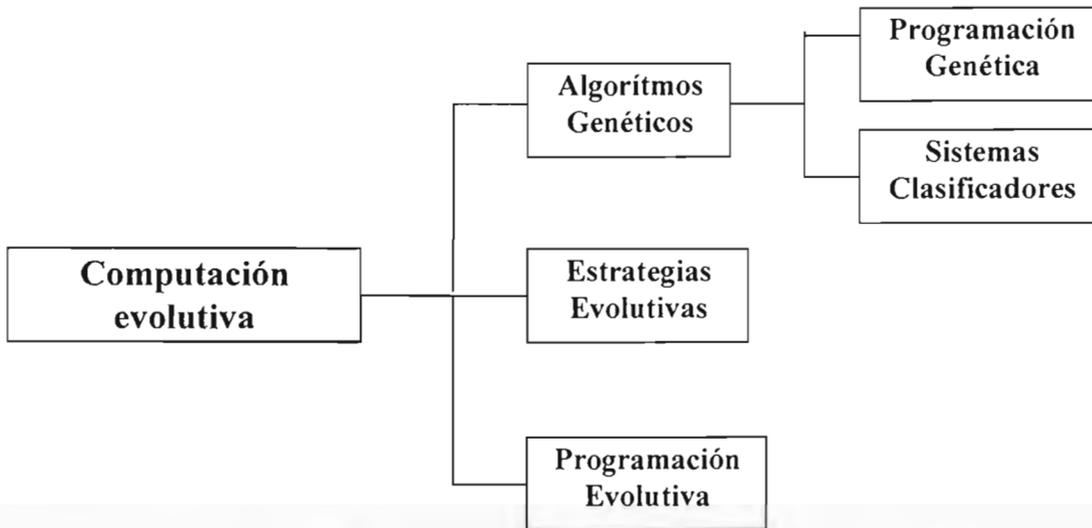


Figura 4.4: Computación evolutiva

5.1. Optimización con algoritmos genéticos

La optimización es una de las áreas iniciales de trabajo de los algoritmos genéticos, en la que se han obtenido muy buenos resultados. La ventaja fundamental que presentan frente a métodos analíticos de optimización, es la no necesidad de que las funciones a optimizar cumplan determinados requisitos habituales. Los algoritmos genéticos permiten optimizar funciones definidas en un intervalo, aunque sean discontinuas y no derivables, lo que constituyen características difíciles de manejar por medios tradicionales.

La evolución y selección natural a través del tiempo generan especies mejor adaptadas a su ambiente. Precisamente estos procesos sirven para optimizar la adaptación de un ser vivo a su medio ambiente generación tras generación. Los algoritmos genéticos aplican la misma idea a problemas donde la solución puede ser expresada como un individuo y el problema es maximizar la adaptación de los individuos. Así como en la evolución natural, los algoritmos genéticos proceden teniendo individuos mejor adaptados para que estos propaguen su material genético para tener mejores generaciones de individuos. Los individuos menos adaptados –y su material genético- no sobreviven. Aunque puede existir la probabilidad de que no sea así. La selección natural sirve para propagar el material genético de los individuos mejor adaptados.

La idea es codificar cada punto del dominio sobre el que se establece la función a optimizar, mediante una cadena de caracteres binarios a las que se le asocia un valor de aptitud o fuerza correspondiente al valor a optimizar (el resultado de la función). Lo que buscamos es aquel individuo que nos maximice la aptitud, o lo que es lo mismo, la función objetivo. Observe que cada individuo constituye una solución a la función de optimización.

La **función de aptitud** no es más que la función objetivo de nuestro problema de optimización. El algoritmo genético únicamente maximiza, pero la minimización puede realizarse fácilmente utilizando el recíproco de la función maximizante (debe cuidarse, por supuesto, que el recíproco de la función no genere una división por cero).

Una característica que debe tener esta función es que tiene ser capaz de "castigar" a las malas soluciones, y de "premiar" a las buenas, de forma que sean estas últimas las que se propaguen con mayor rapidez.

El proceso general de optimización con un algoritmo genético es como sigue. El proceso se inicia generando una población aleatoria de individuos (soluciones), evaluamos sus aptitudes y damos comienzo al ciclo normal de funcionamiento: generación de nuevos individuos mediante la aplicación de operadores genéticos y luego efectuar una nueva evaluación de la última población resultante de aplicar los procesos genéticos.

La ventaja fundamental de este planteamiento es el tratamiento paralelo que hacemos de la información, ya que manejamos un número de posibles soluciones igual a número de individuos de nuestra población. Los algoritmos genéticos enfocan la búsqueda hacia las mejores soluciones, intentando encontrar el punto óptimo, es decir la solución más apropiada para determinado escenario.

En general las etapas generales para aplicar Algoritmos genéticos a la optimización son las siguientes (ver Figura 4.5):

1. Primero crear una población inicial de posibles genotipos
2. Evaluar cada genotipo aplicando una función de aptitud
3. Seleccionar los genotipos más aptos o promisorios
4. Buscar nuevos genotipos intercambiando material genético entre los genotipos existentes
5. Comprobar una condición de finalización. Si esta condición no ha sido alcanzada, regresar al paso 2, empleando para ello los últimos genotipos generados. La repetición de cada ciclo se llama una generación.

1. Población Inicial

En primer lugar se debe decidir como codificar cada solución del problema. Cada código representa un cromosoma o genotipo que consiste de un número finito de genes. Como se verá más adelante, en nuestro caso hemos desarrollado una función para generar la población inicial. El tamaño de población debe ser relativamente pequeña en las fases de prueba, menor que 500 genotipos. Una vez que el sistema madura, la población puede ser extendida, tanto como sea posible, limitándose solo por los recursos de cómputo y tiempo. Mientras más grande es la población, hay más posibilidades de encontrar la mejor solución al problema.

La población inicial debe ser diversa, ya que estos genotipos serán combinados para crear nuevas soluciones que no necesariamente existen en la población inicial. Una de las ventajas de los Algoritmos genéticos es que ellos pueden investigar nuevas soluciones que los humanos no tienen tiempo de pensar o generar. La población inicial es generada aleatoriamente, aunque para mejorar el inicio del proceso de un Algoritmo Genético población inicial puede ser obtenida heurísticamente. Un mejor inicio permite que el algoritmo genético converger más rápido y encuentre una buena solución.

2. Evaluación

El propósito de esta etapa es evaluar la aptitud de todos los genotipos presentes en la población. Esta etapa es típicamente la más difícil y computacionalmente la más costosa, ya que la función de aptitud debe ser aplicada a cada miembro de la población.

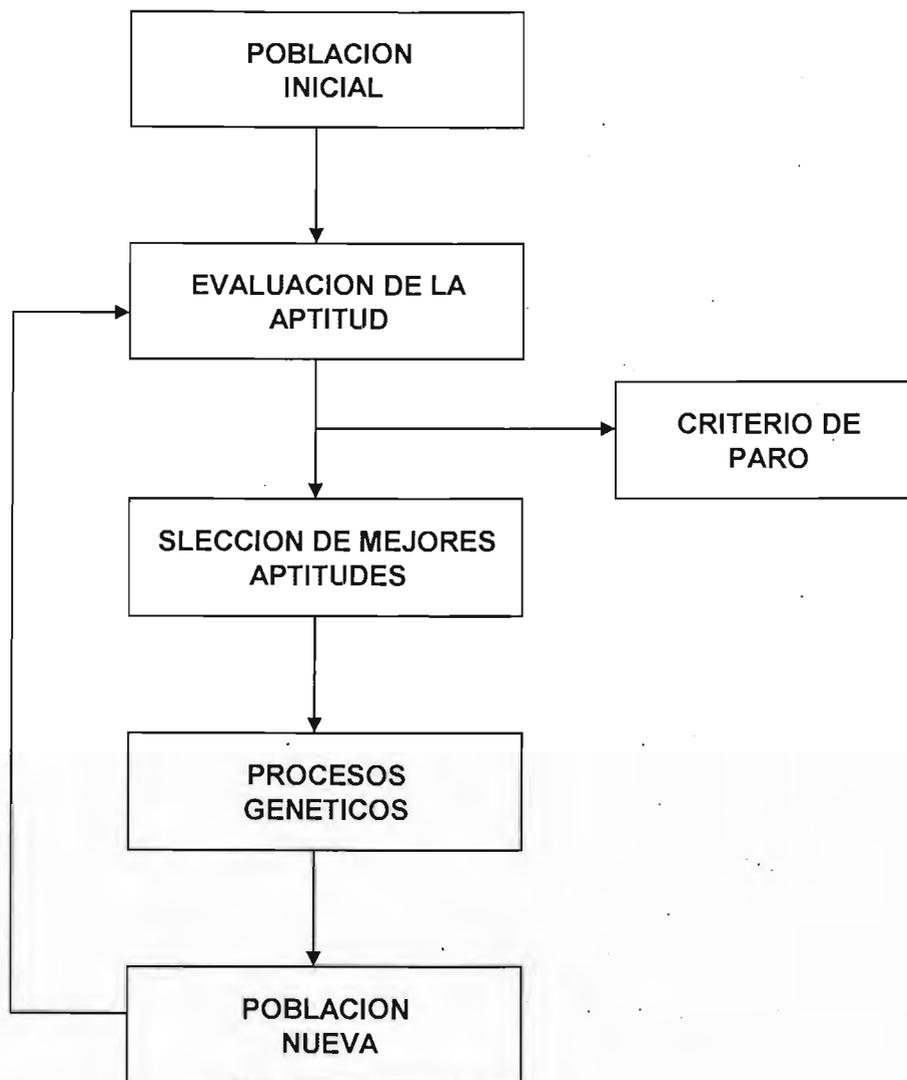


Figura 4.5: Funcionamiento de un Algoritmo Genético

Dependiendo del dominio, algunas veces es difícil crear una efectiva función de aptitud. Una alternativa es computar parcialmente la aptitud, lo que requiere que el usuario finalice la evaluación de los genotipos potencialmente promisorios. Esto puede ser útil para esas situaciones donde la función de aptitud no puede ser codificada explícitamente y requiere entrada humana para una evaluación correcta.

La función de aptitud debe ser capaz de evaluar la validez e invalidez de un genotipo en la población. Un genotipo inválido es una solución que no es factible o aplicable al problema. La evaluación de todos los genotipos válidos, se obtiene un espacio de búsqueda de N-dimensiones que contiene todas las posibles soluciones al problema, limitado al tamaño de población que es definido en la etapa inicial. Los picos y valles indican los máximos y mínimos que el Algoritmo Genético está buscando.

3. Selección

En esta etapa seleccionamos los genotipos que deben ser empleados para reproducirse e intercambiar material genético. Los de baja aptitud son eliminados y los de mejor aptitud son premiados. Los genotipos con mejor aptitud pueden aumentar en número (replicas o copias) hasta tener un gran porcentaje en la población, mientras que esos genotipos de baja aptitud decrecen en número hasta ser eliminados. Hay una variedad de operadores de selección que pueden ser aplicados:

4. Procesos genéticos

La base de los algoritmos genéticos es la mejora incesante de la capacidad de la población por medio de la selección, cruce, y mutación así los genes son pasados desde una generación a la próxima. Después de un cierto número de generaciones, típicamente varias docenas o centenares, la población evoluciona a una solución cercana a la óptima. Los algoritmos genéticos no siempre producen la solución óptima exacta, pero ellos hacen un trabajo muy bueno para conseguir rápidamente la mejor solución. Este proceso es una buena herramienta para toma de decisiones, donde las soluciones exactas podrían ser no factibles y que aún cuando están cerca de la mejor solución, las soluciones obtenidas rinden resultados aceptables.

5.2. Fortalezas de los Algoritmos Genéticos

Las fortalezas de los algoritmos genéticos son las siguientes:

- **Producen resultados que se pueden explicar:** Los algoritmos genéticos producen resultados que son fáciles de explicar como los genes dentro de un genoma. Puesto que estos son parámetros claramente entendidos en la función de aptitud, es fácil explicarlos tanto como a la misma función de aptitud.
- **Es fácil aplicar sus resultados:** Los resultados de los algoritmos genéticos son fácilmente aplicables ya que estos toman las características de los parámetros que fueron usados en la función de aptitud. En muchos casos los algoritmos genéticos se usan para encontrar valores óptimos. En otros casos se usan para establecer el conjunto de parámetros a considerar en la función de aptitud. La función de aptitud además se puede usar para otras instancias del problema. La simple parametrización de la función de aptitud se puede expresar por ejemplo como un SQL y ejecutarse en una base de datos relacional.
- **Son capaces de manejar variados tipos de datos:** Los algoritmos genéticos no tiene limitantes en cuanto el número de tipos de datos que requieran.
- **Útiles para hacer optimizaciones:** En muchos casos la información necesitada es el valor óptimo de uno o más parámetros. En esas circunstancias, los algoritmos genéticos proveen de una flexible y poderosa forma de encontrar esos valores óptimos. Esta técnica está sujeta por algunas limitantes.
- **Se integran bien con las otras técnicas de inteligencia artificial:** Muchas aplicaciones están integradas a redes neuronales, sistemas expertos y lógica difusa

5.3. Debilidades de los Algoritmos Genéticos

Las debilidades de los algoritmos genéticos son las siguientes:

- **Dificultad para relacionar muchos problemas:** El mayor problema en usar algoritmos genéticos es que el problema dado no se pueda representar dentro de la función de aptitud. Aunque muchos problemas se encuentran dentro de esta categoría, todavía no se resuelve este problema.

- **No ofrecer garantía de optimización:** Los algoritmos genéticos son una técnica de optimización. En particular estos pueden encontrar la forma óptima de resolver un problema pero no hay garantía de que sea la mejor. Esto sucede porque las generaciones abarcan muy rápido el campo de soluciones. Los algoritmos también pueden encontrar el área donde se encuentra la mejor solución. Algunas veces los algoritmos genéticos se combinan con otras técnicas para tratar de encontrar la mejor solución.

- **Son computacionalmente caros:** La función de aptitud necesita de muchos procesos, que hacen que los algoritmos genéticos sean muy intensos en uso de maquina y por ello muy caros.

- **Disponibles en pocos paquetes comerciales:** Aparte de su ya conocido uso en combinación con las redes neuronales los algoritmos genéticos se usan en otras aplicaciones, pero no muchas.

6. MODELO DE OPTIMIZACION PARA EL DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE PLANTAS DE COGENERACION BASADO EN UN SISTEMA INTELIGENTE

En este acápite se describe el modelo que nos permite optimizar el diseño y el funcionamiento de una planta de cogeneración de energía. El modelo fue desarrollado basándonos en la teoría de los sistemas expertos y de los algoritmos genéticos, considerando el funcionamiento real de una planta de cogeneración, fundamentalmente analizando las relaciones que existen entre las restricciones de los parámetros de operación y los parámetros de configuración y de diseño.

Un sistema experto, empleando una base de reglas basadas en la experiencia de varios expertos en el desarrollo de proyectos de cogeneración permite la selección apropiada del tipo de planta y de su configuración respectiva.

El algoritmo genético a través de una estrategia evolutiva, se encarga de optimizar los parámetros de funcionamiento que optimizan la configuración de diseño seleccionada a través del sistema experto orientado a obtener el costo mínimo global de funcionamiento horario, semanal o mensual de la planta de cogeneración.

Se notará entonces que para lograr el óptimo global hay que conseguir el **óptimo paramétrico**, en el supuesto de que el **óptimo de configuración** ya ha sido definido. Sin embargo, para determinar el óptimo de configuración hay que conocer el óptimo paramétrico.

En otras palabras, hay que atacar el problema tratando de conseguir simultáneamente tanto el óptimo global como el paramétrico, ya que los dos están íntimamente relacionados.

Para ello es imprescindible la utilización de una herramienta informática, en este caso un sistema inteligente que permita seguir y controlar la gran cantidad de variables y parámetros que el problema acarrea consigo.

Más a ún, desde la primera crisis energética, la filosofía en el diseño de plantas productoras de energía ha sido obligada a sufrir grandes cambios, sobre todo en plantas con grandes consumos energéticos.

El esquema de optimización de la planta se puede observar en la Figura 4.6.

Se han contemplado tres aspectos básicos que caracterizan la metodología de optimización y que de alguna manera definen la filosofía y características generales del sistema inteligente desarrollado.

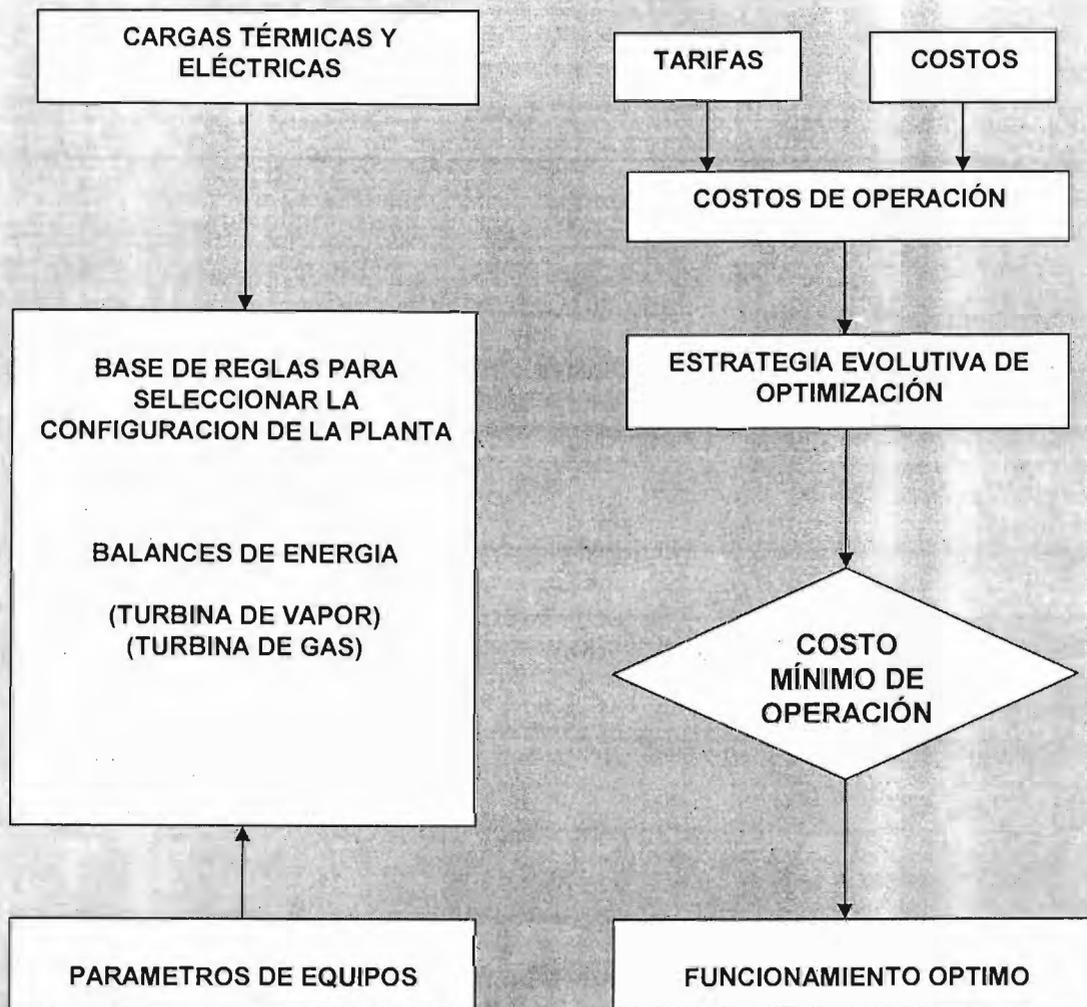


Figura 4.6: Esquema del modelo de selección y optimización

Estos son:

1. El comportamiento de los diferentes componentes de las instalaciones se refleja según las curvas características, rendimientos, etc., es decir, de acuerdo con los datos reales ofrecidos por el fabricante. Para ello se han creado las bases de datos pertinentes, en los que se almacenan la información característica de cada uno de los equipos.
2. La metodología de optimización ha sido elaborada bajo la hipótesis de que son las necesidades de vapor las que proporcionan la oportunidad de cogenerar. Por lo tanto, la energía eléctrica es tratada como un subproducto que siempre se podrá comprar o vender, mientras que el vapor es necesario producirlo.

En ese sentido la metodología se diseñó de forma que las necesidades térmicas sean satisfechas en primer lugar. Cumpliendo este requisito, se podrá variar el modo de funcionamiento de la planta para lograr que el costo de funcionamiento sea el mínimo.

3. Tal y como acabamos de decir, la forma de funcionamiento de la planta no es una entrada de la metodología de optimización, sino que es la propia metodología la que define el modo de funcionamiento.

Para ello se desarrolla un modelo de optimización cuyo objetivo es la determinación de las condiciones de funcionamiento de la planta de cogeneración, de tal forma que satisfaciendo las cargas térmicas y eléctricas, el costo sea el mínimo.

6.1. Alcance del Modelo de Optimización

En esta parte se caracterizan las diferentes opciones de planta de cogeneración que satisface el modelo de optimización y por tanto los que son considerados por el Sistema Inteligente desarrollado. Estas características operativas son consideradas en el diseño del modelo de optimización.

6.1.1. Plantas basadas en Turbinas de Vapor

Existen numerosos tipos de turboalternadores, con una relación producción térmica/eléctrica que varía entre amplios límites. De otro lado, las industrias presentan perfiles de demanda térmica y eléctrica muy diversos, que van desde situaciones en que la demanda térmica es tal que les permite generar más incluso que la electricidad que consumen, hasta el caso contrario, en que la demanda eléctrica es mucho más elevada que la térmica.

Respecto al consumo de vapor y energía eléctrica, podemos agrupar a las industrias en tres grupos. Por una parte, se encuentra el grupo al que pertenecen las industrias que consumen grandes cantidades de vapor, lo que les permite generar incluso más energía eléctrica de la que consume.

En segundo lugar se encuentran las industrias cuyas cargas térmicas y eléctricas están aproximadamente equilibradas. Por último, en un tercer grupo se encuentran las industrias cuyo consumo de energía eléctrica es superior al que podría ser generado utilizando turboalternadores de contrapresión.

No obstante, la constante mejora de la eficiencia de los procesos, así como los esfuerzos realizados en la reducción de la mano de obra, conducen a una disminución del consumo del vapor y a un aumento de la potencia, de manera que hay un continuo desplazamiento del primer y segundo grupo al segundo y tercero respectivamente.

Existen diversos tipos de turboalternadores que permiten satisfacer los diferentes tipos de demanda de energía térmica y eléctrica que acabamos de comentar. Las dos situaciones extremas corresponden a la turbina de condensación con extracción y a la de contrapresión pura.

En el primer caso se tiene la máxima flexibilidad para satisfacer la variación de las cargas, pero es al mismo tiempo el menos eficiente, ya que se pierde el calor latente del vapor y desaparecen por tanto las ventajas termodinámicas de la cogeneración. Por otra parte, en la contrapresión pura la demanda de vapor debe de corresponderse en cada momento con la carga eléctrica. Sin embargo, en la mayoría de las fábricas la carga térmica y eléctrica fluctúan ampliamente y además de modo independiente.

En nuestro caso se consideran dos tipos de instalaciones convencionales con turbina de vapor, una basada en la turbina de condensación y la otra en la turbina de contrapresión, que permiten superar las dificultades anotadas antes.

6.1.1.1. Turbina de vapor de contrapresión

En una planta de este tipo, el turboalternador está conectado a la red y puede funcionar en paralelo con ella. Existe también una válvula reductora con un desrecaentador y una válvula de vaciado, tal como se observa en la Figura 4.7.

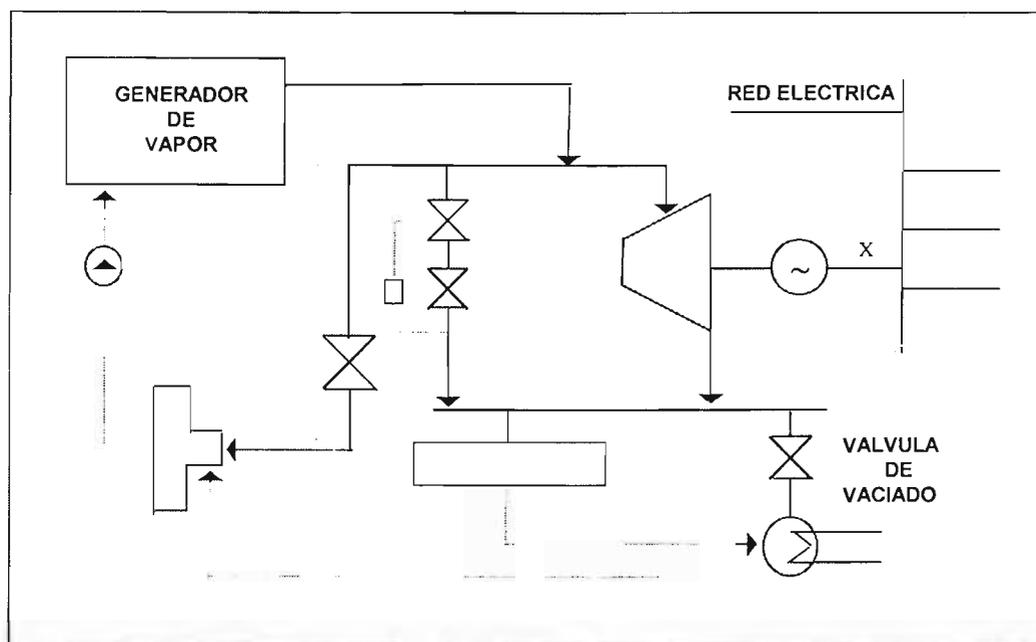


Figura 4.7: Planta de Cogeneración con Turbina Vapor de Contrapresión

Cuanto mayor sea la relación de presiones en la turbina, mayor será el trabajo producido. Una disminución en la presión de salida supone un aumento en el trabajo producido superior a un incremento semejante en la presión de entrada. Es desde luego conveniente expandir el vapor hasta la menor presión posible, aunque ese valor está limitado por las propias exigencias del proceso. Por otra parte, un aumento de la temperatura en la admisión a la turbina significa una mayor producción de trabajo, pero al mismo tiempo aumenta también la temperatura de salida. Esto da lugar a un recalentamiento excesivo del vapor para procesos, necesitándose la adición de agua de desrecaentamiento, con la consiguiente disminución del gasto de vapor a través de la turbina.

El funcionamiento normal del sistema se realiza turbinando todo el vapor producido y utilizándolo a la salida de la turbina para satisfacer la demanda térmica de los procesos. La energía eléctrica producida por el turboalternador es, o bien consumida en la planta (comprándose el déficit de la red), o bien cedida a la red, obteniéndose un beneficio por su venta.

La utilización de las válvulas reductoras y de vaciado es el método más sencillo y barato para cubrir aquellos periodos en que se produzca una situación de desequilibrio. En efecto, cuando la demanda de vapor supera el gasto máximo que puede pasar por la turbina, se abre la válvula reductora y parte del vapor producido es laminado hasta las condiciones de utilización para proceso.

Por otra parte, si la demanda de electricidad aumenta y la de vapor disminuye, pueden existir razones económicas (cuando el costo en el exceso del vapor producido es menor que el incremento de electricidad comprada) para generar mayor vapor del necesario y turbinarlo con objeto de aumentar la producción eléctrica.

En este caso, es necesario abrir la válvula de vaciado y permitir que parte del vapor pase al condensador. Evidentemente, este modo de funcionamiento implica un desaprovechamiento del calor latente del vapor por lo que, en una planta bien dimensionada, deberá de realizarse el menor número de veces.

En resumen, el funcionamiento de una instalación de este tipo tiene por objeto satisfacer las necesidades térmicas del proceso mediante el vapor turbinado (y laminado) y satisfacer las necesidades eléctricas a través del turbogenerador y de la conexión a la red.

6.1.1.2. Turbina de vapor de condensación con extracción

En una instalación de cogeneración con turbina de vapor de condensación con extracción, el turboalternador está en paralelo con la red eléctrica y hay una válvula reductora con su correspondiente desrecalentador, tal como se muestra en la figura 4.8.

Básicamente, la turbina puede ser considerada como una combinación de dos: una de contrapresión pura, que recibe el vapor a la presión del generador y de la que sale a la presión de vapor de proceso, y otra de condensación, operando en cascada y que permite completar la producción de energía eléctrica.

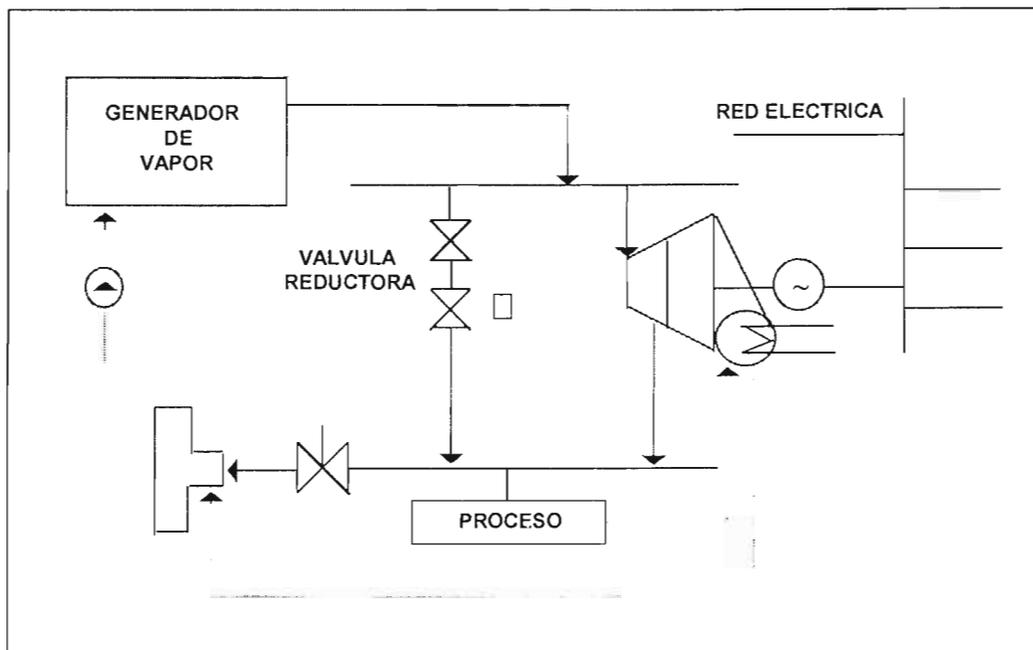


Figura 4.8: Planta de Cogeneración con Turbina de Vapor de Condensación con extracción.

Desde el punto de vista de la máxima producción de energía eléctrica, conviene que las características de presión y temperatura del vapor producido en el generador sean lo más elevadas posibles. No obstante, hay que tener presente que el empleo de altas presiones aumenta el costo de capital de la planta, así como el costo del tratamiento del agua, lo que hay que tener muy en cuenta en procesos que requieren grandes cantidades de agua de reposición. Asimismo, la producción de vapor a altas temperaturas aumenta el costo del capital, al tener que utilizarse aceros especiales.

La ventaja de este sistema de cogeneración respecto al anterior estriba en que posee mayor flexibilidad de funcionamiento. Al variar la relación carga eléctrica/carga térmica, la planta puede acomodarse a ese cambio variando el gasto de vapor a la entrada de la turbina y el gasto extraído.

En este sentido, cuando la demanda de vapor de proceso aumenta, se extrae una mayor cantidad de vapor, pasando por el cuerpo de condensación solamente el gasto imprescindible para el buen funcionamiento de la turbina.

Por el contrario, si la demanda de vapor disminuye, se tiene la posibilidad de turbinar mayor gasto de vapor en el cuerpo de baja presión hasta condensarlo, con lo que se aumenta la producción de energía eléctrica, aunque con la pérdida evidente del calor latente de condensación de ese vapor. En el caso de que el sistema sufra un pico en la demanda de energía térmica, éste puede ser satisfecho abriendo la válvula reductora y laminando parte del vapor producido. Evidentemente, una instalación bien dimensionada reduce al mínimo el número de veces que se realiza este modo de funcionamiento.

En definitiva, análogamente a una planta con turbina de vapor a contrapresión, aquí se trata de satisfacer las necesidades térmicas del proceso a base del vapor de extracción o vapor laminado. Por otra parte, la demanda eléctrica está atendida por la energía del turboalternador y la comprada a la compañía eléctrica.

6.1.2. Plantas basadas en Turbinas de Gas

En una planta de cogeneración con turbinas de gas, la energía de los gases de escape de la turbina es utilizada, bien para generar vapor en una caldera de recuperación, o bien directamente en algún proceso, por ejemplo en un proceso de secado.

En comparación con la turbina de vapor, este sistema genera más energía eléctrica por unidad de combustible utilizado, aunque es el sistema basado en motor diesel el que presenta la relación energía eléctrica/energía térmica más alta de las tres plantas consideradas.

El gran esfuerzo realizado en el desarrollo de la turbina de gas de combustión interna para aviación ha traído como consecuencia un rápido desarrollo y expansión de la turbina de gas industrial. En ese sentido, las mejoras en su tecnología y en los materiales empleados han abierto paso a la construcción de turbinas mucho más sencillas, compactas y fiables, que resultan apropiadas para su aplicación en plantas de cogeneración.

En una turbina de gas es muy importante utilizar combustibles limpios, ya que componentes distintos del carbono o hidrógeno que no sean inertes, limitan la temperatura de admisión en la turbina, reduciendo el rendimiento y originando a su vez un acortamiento en la vida útil de la instalación. Esta es la razón por la que el combustible más apropiado para las turbinas de gas sea el gas natural.

Aunque una aplicación muy interesante de la turbina de gas consiste en la utilización de los gases de escape para procesos de secado, este modelo se aplica a aquellas situaciones en que la carga térmica es satisfecha mediante el vapor producido.

Así, el esquema básico de una instalación de cogeneración con turbina de gas consta de dos elementos principales: turbina de gas y caldera de recuperación. Este tipo general de planta de cogeneración general puede ser ampliado con distintos componentes que aumentan la versatilidad y flexibilidad de funcionamiento, tales como cámara de postcombustión y generador de vapor auxiliar.

En definitiva, existen diversas configuraciones y una gran variedad de modos de operación para cada una de ellas. El sistema inteligente considera las cuatro configuraciones que se describen a continuación.

6.1.2.1. Configuración I: Turbinas de gas sin postcombustión

En este caso el conjunto turbina-alternador está conectado a la red eléctrica, pudiendo funcionar en paralelo con ella. Existe también una caldera de recuperación de los gases de la turbina, en la cual se genera el vapor en las condiciones que requiere el proceso. El conjunto dispone de una válvula de vaciado para los momentos en que se genere más vapor del necesario para el proceso (ver Figura 4.9).

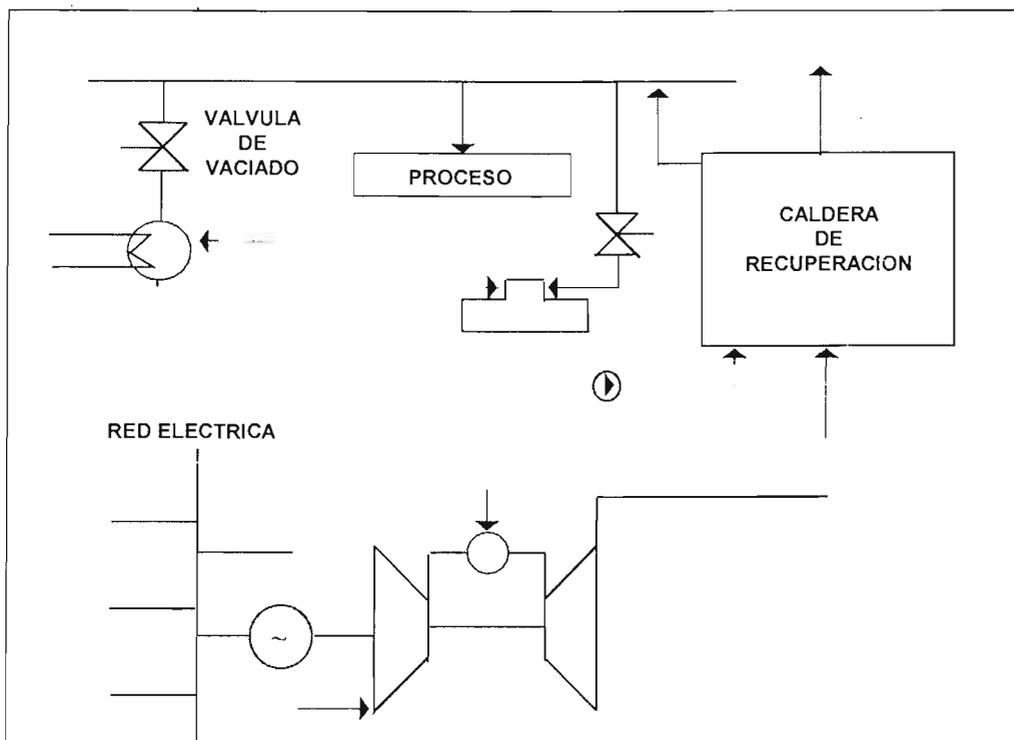


Figura 4.9: Planta de Cogeneración con Turbinas de Gas sin postcombustión

Cuanto mayor sea la relación de presiones entre la salida y entrada del compresor, mayor será el trabajo producido y menor la proporción de energía térmica a recuperar. El funcionamiento del sistema a carga parcial reduce drásticamente el rendimiento térmico de la turbina, aumentando la relación combustible utilizado/energía eléctrica producida, por lo que se pierden las ventajas económicas de la cogeneración.

En definitiva, la planta de cogeneración considerada posee muy poca flexibilidad de funcionamiento y debe ser diseñada para trabajar en continuo el mayor tiempo posible. Es por ello que, cuando la carga térmica disminuya, será necesario mantener la turbina al mismo o casi al mismo régimen, abriendo la válvula de vaciado y dejando pasar parte del vapor producido al condensador.

Así pues, esta planta tiene como objetivo satisfacer las demandas térmicas mediante el vapor generado en la caldera de recuperación y las demandas eléctricas a través del alternador y la conexión a la red eléctrica. En el caso de que la autoproducción eléctrica sobrepase la demanda, el exceso es cedido a la red, obteniéndose un beneficio por su venta.

6.1.2.2. Configuración II: Turbina de gas con postcombustión

Esta planta se diferencia de la anterior en que hay una cámara de postcombustión. De esta manera se modula la producción de vapor, pudiendo adaptarla a una demanda térmica variable con el tiempo. En efecto, mediante la postcombustión se llega a doblar la producción de vapor, ofreciendo así un margen para satisfacer la carga térmica (Ver Figura 4.10).

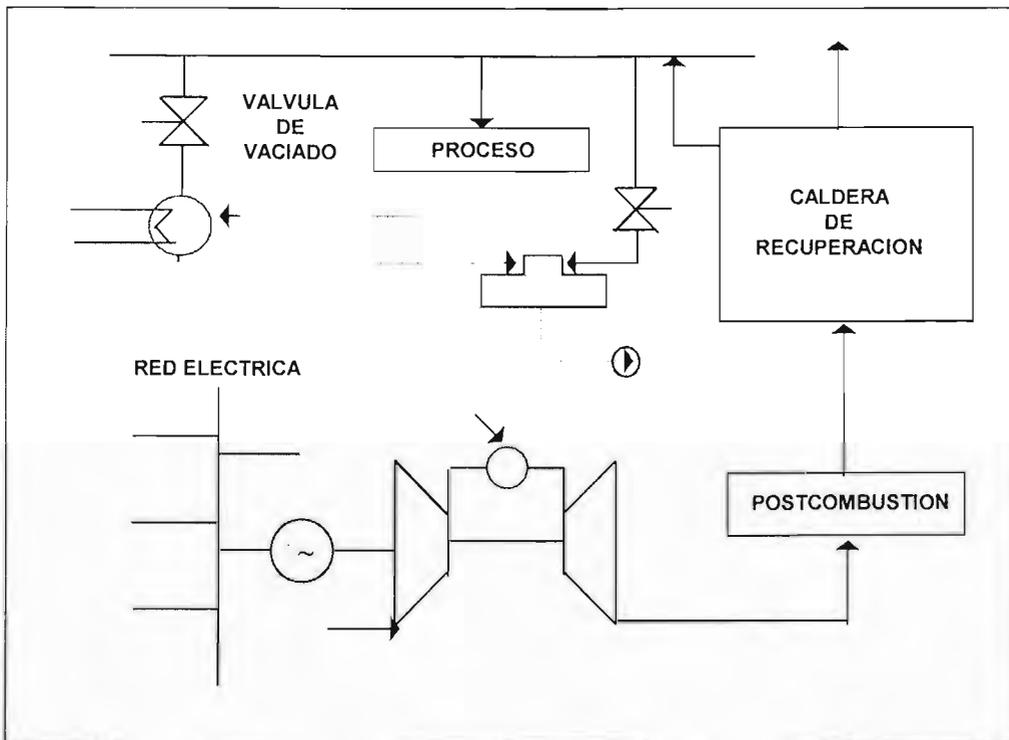


Figura 4.10: Planta de Cogeneración con Turbina de Gas con postcombustión

En definitiva, el sistema satisface la demanda térmica mediante el vapor generado en la caldera de recuperación. La energía del vapor tiene dos orígenes: uno en el combustible de postcombustión y el otro en la energía térmica de los gases de escape de la turbina. La energía eléctrica producida en el alternador es, o bien consumida en el proceso, comprobándose el déficit, o bien cedida a la red.

6.1.2.3. Configuración III: Turbinas de gas sin postcombustión y generador de vapor auxiliar

Esta configuración constituye una planta de cogeneración con turbina de gas y un generador de vapor auxiliar. Este generador, que produce el vapor en las condiciones requeridas por el proceso, es el encargado de modular la producción térmica del sistema (Ver Figura 4.11).

Durante el funcionamiento normal, la turbina se mantiene trabajando en continuo y la energía eléctrica producida por el alternador es, o bien consumida en el proceso, o bien vendida al exterior.

La cantidad de vapor generado en la caldera de recuperación es constante y en general empleado por el proceso.

Cuando el vapor obtenido por la caldera de recuperación satisfaga la demanda térmica, el generador de vapor auxiliar estará normalmente parado. Ahora bien, dado que la puesta en marcha de un generador auxiliar supone un costo muy importante, puede darse el caso que económicamente sea más rentable mantenerlo al mínimo de funcionamiento, perdiéndose así el vapor que produce, en lugar de arrancarlo y pararlo intermitentemente al cabo de intervalos de tiempo pequeños por necesidades del proceso.

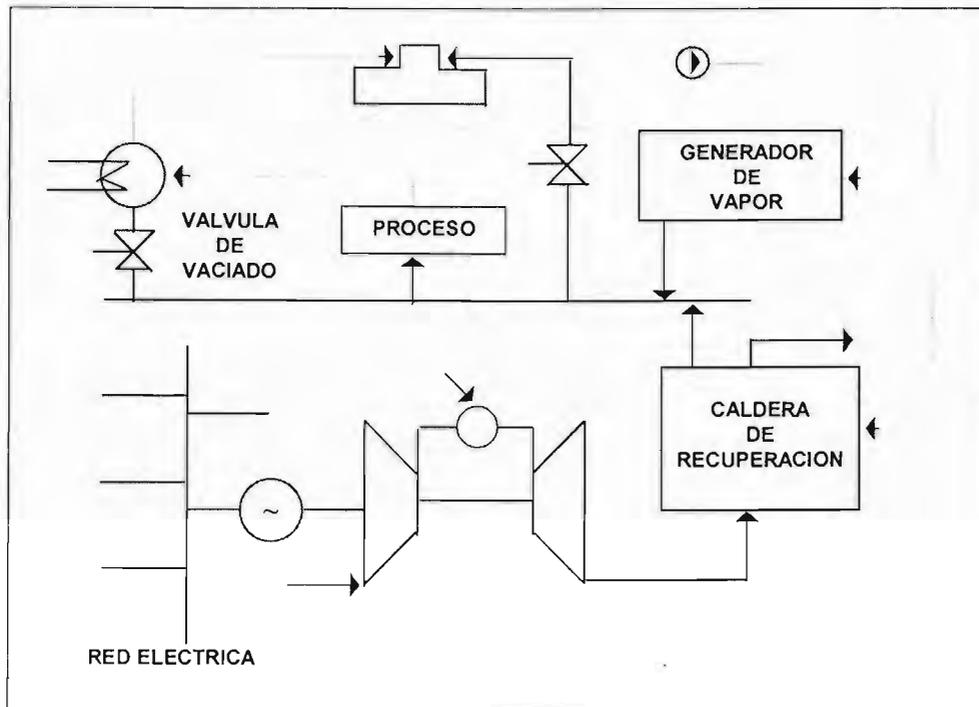


Figura 4.11: Planta de Cogeneración con Turbina de Gas sin postcombustión y generador de vapor auxiliar

Este tipo de planta es más fiable que los anteriores en cuanto al suministro de la energía térmica. En efecto, las producciones de vapor en la caldera de recuperación y el generador de vapor auxiliar son totalmente independientes, por lo que una avería en una de ellas no deja a la planta sin vapor. Este aspecto puede tener una gran trascendencia en la elección de la configuración de la planta de cogeneración, cuando el proceso sea muy crítico ante la falta de vapor.

6.1.2.4. Configuración IV: Turbinas de gas con postcombustión y generador de vapor auxiliar

Es la configuración más completa. Se compone, además de la turbina de gas y caldera de recuperación (esquema básico), de una cámara de postcombustión y un generador de vapor auxiliar (Ver Figura 4.12). Al igual que en la configuración III, el generador auxiliar produce el vapor con las condiciones del proceso. Sin embargo, ahora la modulación de la producción térmica se puede realizar con postcombustión, con el generador de vapor o con ambos a la vez. Por consiguiente, la variación de la relación producción eléctrica/producción térmica es muy amplia y puede ser controlada de varias formas posibles.

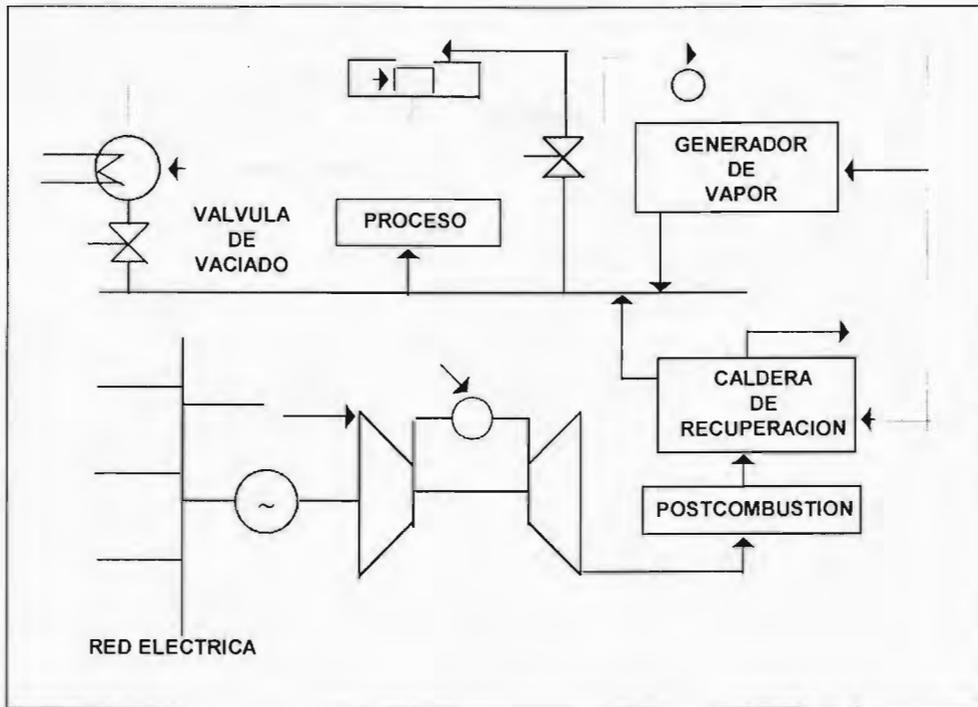


Figura 4.12: Planta de Cogeneración con Turbina de Gas con postcombustión y generador de vapor auxiliar

Como en las configuraciones anteriores, durante el funcionamiento normal de la planta, la turbina trabaja en continuo y las necesidades térmicas del proceso son cubiertas mediante el vapor del generador auxiliar y de la caldera de recuperación. Este hecho da lugar a una incertidumbre sobre la cantidad de vapor que debe generar cada equipo, de forma que se satisfaga la demanda y el costo sea mínimo. Este problema lo soluciona el modelo, ya que determina el modo de funcionamiento con costo mínimo, teniendo naturalmente en cuenta los gastos de arranque del generador de vapor auxiliar.

De modo similar a la configuración III, este tipo de planta posee gran fiabilidad en el suministro de vapor al ser proveniente de dos fuentes distintas. En cuanto a la energía eléctrica producida en el alternador es, o bien consumida por el proceso importando de la red el déficit, o bien vendida a la red en caso de exceso de autoproducción eléctrica.

6.2. Base de Conocimiento para la Selección de Plantas de Cogeneración

La primera etapa es determinar los esquemas de cogeneración candidatos que pueden satisfacer las necesidades de la aplicación. Para ello se construye una Base de Conocimientos conformada por un conjunto de reglas de decisión. En este caso se considera una serie de restricciones y limitaciones para realizar la selección, es decir no todos los arreglos son factibles de realizar para una misma aplicación, sino más bien el modelo realiza un análisis para determinar la prefactibilidad técnica inicial de cada configuración, basándose en la combinación lógica de las dependencias entre diversos factores como: relación Q/E, disponibilidad de agua para enfriamiento, nivel de inversión, requerimiento de vapor y las variaciones bruscas de vapor de proceso, fundamentalmente.

En la tabla 4.2 se incluyen algunos factores de decisión considerados para el proceso de selección.

El modelo de decisión, aún cuando puede seleccionar una planta de ciclo combinado, no esta en condiciones de realizar la evaluación de la planta ni de la optimización. Así mismo si no se cuentan con datos de los factores de decisión, la selección puede hacerse solo de acuerdo a la relación Q/E, lo que permite la separación en las dos configuraciones típicas: de turbinas de vapor y de turbinas de gas.

Para establecer dentro de cada una de estas alternativas una configuración más particular se toman en cuenta de manera adicional el precio del combustible, el tipo de industria y la demanda eléctrica máxima relacionándola con el factor Q/E.

A continuación se presentan como ejemplos diversas reglas de decisión que se encuentran en la Base de Conocimientos del Sistema Inteligente.

- SI: el nivel de inversión es: Alto
- Y la disponibilidad de agua de enfriamiento es: No tiene
- Y el valor de la relación Q/E es: mayor que 4.4
- Y el requerimiento de disponibilidad de vapor es: Alta
- Y las variaciones bruscas de vapor de proceso es: Poca

ENTONCES:

Se recomienda evaluar una planta de cogeneración con Turbina de Vapor de contrapresión.

- SI: el nivel de inversión es: Alto
- Y la disponibilidad de agua de enfriamiento es: Alta
- Y el valor de la relación Q/E es: menor que 4.4
- Y el requerimiento de disponibilidad de vapor es: Alta
- Y las variaciones bruscas de vapor de proceso es: Alta

ENTONCES:

Se recomienda evaluar una planta de cogeneración con Turbina de Vapor de Condensación con extracción.

- SI: el nivel de inversión es: Bajo
- Y la disponibilidad de agua de enfriamiento es: No tiene
- Y el valor de la relación Q/E es: entre 2.3 y 4.8
- Y el requerimiento de disponibilidad de vapor es: Normal
- Y las variaciones bruscas de vapor de proceso es: Fija

ENTONCES:

Se recomienda evaluar una planta de cogeneración con Turbina de Gas con o sin postcombustión.

- SI: el nivel de inversión es: Alto, medio o bajo
- Y la disponibilidad de agua de enfriamiento es: No tiene, mediano o Alta
- Y el valor de la relación Q/E es: entre 2.3 y 4.8
- Y el requerimiento de disponibilidad de vapor es: Alta, normal o baja
- Y las variaciones bruscas de vapor de proceso es: Alta, normal, poca o fija

ENTONCES:

Se recomienda evaluar una planta de cogeneración con Turbina de Gas.

En este apartado no se incluyen todas la reglas que conforma la Base de Conocimientos del Sistema Inteligente, para ello ver el Anexo 1: Código Fuente del Sistema Inteligente.

TABLA 4. 2: Factores para la selección del tipo de planta de cogeneración

FACTORES DE SELECCIÓN					TIPO DE PLANTA
Nivel de Inversión	Disponibilidad de agua de enfriamiento	Relación Q/E	Requerimiento de disponibilidad de vapor	Variaciones bruscas de vapor de proceso	
Alto	No tiene	Mayor a 4.4	Alto	Poca	Turbinas de Vapor de contrapresión
Alto	Alto	Menor a 4.4	Alto	Alta	Turbinas de vapor de condensación con extracción
Bajo	No tiene	Entre 2.3. y 4.8	Normal	Fija	Turbina de Gas con o sin postcombustión
Bajo	No tiene	Entre 2.3. y 4.8	Alto	Fija	Turbinas de Gas con postcombustión y generador de vapor auxiliar
Bajo	Mediano	Entre 2.3. y 4.8	Alto	Normal	Ciclo Combinado (1)
Alto, Medio o Bajo	No tiene, mediano o alto	Entre 2.3. y 4.8	Alta, normal o baja	Alta, normal, poca o fija	Turbinas de Gas (2)
Alto, Medio o Bajo	No tiene, mediano o alto	Mayor a 4.4	Alta, normal o baja	Alta, normal, poca o fija	Turbinas de Vapor (2)

(1) El modelo desarrollado no contempla planta de Ciclo Combinado.

(2) En estos casos se deben analizar otros datos adicionales para elegir la configuración respectiva.

6.3. Modelos de Optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración

En este apartado se describen los diferentes componentes de los modelos de optimización para cada tipo de planta de cogeneración considerados por el sistema inteligente. Fundamentalmente de incluyen las funciones de aptitud y las restricciones internas y externas en cada caso. En el apartado 6.4 se describe el proceso evolutivo de optimización que aplica cada modelo.

La Figura 4.13 presenta el diagrama de flujo del proceso general de optimización, integrando dentro de este proceso, el modelo evolutivo.

6.3.1. Plantas con Turbinas de Vapor

La función de aptitud a minimizar es el costo de electricidad y combustible durante cada hora de funcionamiento, que en este caso y de manera genérica es:

$$\text{Costo Total} = (\text{Precio unitario de la electricidad comprada}) * (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Precio unitario de la electricidad vendida}) * (\text{Electricidad vendida}) + \Sigma(\text{precios unitarios de combustibles}) * (\text{Combustibles consumidos}) + \Sigma(\text{Otros costos de operación y mantenimiento})$$

El modelo de optimización evolutivo que se diseña para la optimización de este tipo de planta, absorbe el carácter no lineal de la función de aptitud y la sola disponibilidad de valores puntuales en vez de expresiones algebraicas lo hacen adaptarse muy bien al problema propuesto. Se trata de una optimización experimental.

Se parte definiendo unos parámetros o variables independientes sujetos a unas restricciones de máximo y mínimo (restricciones internas) y posteriormente se deben de cumplir cualquier otro tipo de restricciones (restricciones externas). De esta manera se obtiene la **optimización paramétrica** y la **optimización de configuración**.

6.3.1.1. Plantas con Turbinas de Vapor a Contrapresión

En el caso de una planta con turbina de vapor a contrapresión ya se ha comentado que durante su funcionamiento normal se obtiene el máximo rendimiento del vapor producido, pero hay situaciones en las que su comportamiento se aleja de este marco.

Esto puede ocurrir al aumentar la carga eléctrica en horas punta, resultando entonces económicamente rentable turbinar más vapor del necesario en el proceso para disponer así de más potencia eléctrica autoproducida. La incertidumbre de estos momentos la podemos eliminar a través del modelo que optimiza su funcionamiento hora por hora.

Las variables independientes elegidas para la optimización:

- gasto a través de la turbina
- gasto de vapor generado en la caldera.

Las restricciones internas que deben de cumplir estas variables son:

- (1) $\text{mínimo} \leq (\text{Gasto vapor caldera}) \leq \text{máximo}$
- (2) $\text{mínimo} \leq (\text{Gasto vapor turbina}) \leq \text{máximo}$

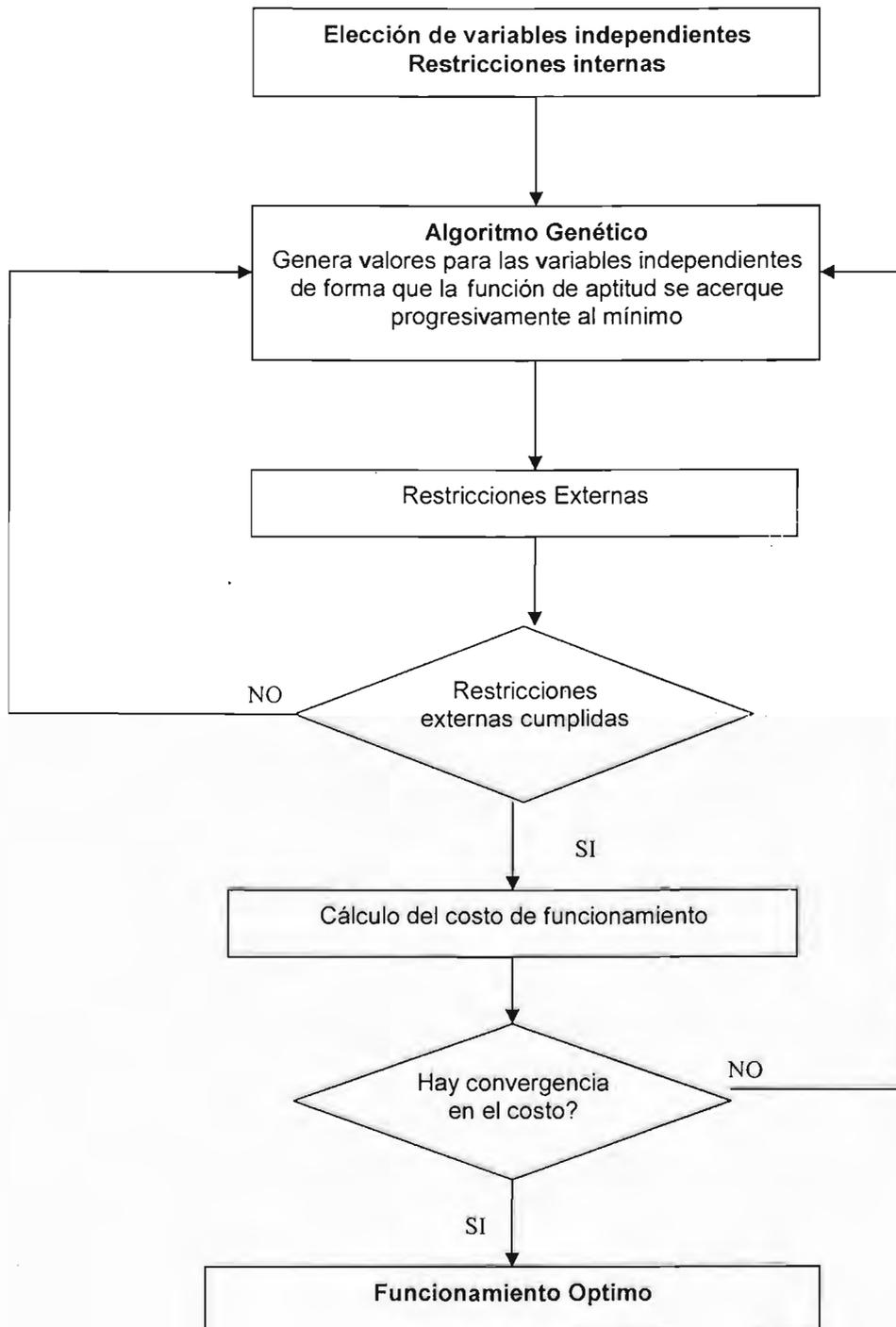


Figura 4.13: Proceso general de optimización de una planta de cogeneración

Por otra parte, las restricciones externas son:

- (1) $(\text{Gasto caldera}) \leq (\text{Gasto turbina})$
- (2) $(\text{Gasto a proceso de turbina}) + (\text{Gasto a proceso de válvula reductora}) \geq (\text{Gasto demandado})$
- (3) $(\text{Electricidad autoproducida}) + (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Electricidad vendida}) \geq (\text{Electricidad demandada})$

El diagrama de flujo de este modelo de optimización se muestra en la Figura 4.14. Como se observa, el modelo distingue dos casos: que el sistema sea capaz de satisfacer la carga térmica y que no lo sea. En el primer caso el programa se dirige al proceso de optimización que se describe en el apartado 6.4. Por el contrario en el segundo, el programa en vez de pararse, calcula el costo del funcionamiento con la caldera en máxima carga y turbinando el máximo vapor posible. Así mismo en la salida de datos sobre el funcionamiento aparece una señal que informa que en la hora "i" el sistema no ha podido satisfacer la carga térmica. Al término se obtiene el costo del funcionamiento acumulado durante la simulación realizada hora a hora.

6.3.1.2. Plantas con turbinas de vapor de condensación con extracción

El sistema de cogeneración con turbina de condensación y extracción presenta, como ya se ha dicho, una mayor flexibilidad. Este hecho puede originar incertidumbre en cuanto a su modo de funcionamiento, ya que las cargas pueden ser satisfechas de diversas maneras.

Es por ello que el modelo desarrollado es de gran utilidad, al eliminar esta incertidumbre y definir las condiciones de funcionamiento óptimas. La función de aptitud a optimizar ya ha sido comentada en el apartado anterior.

Las variables independientes ahora utilizadas son el gasto de vapor de caldera, gasto de vapor de entrada en la turbina.

Las restricciones internas son:

- (1) $\text{mínimo} \leq \text{Gasto de vapor de caldera} \leq \text{máximo}$
- (2) $0 \leq \text{gasto de extracción} \leq \text{máximo}$
- (3) $\text{mínimo} \leq \text{Gasto de entrada en turbina} \leq \text{máximo}$

Además, las restricciones externas son:

- (1) $\text{Gasto extracción} \leq \text{Gasto caldera}$
- (2) $\text{Gasto entrada turbina} \leq \text{Gasto caldera}$
- (3) $\text{Gasto extracción} \leq \text{Gasto turbina}$
- (4) $\text{Gasto a proceso de turbina} + \text{Gasto a proceso de válvula reductora} \geq \text{Gasto demandado}$
- (5) $\text{Electricidad autoproducida} + \text{Electricidad comprada} - \text{Electricidad vendida} \geq \text{Electricidad demandada}$

El diagrama de flujo de la optimización de esta configuración se presenta en la figura 4.15.

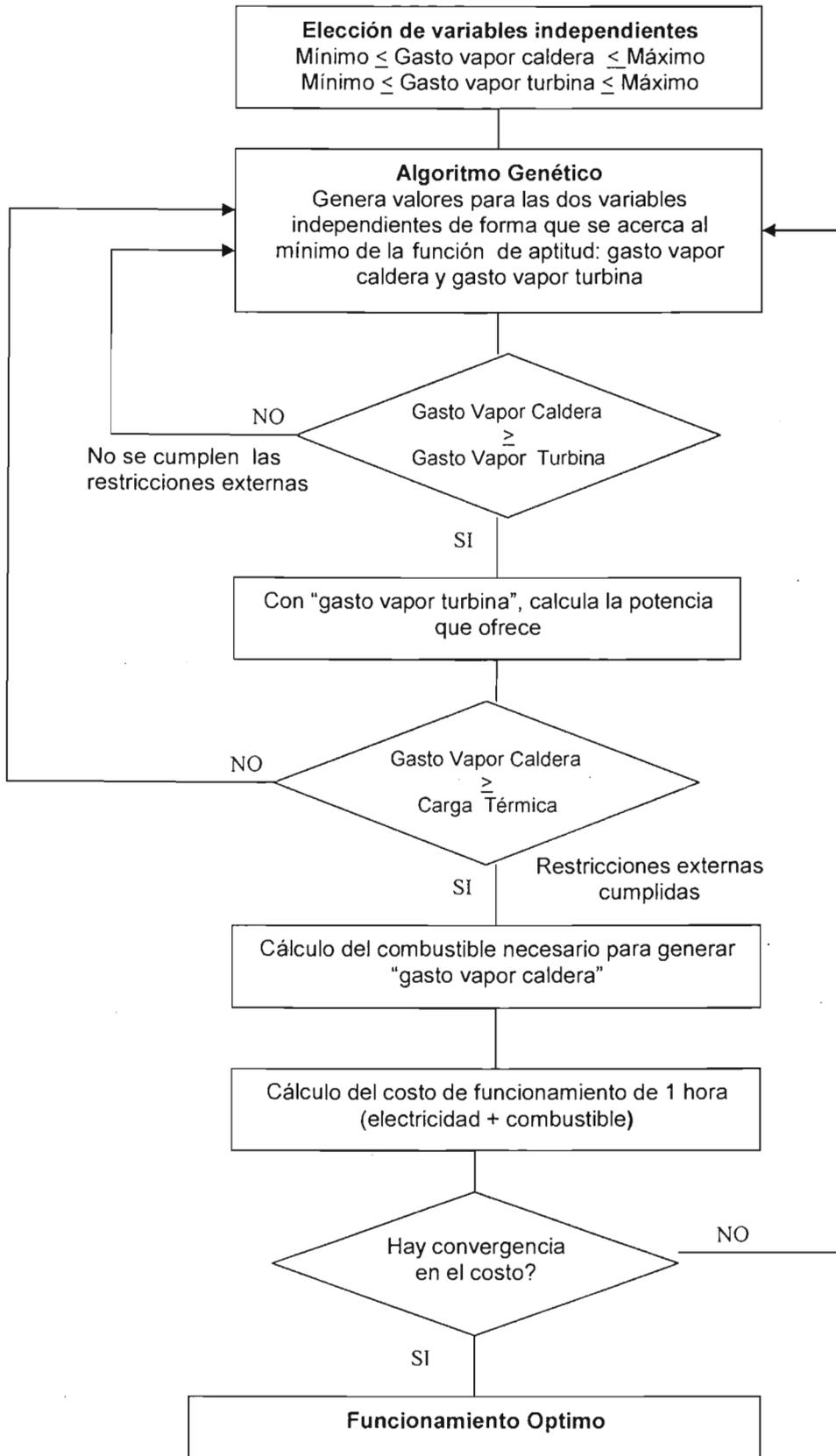


Figura 4.14: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Vapor de Contrapresión

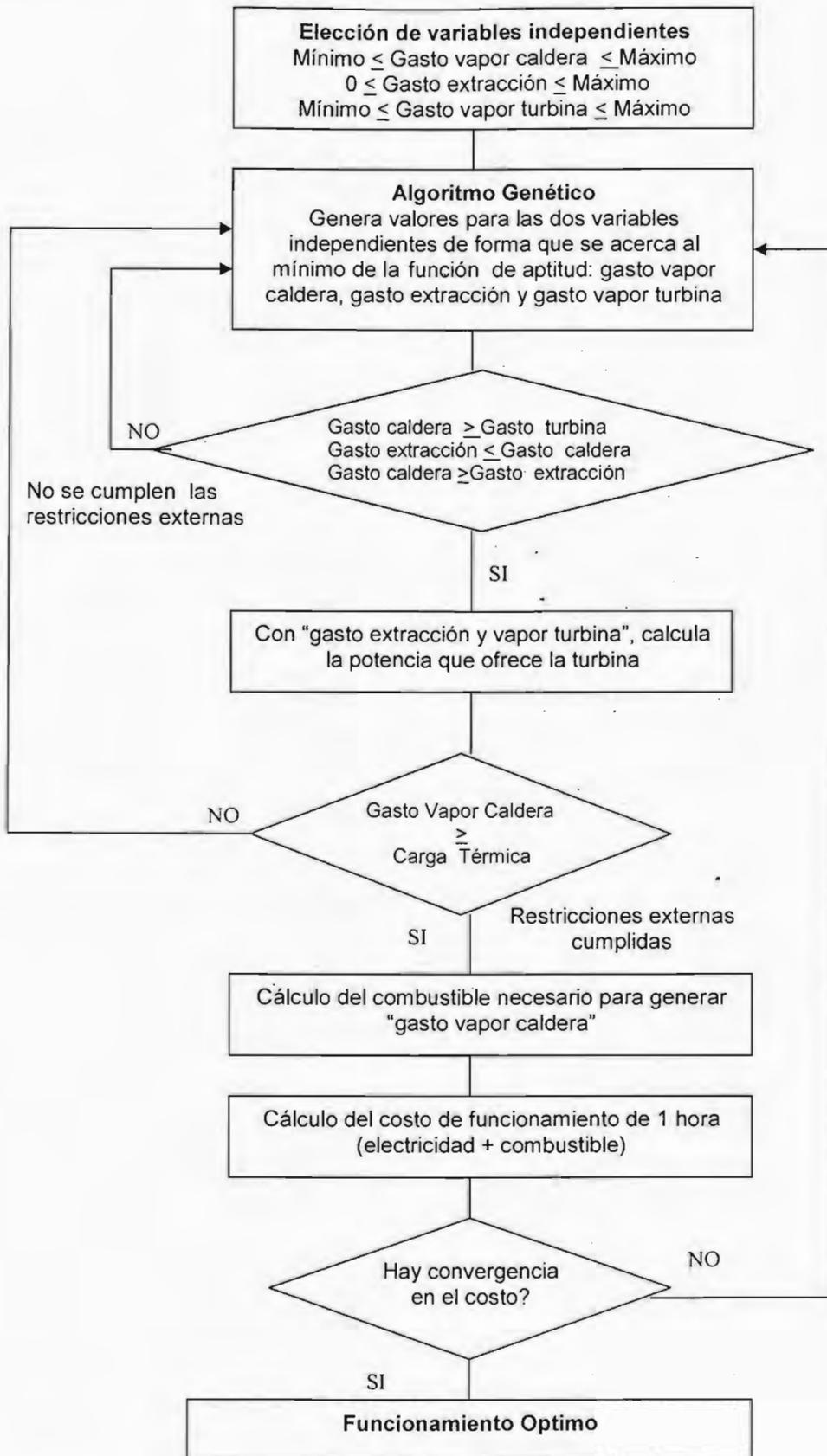


FIGURA 4.15: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Vapor de Condensación con extracción

6.3.2. Optimización de plantas con turbinas de gas

Desde el punto de vista de la optimización del funcionamiento, las cuatro configuraciones presentadas anteriormente, deben ser divididas en dos grupos:

- cuando no exista generador de vapor auxiliar (I y II)
- cuando esté presente (III y IV).

La razón de esta división se debe a que dentro del primer grupo, el modo de funcionamiento óptimo de la planta durante una hora es totalmente independiente de las horas restantes, ya que los equipos que lo forman prácticamente no tienen inercia y el costo de arranque puede considerarse pequeño. Por el contrario, en el segundo grupo, al existir un generador de vapor auxiliar cuya puesta en marcha supone un costo importante, el modo de funcionamiento del sistema durante una hora influye en las restantes, complicando el proceso de optimización.

En ese sentido, la optimización del funcionamiento para sistemas del primer grupo puede realizarse hora a hora de forma independiente. Sin embargo, para los del segundo grupo, es necesario realizar la optimización de manera global durante todo el proceso de simulación.

El método de optimización está basado en un algoritmo genético, ya que el carácter no lineal de la función de aptitud y la sola disponibilidad de valores puntuales para expresar las características técnicas de los equipos, le hacen muy apropiado para el problema propuesto.

6.3.2.1. Configuración I: Turbinas de gas sin postcombustión

Como se vio anteriormente, esta configuración posee muy poca flexibilidad y es incapaz de satisfacer una demanda variable, siendo concebido para su trabajo en continuo. No obstante, cuando la carga térmica y eléctrica disminuye, existe la posibilidad de disminuir el régimen de la turbina, aun a costa de hacer caer el rendimiento.

La pregunta es evidente: ¿Hasta qué nivel hay que reducir el régimen de funcionamiento? El modelo genético nos ofrece la respuesta al calcular el funcionamiento óptimo del sistema, entendido éste como el de mínimo costo.

La función de aptitud a utilizar es la siguiente:

$$\text{Costo} = \text{Precio electricidad comprada} \times \text{Electricidad comprada} - \text{Precio electricidad vendida} \times \text{Electricidad vendida} + \text{Precio combustible turbina} \times \text{Combustible turbina}$$

La variable independiente elegida es la potencia que ofrece la turbina.

En el proceso de optimización la restricción interna impuesta es:

$$(1) \quad \text{mínimo} \leq \text{Potencia de turbina} \leq \text{máximo}$$

y las restricciones externas son:

$$(1) \quad (\text{Gasto de vapor producido}) \geq (\text{Gasto de vapor demandado})$$

$$(2) \quad (\text{Electricidad autoproducida}) + (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Electricidad vendida}) \\ \geq (\text{Demanda eléctrica})$$

En la Figura 4.16 se muestra el diagrama de flujo de la optimización de esta configuración.

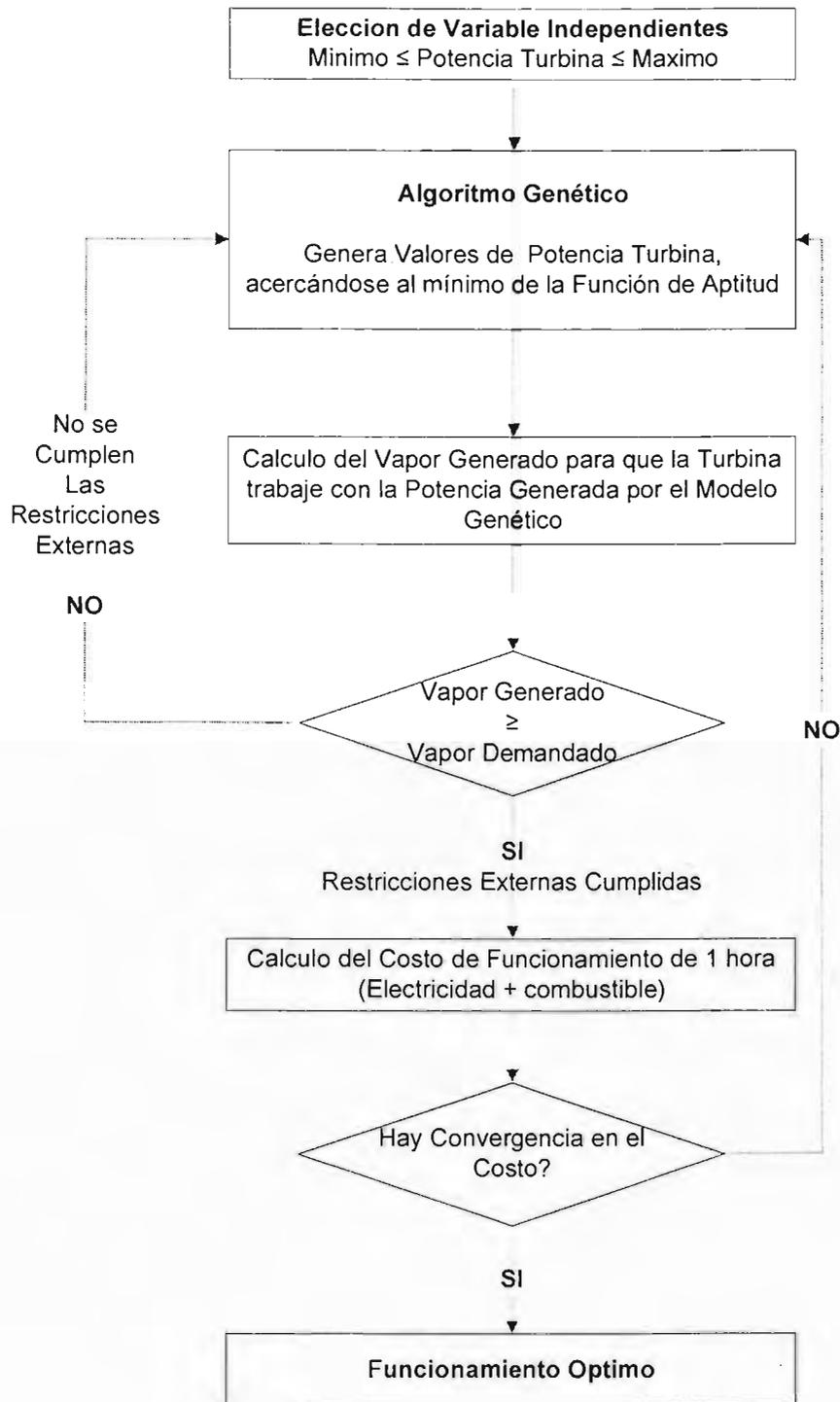


Figura 4.16: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Gas sin Postcombustión

De forma análoga, posee dos caminos según sea capaz o no de satisfacer la carga térmica. Por el primero, el programa hace funcionar al máximo a la turbina, en vez de parar la simulación, dando en la salida del funcionamiento una señal indicando la incapacidad del sistema. Por el segundo, entra en el proceso de optimización ya descrito. Al finalizar obtiene el modo de funcionamiento óptimo para cada hora, así como el costo de funcionamiento acumulado durante la simulación.

6.3.2.2 Configuración II: Turbinas de gas con postcombustión

Esta configuración tiene un funcionamiento normal cuando la turbina está trabajando en continuo y el vapor se encuentra modulado por la poscombustión.

Ahora bien, como en otras configuraciones, pueden existir momentos en que la carga eléctrica disminuya, ofreciendo la posibilidad de reducir el régimen de la turbina.

El modelo genético desvela el modo de funcionamiento del sistema, llegado a una situación de este tipo, mediante el cálculo del funcionamiento de mínimo costo.

Evidentemente nos encontramos en un sistema del primer grupo cuya optimización de funcionamiento se realiza hora a hora de forma independiente.

Al igual que en los demás casos la función de aptitud es:

$$\text{Costo} = \text{Precio electricidad comprada} \times \text{Electricidad comprada} - \text{Precio electricidad vendida} \times \text{Electricidad vendida} + \text{Precio combustible turbina} \times \text{Combustible turbina} + \text{Precio combustible postcombustión} \times \text{Combustible postcombustión}$$

En el proceso de optimización las variables independientes son la potencia de la turbina y el combustible que se quema en la cámara de poscombustión.

Las restricciones internas vienen dadas por:

- (1) $\text{mínimo} \leq (\text{Potencia de turbina}) \leq \text{máximo}$
- (2) $0 \leq (\text{Combustible de poscombustión}) \leq \text{máximo}$

y las como restricciones externas:

- (1) $(\text{Gasto de vapor producido}) \geq (\text{Gasto de vapor demandado})$
- (2) $(\text{Electricidad autoproducida}) + (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Electricidad vendida}) \geq (\text{Demanda eléctrica})$

El diagrama de flujo que muestra el proceso de optimización de esta configuración se muestra en la Figura 4.17.

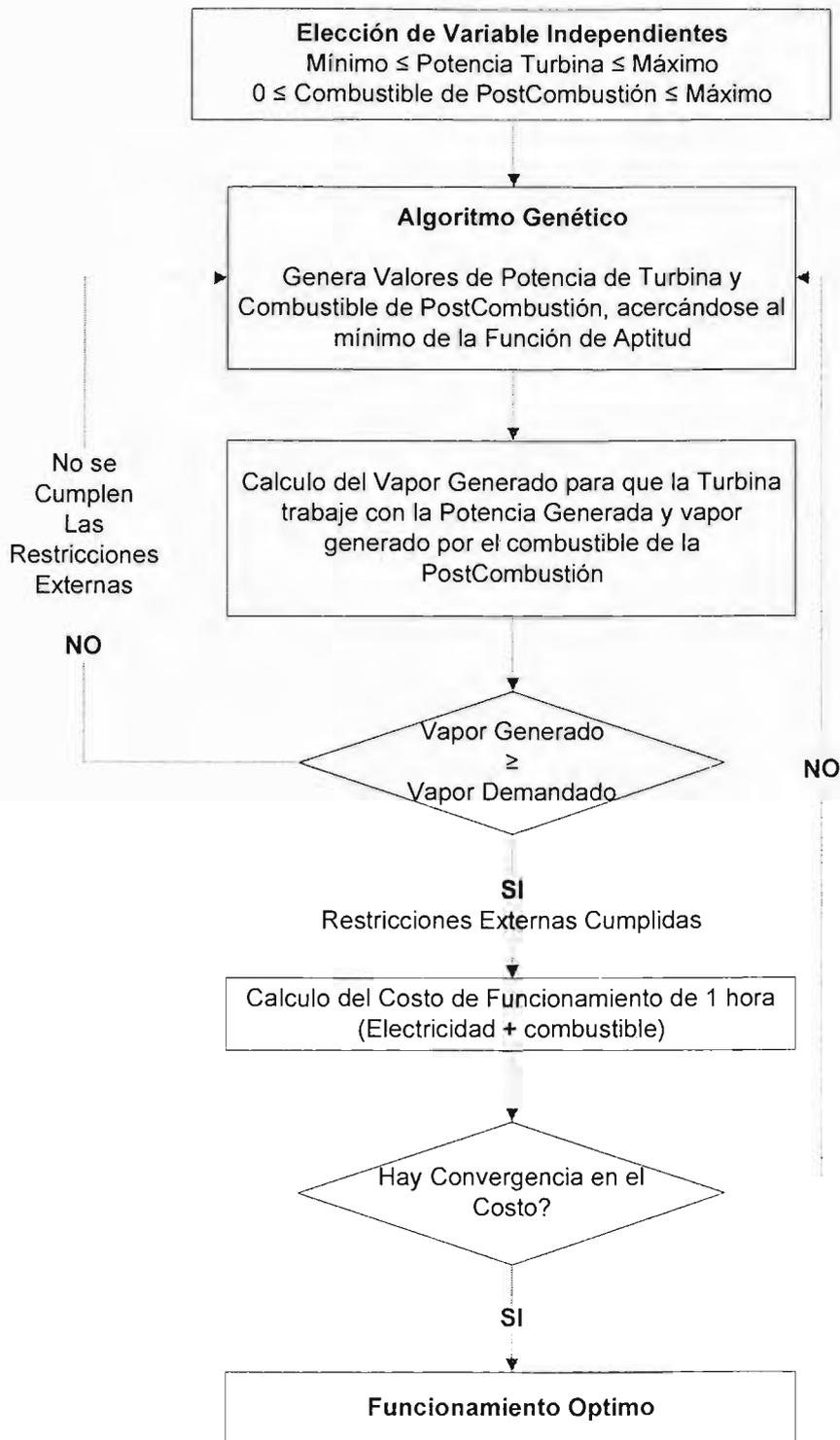


Figura 4.17: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Gas con Postcombustión

6.3.2.3 Configuración III: Turbinas de gas sin postcombustión y generador de vapor auxiliar

Para esta configuración la optimización del funcionamiento de la planta es necesario realizarla de forma global durante todo el proceso de simulación.

Como ya se explicó, el generador de vapor es el encargado de modular la producción térmica del sistema de modo que se adapte a relaciones carga eléctrica / carga térmica variables.

Por otra parte, cuando disminuye la demanda de vapor de proceso de forma que sea cubierta por el vapor producido en la caldera de recuperación, se tiene oportunidad de apagar el generador, lo que conlleva un ahorro de combustible. Hay que tener presente que su próximo arranque supone un importante costo, lo que puede llevar a mantenerlo encendido a pesar de desaprovechar vapor.

Es lógico pensar que una instalación bien dimensionada nunca llegue a esta situación.

A continuación se describe el método que desarrolla el modelo genético para tratar este problema y definir claramente cuándo se mantiene encendido o apagado el generador de vapor auxiliar.

a) Caso 1: Si en el momento de comenzar la optimización el generador de vapor está funcionando.

En la hora siguiente se calcula el costo óptimo con el generador encendido (COCE) y con el generador apagado (COCA), calculando la diferencia:

$$\text{DIFERENCIA} = \text{COCE} - \text{COCA}$$

Un valor negativo indica que el funcionamiento óptimo es con caldera y positivo todo lo contrario.

A partir de aquí se tiene cuatro opciones:

1. $\text{DIFERENCIA} < 0$. Hay un ahorro si mantenemos el generador encendido. Se toma la decisión de dejarlo en funcionamiento y se comienza con la optimización.

2. $\text{DIFERENCIA} \geq \text{Gasto de arranque}$. Es mayor el gasto para mantenerlo que su arranque. Se decide apagarla desde el comienzo de la acumulación de DIFERENCIA y se comienza la optimización con el generador de vapor apagado.

3. $\text{DIFERENCIA} < \text{Gasto de arranque}$. Aún no es posible tomar una decisión. Se sigue con la siguiente hora acumulando DIFERENCIA.

4. Se llega a una hora en la que el vapor generado en la caldera de recuperación no satisface la carga térmica por lo que es preciso utilizar el generador de vapor.

Si $\text{DIFERENCIA} < \text{Gasto de arranque}$, el generador se mantiene encendido desde el origen de la acumulación de DIFERENCIA, comenzando el proceso de optimización con el generador encendido.

b) **Caso 2: Si en el momento de comenzar la optimización el generador de vapor se encuentra apagado.**

Análogamente se calcula DIFERENCIA.

1. $DIFERENCIA \geq 0$. Hay un ahorro si se mantiene el generador apagado. Se comienza un nuevo proceso de optimización con el generador apagado.

2. $-\text{Gasto de arranque} \leq DIFERENCIA < 0$. Hay un ahorro si el generador estuviese encendido, pero no suficiente para tomar una decisión. Se sigue con la hora siguiente acumulando DIFERENCIA.

3. $DIFERENCIA < -\text{Gasto de arranque}$. Al ahorrar más con el generador funcionando que el costo de arranque, se mantiene el generador funcionando desde el comienzo de la acumulación de DIFERENCIA, comenzando otro proceso de optimización con el generador funcionando.

4. El funcionamiento del generador de vapor es necesario para satisfacer las demandas térmicas del proceso.

$-DIFERENCIA \leq 0$. Se mantiene el generador encendido desde el comienzo de la acumulación de DIFERENCIA, comenzando otra optimización con el generador en funcionamiento.

$-DIFERENCIA > 0$. Se mantiene el generador apagado desde el comienzo del proceso de optimización, arrancándolo en la hora presente. Se comienza otro proceso de optimización con el generador en funcionamiento.

Para el cálculo del costo mínimo con el generador de vapor en funcionamiento se sigue el mismo proceso que en situaciones anteriores, tomando como función de aptitud:

$$\text{Costo} = \text{Precio electricidad comprada} \times \text{Electricidad comprada} - \text{Precio electricidad vendida} \times \text{Electricidad vendida} + \text{Precio combustible turbina} \times \text{Combustible turbina} + \text{Precio combustible caldera} \times \text{Combustible caldera}$$

Las variables independientes son la potencia de la turbina y el gasto de vapor del generador.

Las restricciones internas se expresan como sigue:

$$(1) \quad \text{mínimo} \leq (\text{Potencia de turbina}) \leq \text{máximo}$$

$$(2) \quad \text{mínimo} \leq (\text{Gasto vapor generador}) \leq \text{máximo}$$

Las restricciones externas son las siguientes:

$$(1) \quad (\text{Gasto vapor caldera recuperación}) + (\text{Gasto vapor generador}) \geq (\text{Demanda térmica})$$

$$(2) \quad (\text{Electricidad autoproducida}) + (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Electricidad vendida}) \\ \geq (\text{Demanda eléctrica})$$

El diagrama de flujo que muestra el proceso de optimización de esta configuración se muestra en la Figura 4.18.

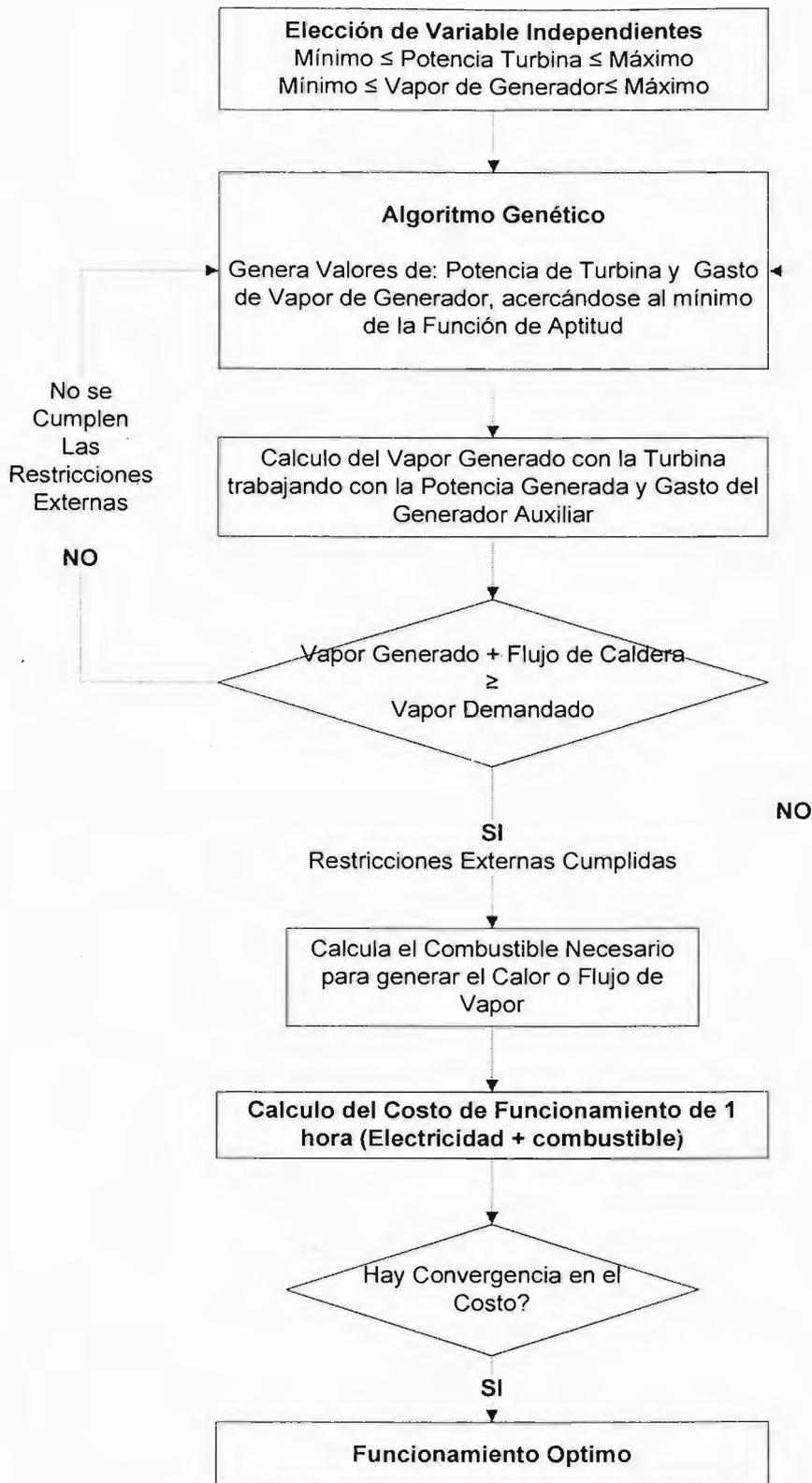


Figura 4.18: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Gas sin postcombustión y generador de vapor auxiliar

6.3.2.4 Configuración IV: Turbinas de gas con postcombustión y generador de vapor auxiliar

Durante el funcionamiento normal de la planta, la turbina trabaja en continuo y el vapor producido proviene de dos fuentes: la caldera de recuperación y el generador de vapor auxiliar. Cabe entonces preguntarse, en que niveles debe de trabajar cada uno de forma que el costo sea mínimo.

Como en el caso anterior, al existir un generador de vapor, la optimización del funcionamiento debe realizarse de forma global durante toda la simulación.

Durante el funcionamiento normal del sistema la turbina trabaja en continuo y el vapor producido proviene de dos fuentes, la caldera de recuperación y el generador de vapor.

Entonces surge el dilema: ¿En qué niveles deben de trabajar cada uno de forma que el costo sea mínimo? El modelo genético supera esta dificultad calculando el funcionamiento óptimo.

Durante el proceso de optimización se debe calcular el costo mínimo de funcionamiento de la planta con el generador de vapor parado.

Para calcular el costo mínimo de funcionamiento del sistema con el generador en funcionamiento, se procede como en casos anteriores.

La función objetivo a minimizar es el costo de funcionamiento:

$$\text{Costo} = \text{Precio electricidad comprada} \times \text{Electricidad comprada} - \text{Precio electricidad vendida} \times \text{Electricidad vendida} + \text{Precio combustible turbina} \times \text{Combustible turbina} + \text{Precio combustible postcombustión} \times \text{Combustible postcombustión} + \text{Precio combustible caldera} \times \text{Combustible caldera}$$

Las variables independientes consideradas en la optimización son la potencia suministrada por la turbina, el gasto de vapor del generador y el combustible de postcombustión.

Estas variables están sujetas a las restricciones internas siguientes:

- (1) $\text{mínimo} \leq \text{Potencia de turbina} \leq \text{máximo}$
- (2) $\text{mínimo} \leq \text{Gasto vapor generador} \leq \text{máximo}$
- (3) $0 \leq \text{Combustible de postcombustión} \leq \text{máximo}$

Las restricciones externas se exponen a continuación:

- (1) $(\text{Gasto vapor caldera recuperación}) + (\text{Gasto vapor generador}) \geq (\text{Demanda térmica})$
- (2) $(\text{Electricidad autoproducida}) + (\text{Electricidad comprada}) - (\text{Electricidad vendida})$
 $\geq (\text{Demanda eléctrica})$

Cuando disminuye la demanda de vapor de proceso, de forma que toda ella pueda ser cubierta por el vapor producido en la caldera de recuperación, se tiene oportunidad de parar el generador, lo que supone un ahorro de combustible.

En este caso, la optimización del funcionamiento del sistema se realiza de forma similar a lo ya explicado, si bien se debe eliminar, tanto de la función objetivo, como de las restricciones impuestas, todos los elementos que tengan relación directa con el generador de vapor auxiliar.

Ahora bien, hay que tener presente que si se produce el enfriamiento del generador de vapor auxiliar, su nueva puesta en marcha supone un importante gasto que iría a incrementar el costo de operación del sistema.

En este sentido, si tras su parada, al cabo de pocas horas es necesaria su nueva utilización, podría pensarse en mantenerlo encendido, siempre que el consumo de combustible que ello supone implique un menor costo que el originado por el arranque.

En definitiva, surgen problemas en determinar el modo de funcionamiento en el momento presente, debido a que futuras cargas a satisfacer, con sus correspondientes óptimos de funcionamiento, ejercen su influencia en la determinación del óptimo presente.

Es por ello que el programa desarrolla un método, expuesto a continuación, para resolver este dilema y definir claramente las situaciones de marcha o parada del generador de vapor auxiliar, así como su nivel de producción de vapor.

Se parte de una hora (punto de partida del proceso de cálculo) en la que el estado del generador de vapor se encuentra perfectamente definido, bien en marcha o bien en parada.

A continuación, y para la hora siguiente, se calcula los funcionamientos óptimos del sistema con y sin generador, evaluándose los costos de operación y obteniendo su diferencia.

Sea:

COCE: Costo de operación con generador de vapor auxiliar en marcha

COCA: Costo de operación con generador de vapor auxiliar parado

$$DIFE = COCE - COCA$$

Evidentemente, si *DIFE* es negativo, se produce un ahorro si el generador de vapor está encendido, mientras que si *DIFE* es positivo sucede todo lo contrario.

Dependiendo del valor de *DIFE*, del estado de producción del generador y del costo de arranque, el programa toma la decisión, bien de determinar el funcionamiento del sistema, comenzando el cálculo en un nuevo punto de partida, o bien de acumular el valor de *DIFE* hasta que se pueda definir el funcionamiento óptimo en estas horas de incertidumbre.

El diagrama de flujo que muestra el proceso de optimización de esta configuración se muestra en la Figura 4.19.

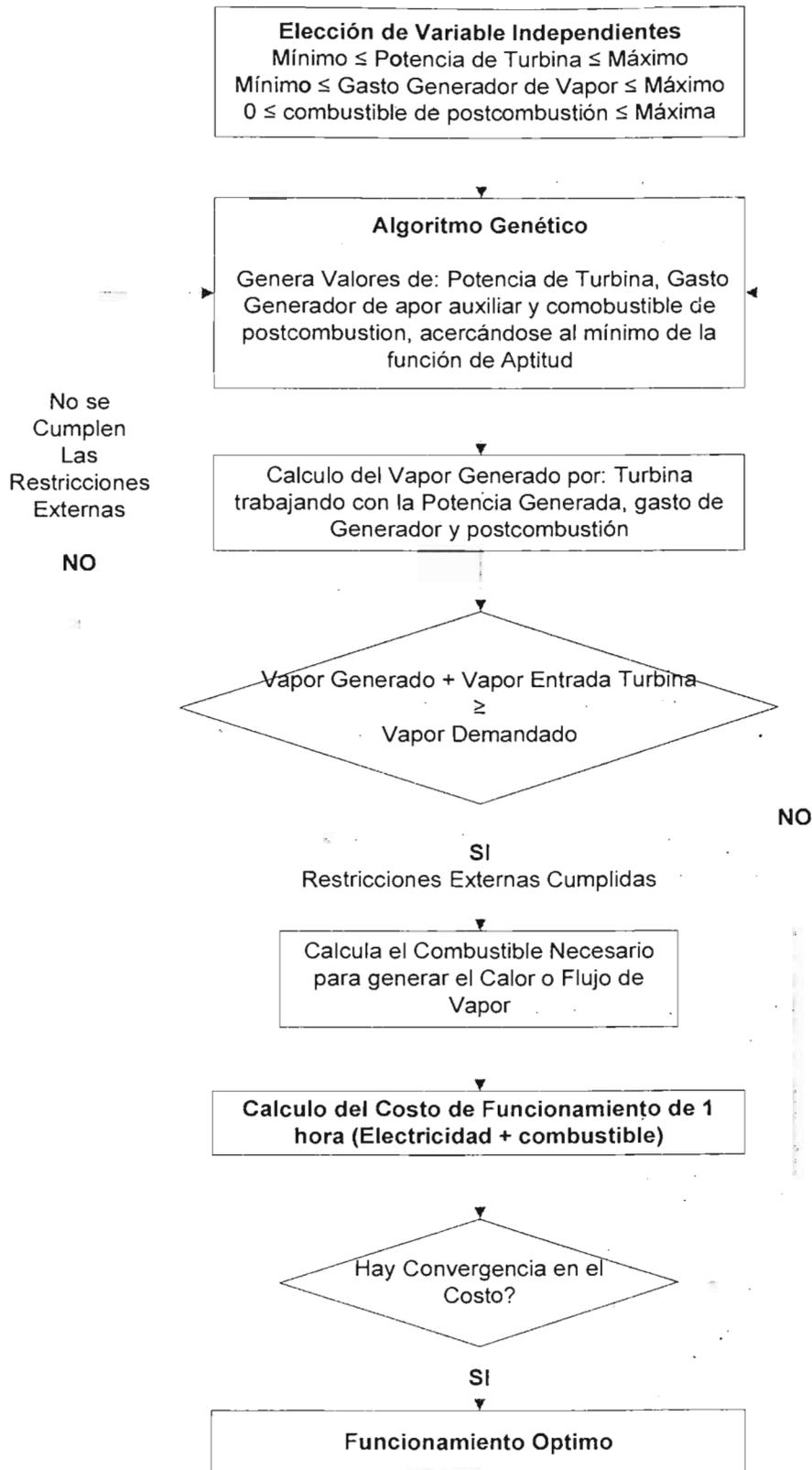


Figura 4.19: Modelo de optimización de una planta de cogeneración con Turbina de Gas con Postcombustión y generador de vapor auxiliar.

6.3. Funcionamiento del Modelo de Optimización

Tomando en cuenta la Figura 4.5, el proceso implementado para llevar a cabo el proceso de optimización a través de un modelo de algoritmo genético cumple 4 etapas:

- **Población inicial:** comprende la generación de los individuos que van a conformar la población inicial del modelo. Esta generación es aleatoria y dentro del dominio de cada variable de operación.

- **Evaluación:** se trata de asignar un valor de aptitud a cada individuo, en función de lo bien que resuelve el problema.

- **Selección:** ahora se elijen a os individuos que mejor aptitud tengan para satisfacer la función objetivo del modelo.

- **Reproducción:** se generan los nuevos individuos. Para ello se consideran procesos de cruzamiento y mutación. Los mejores valores de las variables se convierten en cadenas binarias a fin de poder realizar estos procesos genéticos.

En realidad la segunda y tercera etapas se pueden fundir en una, ya que no es estrictamente necesario asignar a cada entidad una aptitud, sino simplemente saber cuáles son mejores que otras, pero asignar pesos suele ser lo más cómodo.

También podemos combinar la tercera y la cuarta generando las nuevas entidades únicamente en la zona de memoria donde se encuentran los individuos a eliminar y mantener así la población constante.

En cualquier caso, siempre existirá alguna forma de evaluación, selección y reproducción. Cada uno de estos procesos se puede realizar de muchas formas distintas, independientemente del problema que se esté resolviendo.

6.3.1. Descripción del modelo

Para optimizar una planta de cogeneración de energía necesitamos un modelo que resuelva las dificultades por la presencia de limitaciones tanto implícitas como explícitas de las variables. El método establece identificar variables independientes con las cuales se plantean las restricciones internas y variables dependientes de estas para poder establecer las estricciones externas.

Dentro de la región experimental en el espacio de las variables independientes, donde se sitúa el problema específico de la optimización, deberán elegirse inicialmente unos intervalos para cada factor o variable independiente. Así, se delimitará un espacio de búsqueda inicial donde situar el primer conjunto de puntos experimentales (población inicial).

Sobre la población inicial se aplican la serie de reglas que configuran el modelo y que determinan su evolución. Antes de exponer tales reglas, es importante señalar que en la elección del intervalo inicial de los factores, deberá regir la experiencia de expertos en proyectos de cogeneración sobre la relativa influencia del nivel de los factores en la respuesta. En algunos casos puede ser incluso conveniente realizar cierto número de pruebas previas para determinar el grado de influencia de determinados factores.

- Generación de la población inicial

Si el intervalo elegido para los k factores (k , número de dimensiones del espacio de búsqueda experimental), comprende los siguientes límites:

$$(X_{imin}, X_{imax}) \quad i = 1, 2, \dots, k$$

Donde X_{imin} y X_{imax} representan el límite inferior y superior para el factor i , respectivamente.

Para la conformación de la población inicial se elegirán $N=2k$ puntos P_j , resultando un arreglo matricial. La matriz resultante que comprende a todos los individuos de la población inicial es la siguiente:

$$\begin{bmatrix} X_{11} & X_{12} & \dots & X_{1k} \\ X_{21} & X_{22} & \dots & X_{2k} \\ X_{31} & X_{32} & \dots & X_{3k} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ X_{N1} & X_{N2} & \dots & X_{Nk} \end{bmatrix}$$

Donde cada fila representa las k coordenadas de los N puntos de la matriz y cada columna los distintos niveles adoptados por cada factor en los N puntos experimentales del espacio de búsqueda.

Cada elemento de la matriz X_{ij} se obtiene de acuerdo con la ecuación:

$$X_{ij} = X_{imin} + R_{ij} * (X_{imax} - X_{imin})$$

Donde R_{ij} es un número aleatorio generado en el intervalo de 0 a 1.

Se puede notar que en nuestro caso no se generan propiamente cromosomas binarios, sino que por la naturaleza del problema y por los resultados obtenidos, se definen directamente los valores de las variables empleando números aleatorios que afectan al dominio de cada variable, con lo cual se garantiza que el proceso de optimización se realizara dentro del propio dominio de las variables independientes. Más adelante para realizar los procesos genéticos de cruzamiento y mutación, el modelo genera las cadenas binarias que representa a un cromosoma a partir de los mejores valores de cada variable resultantes del proceso de evaluación y selección.

- Evaluación, selección y reproducción.

A través de los siguientes pasos, se realizan de manera conjunta todos estos procesos. Debemos aclarar que debido a que la población inicial -aún cuando su generación es aleatoria- no esta representada por cadenas binarias, por lo cual los procesos de cruzamiento y mutación no se realizan de manera tradicional, sino que hemos desarrollado un método a través del cual la reproducción genética esta inherente a la generación de nuevos puntos que se lleva a cabo con este modelo.

Los pasos son:

- 1.- Evaluación de las respuestas en cada uno de los puntos P_j constituyentes de la matriz de diseño inicial. En este punto se aplica la función de aptitud.
- 2.- Se elimina el punto cuya respuesta se juzga inferior.
- 3.- Se sustituye el punto eliminado por otro situado a una distancia α ($\alpha > 1$) de un centroide imaginario y en dirección opuesta al punto eliminado. De esta forma el nuevo punto vendrá dado por:

$$P^* = \alpha (C - P_b) + C$$

Donde P_b es el punto cuya respuesta se juzga inferior.

El centroide imaginario viene dado por la siguiente expresión:

$$C = 1/(N-1) * \sum_{j=1}^N (P_j - P_b)$$

Y sus coordenadas se evalúan a partir de las correspondientes a los P_j y P_b :

$$X_{iC} = 1/(N-1) * \sum_{j=1}^N (X_{ij} - X_{ib})$$

El valor de α oscila entre 1, 3 y 1, 6, habiéndose sometido su valor a estudio en este trabajo.

4.- Se evalúa la respuesta Y^* del punto P^* .

5.- Si la nueva respuesta Y^* resulta inferior a cualquiera de las demás que componen el la generación en consideración, se desplazará el punto P^* a unas nuevas coordenadas, para dar lugar a un nuevo punto P^{**} , situado a la mitad de la distancia entre el punto P^* y el centroide C . De esta forma, en notación matricial el punto P^{**} vendrá dado por la siguiente ecuación:

$$P^{**} = 1/2 (P^* + C)$$

De no cumplirse la condición anteriormente mencionada -y* respuesta inferior de la generación- se aplicaría de nuevo el criterio expuesto en el punto 2.

6.- El criterio expuesto en el anterior punto (5) rige indefinidamente mientras las respuestas que se vayan obteniendo sean consideradas las inferiores en las sucesivas generaciones.

7.- Si cualquiera de las coordenadas de un nuevo punto se sitúa fuera de los límites permisibles, contraviniendo cualquiera de las limitaciones, tanto empíricas como explícitas, existentes, aplica la regla expuesta en el punto 2.

8.- El método se da por finalizado y las condiciones óptimas se consideran alcanzadas, cuando en 5 generaciones consecutivas se obtengan respuestas cuya dispersión este englobada por el error experimental que es el criterio de paro. Evidentemente, será preciso disponer de algún estimado de la varianza del error experimental, pudiéndose estimar, por ejemplo, en las pruebas previas.

**5. *COGENERA*: SISTEMA INTELIGENTE PARA
LA OPTIMIZACION DEL DISEÑO Y
FUNCIONAMIENTO DE PLANTAS DE
COGENERACION DE ENERGIA.**

1. CRITERIOS GENERALES PARA EL DESARROLLO DEL SISTEMA INTELIGENTE “COGENERA”

La problemática comentada en los capítulos y apartados anteriores respecto al problema de diseño y optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración, ha traído consigo la necesidad de desarrollar programas de computadora para el cálculo y diseño que hagan posible una rápida evaluación de cualquier planta de cogeneración de energía.

Es desde este hecho, de donde parte la introducción y desarrollo de Sistemas Inteligentes en Ingeniería Energética. Dichas herramientas informáticas ya han sido utilizadas con gran éxito en otros campos de la ingeniería, por lo que en este trabajo se demuestra que puede adaptarse a las necesidades particulares de los análisis energéticos de una planta de cogeneración, específicamente.

También se ha manifestado que una planta de producción de energía incluye una multitud de componentes, equipos y tipos de corrientes, por lo que su análisis, estudio y diseño implica el manejo y control de una cantidad enorme de información. Esta información no supondría grandes problemas si se pudiera atacar cada parámetro por separado o agrupados en conjuntos de pequeñas unidades. Sin embargo, bajo el punto de vista de la obtención de un óptimo energético global, es necesario el control y manejo simultáneo de cada una de esas variables.

Esto es un trabajo que, aunque no resulta excesivamente complicado, escapa de las posibilidades que ofrece el cerebro humano. Sin embargo, se dispone de la ayuda de la computadora, que son capaces de almacenar y controlar una gran cantidad de información, volviéndose más poderosas si se le dota de capacidades de razonamiento y aprendizaje.

En general, la utilidad de cualquier Sistema Inteligente depende básicamente de los tres aspectos siguientes:

- La metodología de las entradas y salidas de datos al sistema inteligente.
- El sistema de toma de decisiones y de cálculo seguido y la estructura de datos creada.
- La eficiencia y estabilidad de los cálculos que realiza y de las decisiones que adopta.

La metodología de las entradas y salidas debe proporcionar gran facilidad de acceso al usuario del Sistema Inteligente, de forma que cuanto más simple y manejable sea, el sistema inteligente aumenta su valor como herramienta de cálculo, diseño y toma de decisiones. Al mismo tiempo, debe proporcionar una adecuada comunicación entre su estructura y la conexión con el exterior.

El sistema de cálculo seguido, el sistema de toma de decisiones y la estructura de datos creada debe ser suficientemente sucinta, desde el punto de vista de programación, como para dotar al Sistema Inteligente de gran rapidez de cálculo, razonamiento y aprendizaje. Así mismo debe estar provisto de un eficiente almacenamiento para toda la información utilizada.

La eficiencia, estabilidad de cálculo y la calidad de las decisiones, dependen sobre todo de los métodos utilizados. Más aún, en un Sistema Inteligente en el que se han simulado y modelizado diferentes equipos, las técnicas de modelización y más concretamente la realización de los balances de masa y energía influyen notablemente en la estabilidad de cálculo y en la confiabilidad de las recomendaciones.

En este sentido, la mayoría de las técnicas de optimización fallan cuando se les obliga a trabajar con problemas que contiene un gran número de variables independientes con sus respectivas relaciones de restricción, como es el caso habitual del diseño óptimo de las plantas de energía.

El objetivo principal al diseñar el Sistema Inteligente, es el de permitir al usuario definir la configuración de la planta de cogeneración de energía, que mejor se adapte a sus necesidades energéticas (térmica y eléctrica). La primera pregunta que uno se plantea es: una vez conocida la finalidad del Sistema Inteligente, ¿qué tareas concretas debe realizar para cumplir sus objetivos?. Para contestar a esta pregunta hay que tener en cuenta básicamente que el proceso de diseño y optimización puede ser dividido en varias etapas:

- Definición de las necesidades energéticas
- Configuración de la planta
- Análisis energético de la planta configurada
- Análisis de tarifas y costos
- Optimización del modo de funcionamiento
- Implementación

De estas seis etapas, la primera establece las necesidades de energía, tanto térmica como eléctrica que demanda la fábrica. Por lo tanto no deja libertad de elección. Simplemente hay que satisfacerlas.

En la etapa de configuración se definen los tipos de plantas que convienen a las necesidades de energía, así mismo se eligen los equipos que formarán la planta y sus interconexiones. Es aquí cuando se entra en el campo de actuación efectiva del Sistema Inteligente. Luego se lleva a cabo el análisis energético de cada una de las alternativas. El Sistema Inteligente plantea en primer lugar los balances de masa y energía de la planta configurada, procede a su resolución. Luego dimensiona los equipos y calcula los costos de funcionamiento.

Todo el planteamiento anterior es válido para el análisis de la planta en estudio; sin embargo el Sistema Inteligente puede ir más lejos. Es muy frecuente encontrarse con situaciones en las que es necesario definir o elegir un valor para algún parámetro de una corriente, por ejemplo, una presión o temperatura.

En concreto si, por ejemplo, la planta dispone de tres niveles de presión del vapor, en el que sólo dos de ellos, generalmente el de media y baja, están previamente fijados por las necesidades térmicas a satisfacer, se precisa elegir un valor del nivel de alta presión. De esta elección dependerá, no sólo la energía que se obtendrá mediante las turbinas en el salto hasta las presiones de media y baja, sino también el precio del generador de vapor y muchísimos parámetros y equipos más. Es por ello que hay que tener mucho cuidado en su elección.

Para que no se produzcan errores, lo más seguro es proceder a realizar una optimización, con el objetivo de que el valor del parámetro en estudio de lugar a costos de funcionamiento mínimos.

En definitiva, podemos decir que las funciones del Sistema Inteligente aplicado a la optimización del diseño y modo de funcionamiento de plantas de cogeneración, comprende generalmente los siguientes puntos:

- Almacenamiento de las necesidades térmicas y eléctricas que debe satisfacer la planta a diseñar.
- Selección de un tipo de configuración de planta de cogeneración
- Planteamiento de los balances de masa y energía para la configuración elegida.
- Resolución de dichos balances.
- Dimensionamiento de los equipos.
- Cálculo de costos de los equipos.
- Cálculo de costos de funcionamiento del sistema.
- Implementación de una optimización paramétrica para los valores de las corrientes de la planta.
- Programa de funcionamiento horario y mensual, indicando la generación de energía eléctrica y de vapor de proceso, sus costos y ahorros respectivamente.
- Presentación de los resultados de los balances.
- Presentación de los resultados de la optimización paramétrica.
- Presentación de los costos de los equipos.
- Presentación de los costos de operación del sistema.

En lo que se refiere al modelo de optimización se han contemplado tres aspectos básicos que caracterizan la metodología empleada y que de alguna manera definen la filosofía y características generales del sistema inteligente desarrollado.

Estos son:

1. El comportamiento de los diferentes componentes de las instalaciones se refleja según las curvas características, rendimientos, etc., es decir, de acuerdo con los datos reales ofrecidos por el fabricante. Para ello se han creado las bases de datos pertinentes, en los que se almacenan la información característica de cada uno de los equipos.

2. La metodología ha sido elaborada bajo la idea de que son las necesidades de vapor las que proporcionan la oportunidad de cogenerar. Por lo tanto, la energía eléctrica es tratada como un subproducto que siempre se podrá comprar o vender, mientras que el vapor es necesario producirlo.

En ese sentido la metodología de optimización se diseñó de forma que las necesidades térmicas sean satisfechas en primer lugar. Cumpliendo este requisito, se podrá variar el modo de funcionamiento de la planta para lograr que el costo de funcionamiento sea el mínimo.

3. La metodología tiene flexibilidad, por lo cual se considera que el modo de funcionamiento no sea una entrada del modelo, sino que es el propio Sistema Inteligente el que define el modo de funcionamiento óptimo. Para ello se desarrolló un algoritmo genético para la optimización cuyo objetivo es la determinación de las condiciones de funcionamiento, de forma que satisfaciendo las cargas térmicas y eléctricas, el costo sea el mínimo.

COGENERA modela termodinámicamente los siguientes tipos de plantas de cogeneración, por considerarse que son los más utilizados para instalaciones de pequeña potencia, tanto en aplicaciones industriales como comerciales:

- Plantas basadas en turbinas de vapor de contrapresión
- Plantas basadas en turbinas de vapor de condensación, con o sin extracción
- Plantas basadas en turbinas de gas con o sin postcombustión y con el apoyo o no de un generador de vapor auxiliar.

Para ver las diversas características técnicas de cada una de estas configuraciones, revisar el apartado 6.1 del capítulo 4

2. CONCEPTUALIZACION DEL SISTEMA INTELIGENTE **COGENERERA**

Desde el punto de vista informático, **COGENERERA** integra técnicas de cómputo convencional con técnicas de inteligencia artificial, obteniéndose un Sistema Inteligente Híbrido. Las diversas técnicas integradas en una sola herramienta son bases de datos, sistemas expertos y algoritmos genéticos.

Las bases de datos se utilizan para almacenar las características operativas de los componentes de plantas de cogeneración y de la información operativa de la industria, así como de los resultados que genera el sistema.

La técnica de sistemas expertos se emplea para realizar el análisis energético de la industria en particular, seleccionar las mejores configuraciones de plantas de cogeneración, de modelarlas termodinámicamente y de plantear las mejores recomendaciones, para ello se han desarrollado bases de reglas heurísticas (Bases de Conocimiento) conectadas a programas externos de cálculo.

La técnica de algoritmos genéticos se aplica para llevar a cabo la optimización del modo de funcionamiento horario de la planta de cogeneración, en base al costo mínimo de funcionamiento. **COGENERERA** es un sistema totalmente interactivo que permite al usuario juzgar el interés económico del funcionamiento de una planta de cogeneración antes de instalarla o realizar la inversión; o en todo caso, de una planta que ya está en operación para mejorarla.

Para ello, el sistema inteligente opera hora a hora (toma datos horarios), considerando la configuración de la planta de cogeneración definida previamente y las cargas térmicas y eléctricas que debe satisfacer en el proceso industrial. En primer lugar realiza el análisis de las necesidades energéticas de la industria y según ello se definen una o más configuraciones de cogeneración, luego se lleva a cabo el modelado termodinámico y de costos, y finalmente la optimización del modo de funcionamiento.

La estructura definida para **COGENERERA** es modular, habiéndose programado módulos independientes que interaccionan entre sí, cada uno de ellos responsable de un aspecto fundamental del proceso de análisis. Cada módulo cuenta con varios submódulos y programas de cálculo y todos están conectados a diversas bases de datos. Debido a que cada uno de los módulos puede funcionar independientemente de los demás, el sistema está dotado de amplia flexibilidad, interactividad y eficacia de análisis.

Es importante anotar los módulos que le dan inteligencia a **COGENERERA**, *estos son la* Base de Conocimientos para la selección de tipos de plantas de cogeneración y el Algoritmo Genético encargado de la optimización del modo de funcionamiento, tal como se muestra en la figura 5.1.

Una característica que es muy importante destacar es que, el ambiente de trabajo de **COGENERERA**, prácticamente es una sola ventana de trabajo donde el usuario interactúa con el menú principal y un conjunto de submenús, tal y como se describirán más adelante.

2.1. Estructura Modular de **COGENERERA**

Como se ha visto en el punto anterior, y desde el punto de vista de su funcionamiento, el sistema inteligente **COGENERERA** se divide en seis grandes módulos, cuyo flujo es controlado por el módulo inicial, el cual está ligado a una base de datos en la cual se almacenan los datos generales de un proyecto en particular y los avances en el proceso de diseño o de optimización. La figura 5.1 muestra la estructura modular y la interactividad del sistema.

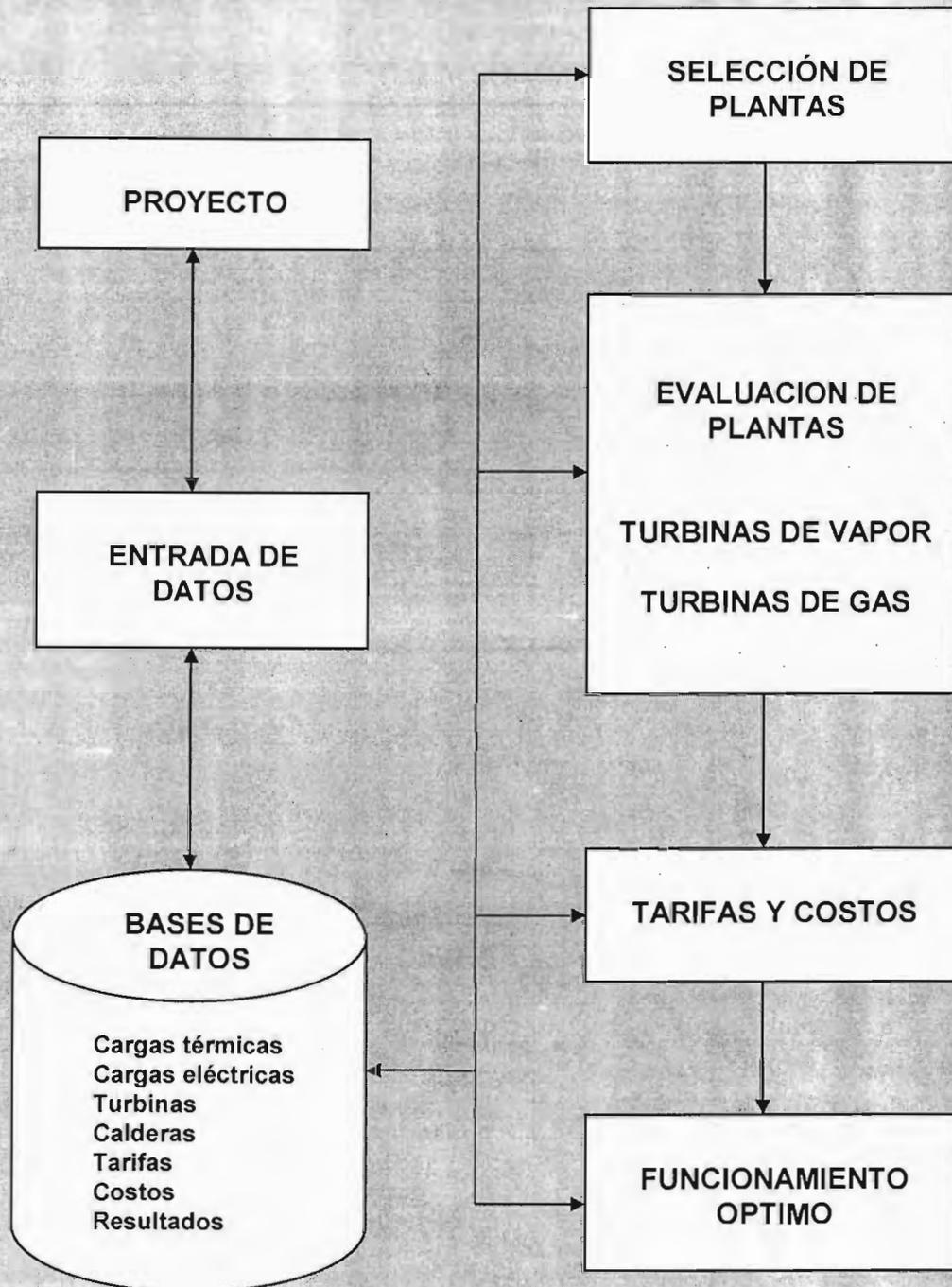


FIGURA 5.1: Estructura Modular de COGENERA

3. DESCRIPCION DEL SISTEMA INTELIGENTE

En este apartado describiremos con mayor detalle los diferentes módulos principales de *COGENERA*, mencionando en cada caso, los diferentes procesos (sub-módulos) que realizan y las conectividades requeridas para la transferencia de datos.

En términos generales, el sistema inteligente esta conformado por módulos, sub-módulos, procesos de cálculo y bases de datos.

Todos los módulos tienen ya sea una base de conocimientos o conjunto de reglas heurísticas o en todo caso procesos de cálculo.

Así mismo cada módulo tiene sub-módulos que contienen procesos para conectarse a las bases de datos del sistema inteligente y procesos de cálculo adicionales respectivamente.

3.1. Interfaz de usuario.

La interfaz del Sistema a sido diseñada de acuerdo a ciertos estándares en cuanto programas para uso general se refieren, en este caso todas las interfaces has sido diseñadas en lenguajes de programación de alto nivel, pero manejando una lenguaje de programación para los calculo de nivel medio con el fin de conservar un optimo y fácil manejo en las interfaces sin perder el poder de calculo en los algoritmos y modelos matemáticos utilizados.

La interfaz de usuario del Sistema de Cogeneración se encuentra conformada por dos estructuras básicas:

- a. Barras de Menús y de herramientas
- b. Área de trabajo

La vista de la pantalla inicial de *COGENERA* se ve a continuación en la figura 5.2, y mas adelante se describen las características de cada estructura:

a. Barra de Menús:

La barra de Menús incluye a diversos módulos de trabajo como Proyecto, Entrada de Datos, Selección de Plantas, Turbinas de Vapor, Turbinas de Gas, Funcionamiento Optimo y Ayuda. Cada modulo tiene además submenús, como lo describimos más adelante.

b. Barra de Herramientas:

La barra de herramientas, trabaja para todas las tareas específicas y comunes de cada módulo y a diferencia del menú, esta dispuesta para que de manera directa el usuario pueda acceder a algún comando u opción de la aplicación, las opciones mas comunes en todas las aplicaciones, como son "Abrir", "Guardar" entre otras.

En la figura 5.3 se observa la ubicación de esta barra de herramientas.



Figura 5.2: Vista inicial de *COGENERA*



Figura 5.3. Ubicación de la barra de Herramientas

3.2. Módulo 1: Proyecto

Este módulo permite al usuario dar de alta un nuevo proyecto de diseño de una planta de cogeneración, o para continuar algún proyecto ya iniciado con anterioridad. Por otro lado permite al usuario mantener un historial del funcionamiento de una planta de cogeneración específica, durante un tiempo definido: día, semana, mes, año, etc. Para ello cuenta con los procesos necesarios y con una base de datos para almacenar la información respectiva.

Contiene las opciones mas comúnmente utilizadas en todos los programas, estas incluyen la opción de Crear nuevo Proyecto, Abrir Proyecto existente, Cerrar un Proyecto abierto y Salir del Sistema, tal como se muestra en la figura 5.4.



Figura 5.4. Módulo 1: Proyecto

3.3. Modulo 2: Entrada de datos

La realización de un diseño o de la optimización del funcionamiento de una planta de cogeneración en base a datos reales y características comerciales de los distintos equipos que configuran un tipo de planta de cogeneración, requiere el empleo de gran cantidad de información.

Con este fin, el sistema inteligente dispone de diversos sub-módulos y procesos para recoger, almacenar, visualizar, imprimir y cambiar o borrar cualquier dato de los distintos equipos existentes en el mercado.

De esta forma se dispone de curvas características de distintas turbinas, rendimientos de calderas, calderas de recuperación, alternadores, etc., que posteriormente serán utilizados durante el proceso de diseño y optimización.

Este módulo dota a **COGENERA** de gran flexibilidad, en cuanto permite modelar una planta con la configuración deseada y con los cambios que se deseen de los equipos que lo forman. De esta manera, al ir colocando en la planta elementos de distintas casas comerciales, se consigue analizar todas las posibles elecciones del equipo, para obtener la más adecuada. En la figura 5.5 se muestra el menú de este módulo y las ventanas de captura para caldera de recuperación y cargas de sistema.

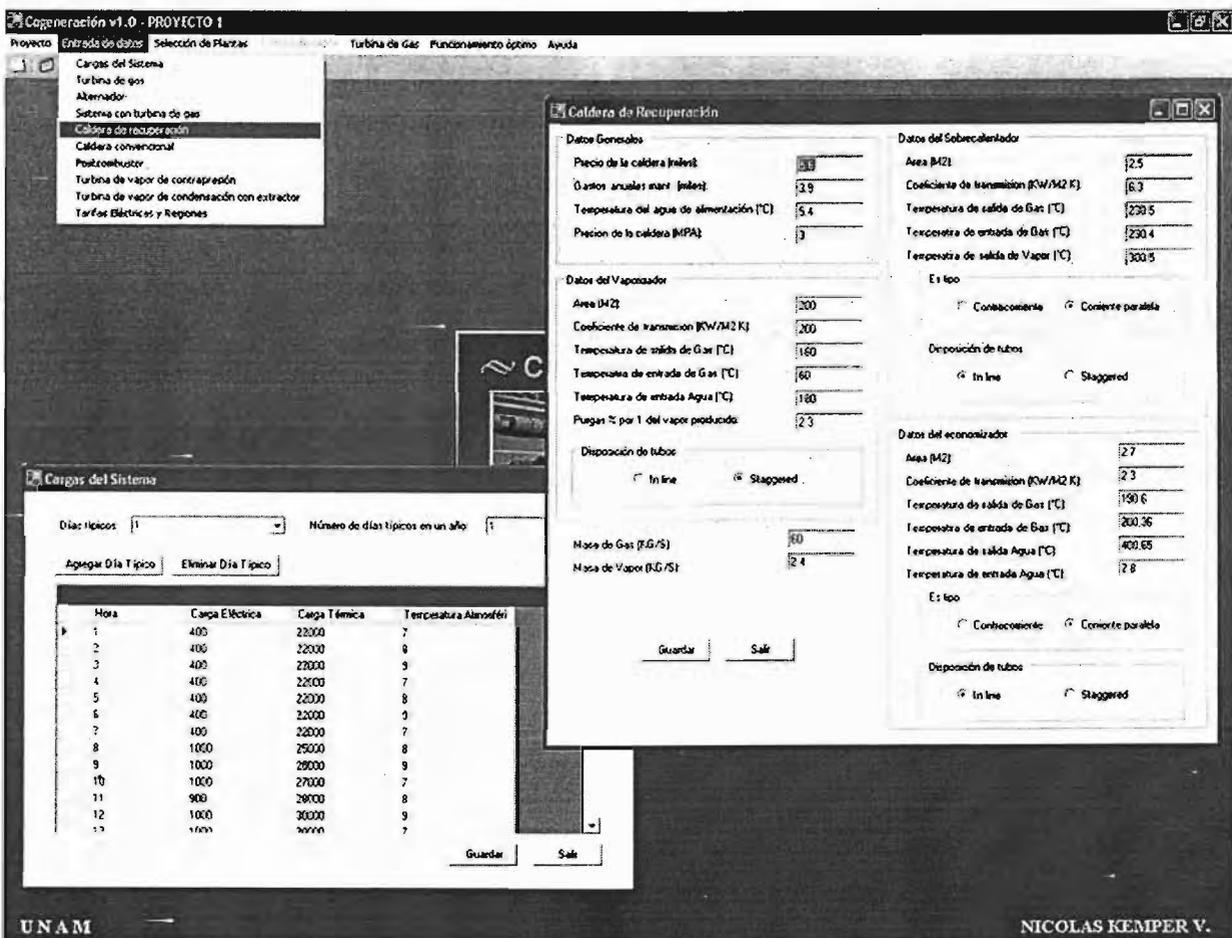


Figura 5.5: Módulo Entrada de Datos

Los sub-módulos que permiten realizar las funciones descritas son los siguientes: Cargas del Sistema, Turbina de Gas, Alternador, Sistema con Turbina de gas, Caldera de recuperación, Caldera Convencional, Postcombustor, Turbina de Vapor de contrapresión, Turbina de Vapor de condensación con extractor, Tarifas eléctricas y Regiones.

Algunos de estos sub-módulos incorporan otros campos para poder manejar datos de componentes relacionados, como el de caldera que incluye al calentador, atemperador, bomba de agua, etc.

- Tarifas eléctricas y Regiones

Este sub-módulo "TARIFAS" permite al usuario modelar las diversas formas de estructura tarifaria. TARIFAS crea una base de datos para la estructura tarifaria que es utilizada para calcular el costo de la electricidad comprada de la red y los ingresos por la electricidad vendida. Se ha modelado la estructura de las tarifas industriales en sus diversas modalidades. También se toma en cuenta la tarifa contratada, con sus recargos y bonificaciones, según la región respectiva. En la figura 5.6. se muestra la pantalla de captura de la estructura tarifaria de la industria.

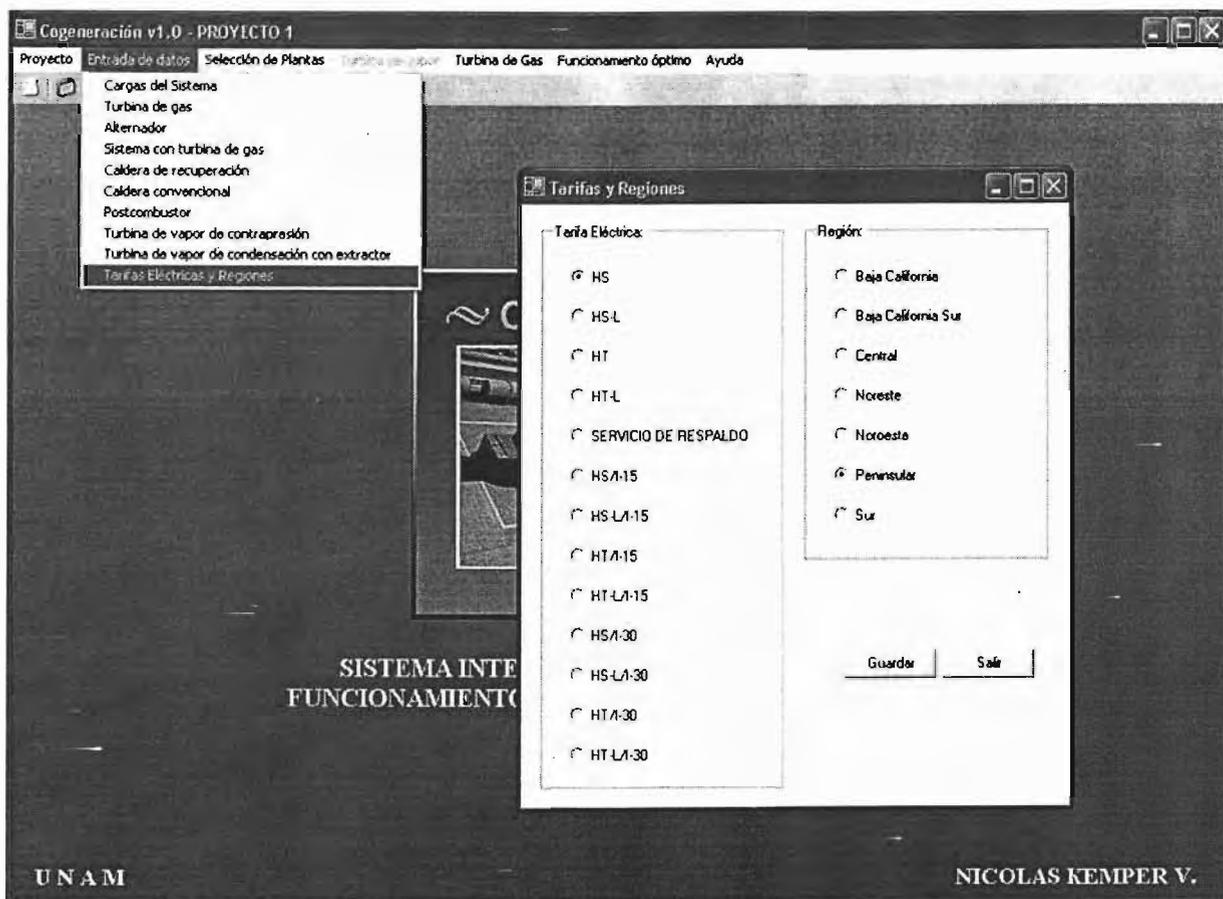


Figura 5.6: Módulo Tarifas Eléctricas

. Bases de Datos

Es una base de datos relacional que permite almacenar información referente a la empresa donde se implantará el proyecto de cogeneración, asimismo permite almacenar información referente a las cargas térmicas y eléctricas, así como datos características de turbinas de gas y de vapor comerciales, datos sobre calderas convencionales y calderas de recuperación, equipos generadores de electricidad, costos de tarifas, etc., y los resultados que se van obteniendo en cada módulo.

3.4. Módulo 3: Selección de la planta

Este módulo cuenta con tres procesos: uno para modelar los perfiles de carga térmica y eléctrica de la fábrica, otro para calcular diversas relaciones Q / E , así como el acceso al sistema experto que permite llevar a cabo la selección del tipo de planta de cogeneración de acuerdo a diversos factores. En la figura 5.7. se muestra las entradas/salidas de este módulo.

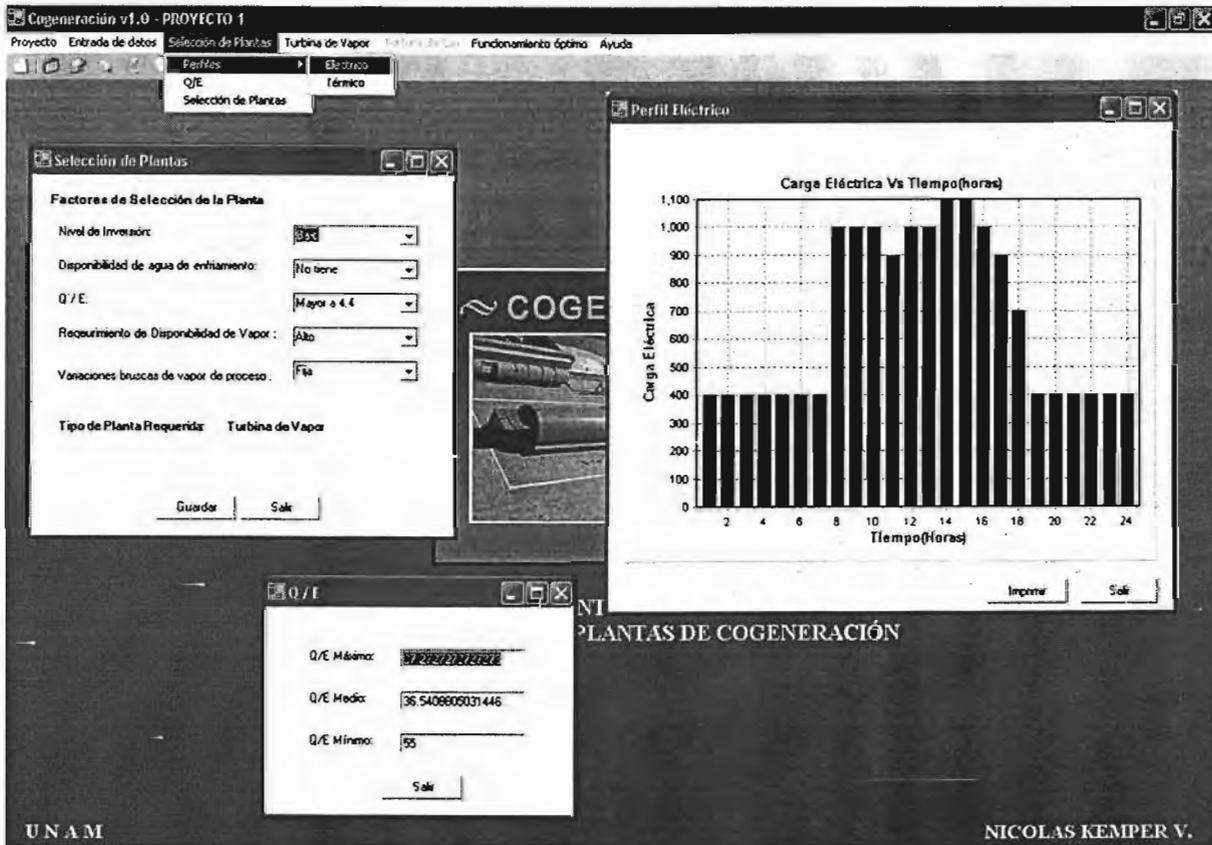


Figura 5.7: Módulo Selección de Plantas.

El usuario puede modelar la demanda de energía térmica y eléctrica. En el caso más simple, las curvas de demanda de energía se especifican para cada día típico de 24 horas de cada uno de los doce meses de un año representativo.

Un modelo alternativo, para perfiles de carga más complejos, consiste en especificar las demandas energéticas hora a hora de varios días típicos, de forma que las cargas mensuales se simularán indicando el número de días por mes de cada uno de los días típicos considerados. Este método permite modelar cualquier perfil de carga, incluso periodos de parada, vacaciones, etc.

El método más complejo, pero para el que indudablemente es necesario una información más detallada y recurrir a la monitorización (ya que de no ser así pocas fábricas estarían capacitadas para suministrarla), consiste en especificar hora a hora las cargas del sistema durante un año de funcionamiento, con lo que se consigue una simulación más próxima a la realidad.

Según los perfiles de carga, el sistema experto determina los valores de la relación Q/E. Se tiene la alternativa de calcular Q/E promedios, Q/E máximos o Q/E mínimos para cada periodo de análisis considerado: día típico, mes o anual.

3.4.1. Sistema experto para selección de tipos de plantas de cogeneración:

Por otro lado en este módulo se establecen las posibles configuraciones de plantas de cogeneración más apropiadas a las características operativas de la industria que se esté evaluando.

Para ello, la base de conocimientos, considera una serie de restricciones y limitaciones para realizar la selección, es decir no todos los arreglos son factibles de realizar, sino más bien el módulo realiza un análisis previo para determinar una pre-factibilidad técnica inicial de cada configuración, basándose en la relación Q/E, disponibilidad de espacio, distancia de equipos, rendimientos, etc., tal como se describe en el capítulo 4. Conviene anotar que si el usuario quiere proponer una configuración, el sistema lo acepta siempre y cuando cumplan las limitaciones y restricciones respectivas.

3.5 Módulo 4: Evaluación de la planta

Puede decirse que es el corazón de **COGENEREA**. Como ya se ha visto, se encuentran termodinámicamente modelados los cuatro sistemas de cogeneración más habituales.

Para la evaluación de la planta se precisa especificar los equipos concretos que la integran (modelos del mercado), así como el lugar donde se encuentran almacenadas sus características.

A partir de aquí el sistema inteligente, utilizando los modelos de los sistemas y las características de los equipos, evalúa hora a hora el comportamiento de la configuración de planta de cogeneración considerada.

Mediante el submódulo respectivo calcula los costos de funcionamiento (de combustibles, electricidad y mantenimiento) hora a hora, así como los acumulados mensuales y anuales.

Este módulo cuenta con una base de conocimiento conectada a bases de datos y programas de ingeniería que, en conjunto, permiten modelar cada una de las configuraciones de planta de cogeneración que **COGENEREA** ha establecido en el módulo de "Selección de Plantas".

El módulo evalúa el comportamiento de los dos tipos de plantas de cogeneración con turbina de vapor y las cuatro configuraciones con turbinas de gas descritos anteriormente en el capítulo 4. Esta evaluación se realiza a partir de las curvas características y rendimientos suministrados por los diferentes fabricantes de equipos.

3.5.1. Módulo: Turbinas de Vapor

Contiene los procesos para la simulación de equipos con Turbina de Vapor de contrapresión y turbina de vapor de condensación con extractor.

Con respecto al generador de vapor, se parte de la curva de rendimiento en función de la carga, entendido el rendimiento como el cociente entre la entalpía útil que sale y la que entra. Se considera entalpía de salida a la del vapor producido más la correspondiente a purgas, y entalpía entrante a la correspondiente al agua de alimentación y al combustible quemado.

Asimismo, se tiene en cuenta la carga máxima y mínima entre las que puede funcionar correctamente, así como la inercia de la caldera al exigirle un brusco cambio en el ritmo de producción. En definitiva, el modelo termodinámico de la caldera permite calcular el combustible necesario para generar un flujo de vapor exigido.

Respecto a la turbina de vapor a contrapresión, el modelo se basa en las rectas de Willans de la turbina considerada, que relacionan el gasto de vapor con la potencia y que depende de las características del vapor de entrada.

En definitiva, el modelo permite calcular la potencia eléctrica que genera el grupo turboalternador, a partir del gasto de vapor. Asimismo, se tienen en cuenta las potencias máximas y mínimas a las que puede funcionar, sin que se originen problemas. Además, cuando sea necesario, el programa calcula la temperatura del vapor de salida en la contrapresión.

El modelo para las turbinas de vapor de condensación con extracción es similar al anterior. Se parte del conocimiento del diagrama gasto-potencia de la turbina. A partir del gasto del vapor extraído se determina la recta de Willans correspondiente y a partir de ella se obtiene la potencia, conociendo el gasto de vapor a la entrada. Como en la turbina de contrapresión, es también necesario tener en cuenta las potencias máxima y mínima entre las que puede funcionar sin que se produzcan problemas técnicos.

Una vez que se dispone de estos modelos de los diferentes componentes en forma de "cajas negras" (se dan unos valores de entrada y se obtienen unos valores de salida), se procede a enlazarlos convenientemente según el tipo de planta de cogeneración que se quiera estudiar.

(a) Evaluación de las plantas de cogeneración con turbinas de vapor

Como se ha dicho anteriormente, el sistema inteligente evalúa el comportamiento de los sistemas de cogeneración a partir de las curvas características y rendimientos suministrados por los diferentes fabricantes de los equipos.

Los procesos utilizados para la evaluación se enumeran y explican a continuación.

- **Sub-módulo CALDER:** El modelo termodinámico de la caldera permite calcular el combustible necesario para generar una cantidad de vapor, ya sea dada bien como flujo de calor (Mj/hora) o bien como flujo másico (Kg/hora).

Se basa en el conocimiento de la curva de rendimiento en función de la carga, entendido el rendimiento como el cociente entre la entalpía útil que sale y la útil que entra.

Se considera entalpía útil saliente la del vapor producido más la correspondiente a purgas y entalpía entrante la correspondiente al agua de alimentación y al combustible quemado. Así mismo se tiene en cuenta la carga máxima y mínima entre las que puede funcionar correctamente, así como la inercia de la caldera al exigirle un brusco cambio en el ritmo de producción.

- **Sub-módulo TUVCONT:** Simula el comportamiento de una turbina de vapor de contrapresión. El modelo se basa en las rectas de Willans de la turbina considerada, que relacionan el gasto de vapor con la potencia y que dependen de las características del vapor de entrada. Esta curva indica la potencia de la turbina en función del número de toberas abiertas.

Este sub-módulo ha sido elaborado para interpolar entre un gran número de valores que provienen de la digitalización de las curvas anteriormente mencionadas.

En definitiva, el modelo permite calcular la potencia que genera el turboalternador a partir del gasto de vapor. Así mismo se tiene en cuenta las potencias máximas y mínimas a las que puede funcionar sin originar problemas. Además, cuando sea necesario, el sub-módulo calcula la temperatura del vapor de salida.

- **Sub-módulo TUVCOND:** Este sub-módulo simula el comportamiento de una turbina de vapor de condensación con extracción. El modelo se basa en el conocimiento del diagrama gasto-potencia de la turbina considerada. Dicho diagrama ha sido previamente digitalizado y almacenado para la posterior utilización por esta sub-módulo.

A partir del gasto de vapor extraído, se determina la recta de Willans correspondiente y a partir de ella se obtiene la potencia, conociendo el gasto de vapor de entrada. Como en la turbina de contrapresión, es necesario tener en cuenta las máximas y mínimas potencias entre las que puede funcionar sin que se produzcan problemas técnicos.

- **Sub-módulo ENEIBE:** Calcula el precio de la energía eléctrica atendiendo al tipo de tarifa contratada.

- **Sub-módulo CALCIB:** Elabora la factura de la compañía eléctrica, para un periodo dado, atendiendo al tipo de tarifa contratada, consumos de energía realizados, potencia máxima, etc. En definitiva, calcula el costo de la energía eléctrica durante un periodo.

- **Sub-módulo COMPLX:** Este sub-módulo fue descrita en detalle en el capítulo 4, es el modelo genético de optimización.

- **Sub-módulo COSTO2:** Ha sido elaborada para calcular el costo de energía eléctrica y combustible de una hora de funcionamiento del sistema con turbina de vapor.

Dentro del sistema inteligente se desarrollo el programa COSTOS que integra la estructura tarifaria creada por TARIFAS con los datos de energía consumida y producida obtenidos a partir de PLANTA, para realizar así una contabilidad de costos de las compras y ventas de energía.

Los precios de los combustibles se especifican en pesos por 1.000 Kcal de acuerdo con su PCI. Estos costos de electricidad y combustible son tomados por el algoritmo genético de optimización para fijar las condiciones de funcionamiento que los hagan mínimos.

El cálculo se realiza bajo el supuesto que o bien se compra electricidad o bien se vende, pero no se compra y se vende al mismo tiempo. El costo de funcionamiento así calculado es utilizado como función objetivo en el proceso de optimización del modo de funcionamiento.

En la figura 5.8 se muestra una pantalla de entrada de datos y de cálculo para este módulo.

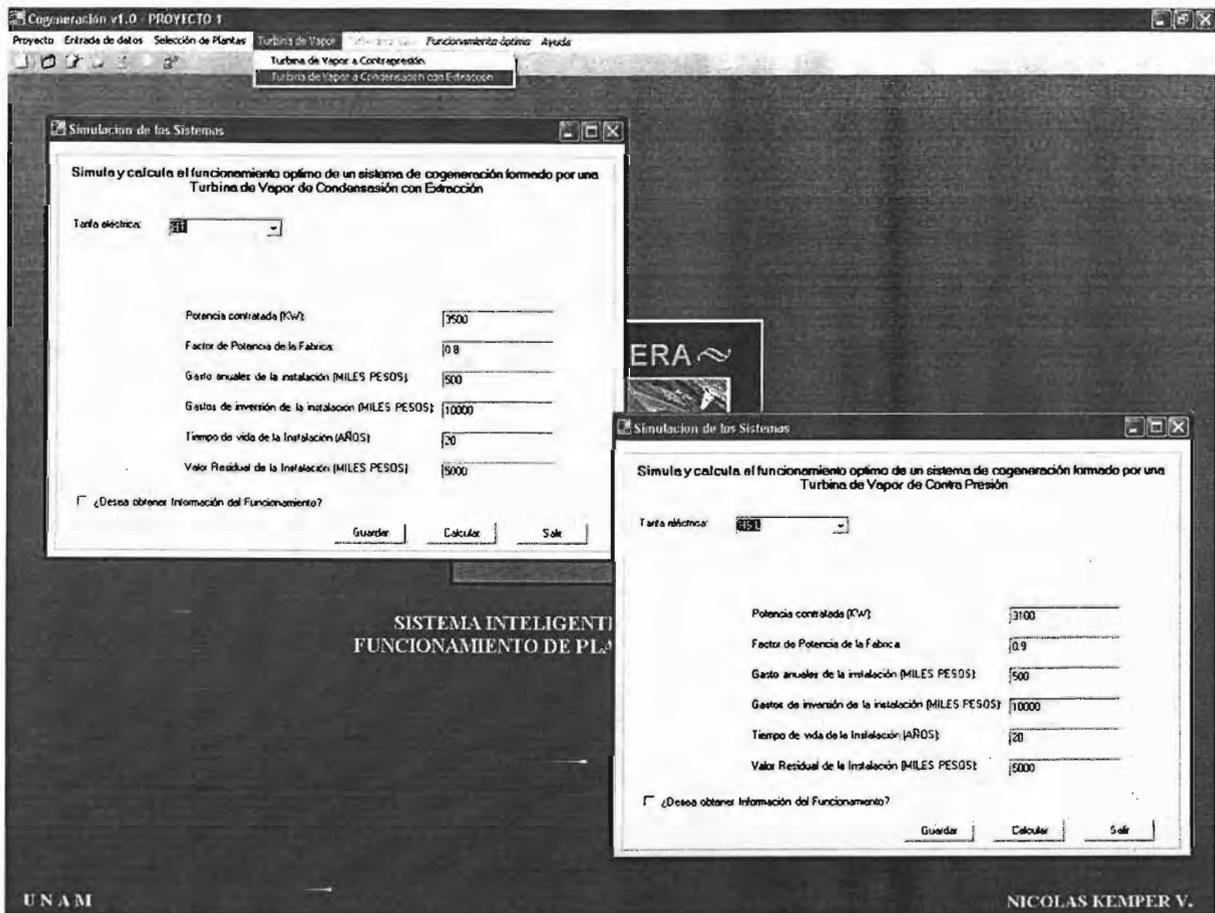


Figura 5.8: Módulo Turbinas de Vapor.

3.5.2. Módulo: Turbinas de gas

Al igual que para una planta con turbina de vapor, en este caso también se emplean curvas características. En estas curvas aparecen una serie de líneas, que relacionan la temperatura del aire de entrada y la potencia ofrecida con el caudal y la temperatura de salida de los gases y el combustible utilizado.

El submódulo que efectúa esta evaluación realiza una doble interpolación en la temperatura del aire de entrada y la potencia, de los valores provenientes de la digitalización de las líneas reseñadas. Con ello se consigue conocer a partir de la potencia y la temperatura de entrada, los valores del caudal y la temperatura de salida, así como la cantidad de combustible quemado. Igualmente corrige estos valores atendiendo a las pérdidas de carga en la entrada y salida de la turbina.

Para el cálculo del calor recuperado de los gases de escape es necesario conocer su composición y características termodinámicas como conductividad térmica, calor específico, viscosidad dinámica, etc. En este sentido, **COGENERA** realiza su cálculo basándose en la cantidad y composición del combustible quemado, utilizando funciones polinómicas para el cómputo de las propiedades termodinámicas de la mezcla de gases.

Cuando en la planta de cogeneración exista poscombustión, se realizan las mismas operaciones anteriores, aunque en este caso debe incluirse también el combustible quemado en la poscombustión.

Una vez conocidas las características de los gases de salida de la turbina, se procede a la evaluación de la caldera de recuperación. El Sistema Inteligente considera a la caldera dividida en tres elementos, economizador, evaporador y sobrecalentador, los cuales son evaluados mediante los submódulos ECONOMI, VAPORI y SOBRECA, respectivamente.

Las distintas condiciones de funcionamiento se expresan referidas a las nominales. El vapor producido en la caldera de recuperación se obtiene en función del gasto y de la temperatura del gas de entrada, así como de su composición.

La simulación del generador de vapor auxiliar se basa en el conocimiento de la curva de rendimiento en función de la carga. Se tiene en cuenta la carga mínima y máxima entre las que puede funcionar correctamente, así como su inercia al exigirle un cambio brusco en el ritmo de producción.

a) Evaluación de las plantas de cogeneración con turbinas de gas

El sistema inteligente simula el comportamiento de la planta a partir de datos reales (curvas características, rendimientos, etc.) de los equipos que lo componen. A continuación se exponen los sub-módulos necesarios para la simulación.

- **Sub-módulo PROVAP:** Este sub-módulo calcula, a partir de la presión de saturación, la temperatura del vapor saturado, entalpía del líquido y vapor saturado además de la entalpía de vaporización. Utiliza las ecuaciones propuestas en los modelos de Torquato y Stell para el vapor.

- **Sub-módulo PROGAS:** En el cálculo del calor recuperado de los gases de escape de la turbina es necesario conocer ciertas propiedades de dichos gases, como por ejemplo la conductividad térmica, calor específico, etc. Este sub-módulo PROGAS ha sido desarrollada para calcular dichas propiedades para una mezcla de gases procedentes de la combustión (SO₂, CO₂, H₂O, N₂, O₂) conocida su composición (% en masa) y su temperatura. Para ello se han utilizado funciones polinómicas.

- **Sub-módulo TURGAS:** Simula el comportamiento de una turbina de gas. El rendimiento de estas turbinas es función de las condiciones ambientales en que operan, siendo tanto menor cuanto mayor sea la altitud y temperatura ambiental.

En este sentido es normal encontrar turbinas que con un aumento en la temperatura del aire de entrada de 20°C reduce su potencia en un 10%. Por estas razones la simulación se realiza en base a las curvas características, mostradas en la figura 5.9, que relaciona la temperatura del aire de entrada y la potencia ofrecida con el caudal y temperatura de los gases de salida y combustible necesario.

El sub-módulo TURGAS realiza una doble interpolación, en la temperatura del aire de entrada y la potencia, de los valores provenientes de la digitalización de las curvas reseñadas. Con ello se consigue conocer a partir de potencia y temperatura de entrada los valores del caudal y temperatura de salida de gases, así como el combustible necesario. Asimismo corrige estos valores, atendiendo a las pérdidas de carga en la entrada y salida de la turbina.

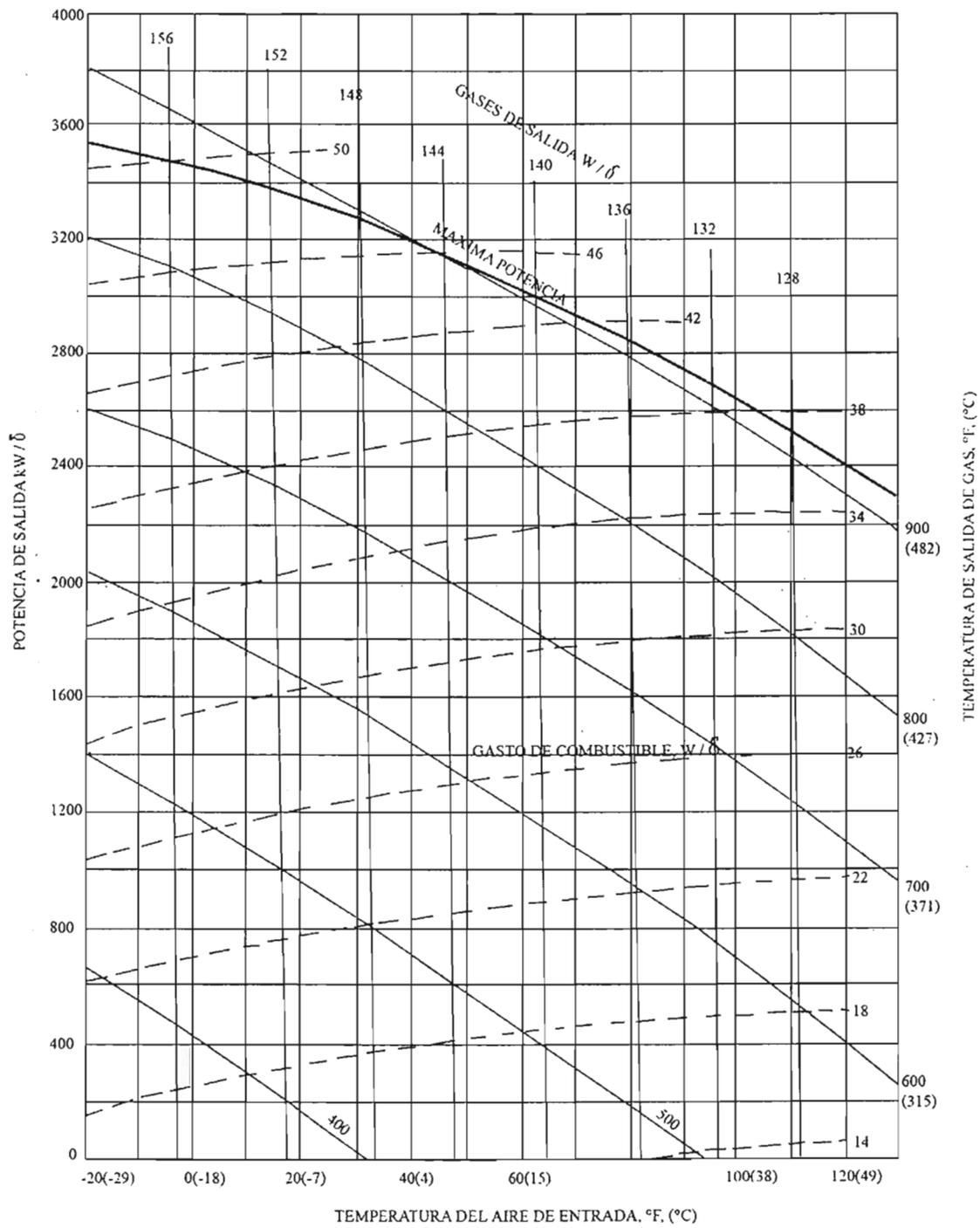


Figura 5.9: Curva característica de una turbina de gas

- **Sub-módulo GASTUR:** Para el cálculo del calor recuperado de los gases de escape es necesario conocer su composición. Mediante GASTUR puede calcularse la composición de dichos gases (% en masa) conocida la cantidad y composición (% en masa) del combustible quemado.

- **Sub-módulo POSTC2:** Cuando la planta de cogeneración tiene poscombustión, es preciso conocer la temperatura y composición de los gases producidos antes de su entrada en la caldera de recuperación. El sub-módulo POSTC2 calcula la composición (% en masa) y temperatura de los gases a la salida de la cámara de poscombustión, en función de su composición y temperatura a la entrada y del combustible quemado.

- **Sub-módulo POSTC1:** Calcula el combustible máximo que es posible quemar en la cámara de poscombustión, conocido el exceso de aire con el que quema y la cantidad de oxígeno que se encuentra en los gases de salida de la turbina. Por otra parte no permite superar una cierta temperatura máxima en la cámara, de forma que aún cuando se pudiera quemar mayor cantidad de combustible, el suministro de éste es cortado.

- **Sub-módulo CALDER:** Este sub-módulo ya ha sido comentada en la sección 3.5.1.

- **Sub-módulo RECUPE:** El programa desarrollado es para simular el comportamiento de la caldera de recuperación, que se considera dividida en tres elementos, economizador, vaporizador y sobrecalentador, las cuales son simuladas en los sub-módulos ECONOM, VAPORI y SOBREC respectivamente. Calcula el vapor generado en la caldera de recuperación en función del gasto y temperatura del gas de entrada, así como de su composición.

- **Sub-módulo SOBREC:** Simula el sobrecalentador de la caldera de recuperación. Se basa, como ya se ha explicado, en el conocimiento de las condiciones de diseño a partir de las cuales obtiene resultados para cualquier condición de funcionamiento.

El sobrecalentador aislado puede ser tratado como un intercambiador de calor. El fluido caliente (gas) transfiere energía al fluido frío (vapor) calentándolo. La eficiencia del intercambiador puede ser expresada en función de los gases de los fluidos, capacidades caloríficas y coeficiente global de transmisión.

El sub-módulo SOBREC calcula la temperatura de salida del gas y del vapor del sobrecalentador. Para ello obtiene, por un proceso de iteración, el valor de la eficiencia para unas condiciones de funcionamiento cualquiera.

- **Sub-módulo VAPORI:** El sub-módulo VAPORI ha sido desarrollada para simular el funcionamiento del vaporizador de la caldera de recuperación. Análogamente a SOBREC, se basa en las condiciones de diseño a partir de las cuales obtiene resultados para cualquier otro funcionamiento. Calcula la temperatura de salida de gases del vaporizador, así como el vapor generado en función del gasto y temperatura de los gases de entrada.

El método de cálculo, así como el diagrama de flujo, es análogo al de SOBREC, excepto en el cálculo de la eficiencia.

- **Sub-módulo ECONOM:** Simula el economizador de la caldera de recuperación de forma análoga a los sub-módulos VAPORI y SOBREC. Calcula la temperatura de salida del gas y del agua en el economizador de la caldera en función de la temperatura de entrada del gas y de los gastos máxicos de los dos fluidos.

- **Sub-módulo POTCA1:** Está concebida para calcular el vapor generado por el sistema turbina de gas-recuperador (Configuración I), a partir de la potencia generada por la turbina. Para ello llama a TURGAS y GASTUR calculando temperatura, composición, gasto, etc., de los gases que salen de la turbina. A continuación, con estos datos llama a RECUPE calculando el gasto de vapor generado.

- **Sub-módulo POTCA2:** Calcula el vapor generado por el sistema turbina, cámara de poscombustión y recuperador (Configuración II), partiendo de la potencia ofrecida por la turbina y el combustible generado en poscombustión. El funcionamiento es análogo a POTCA1.

- **Sub-módulo CAPOMX:** Este sub-módulo calcula el máximo vapor generado por el sistema con configuración III, utilizando las sub-módulos TURGAS, POSTC1 y RECUPE.

- **Sub-módulo ENEIBE:** Ha sido desarrollado en la sección 3.5.1

- **Sub-módulo CALCIB:** Ya ha sido comentada en la sección 3.5.1

- **Sub-módulo COMPLX:** fue descrita en detalle en el capítulo 4.

- **Sub-módulo COSTO1:** Este sub-módulo COSTO1 ha sido elaborado para calcular el costo de la energía eléctrica y combustibles (turbina, poscombustión, caldera) de una hora de funcionamiento del sistema de cogeneración basado en la turbina de gas.

El programa COSTOS integra la estructura tarifaria creada por TARIFAS con los datos de energía consumida y producida obtenidos a partir de PLANTA, para realizar así una contabilidad de costos de las compras y ventas de energía.

Los precios de los combustibles se especifican en pesos por 1.000 Kcal de acuerdo con su PCI.

Estos costos de electricidad y combustible son tomados por el algoritmo de optimización OPTIMIZA para fijar las condiciones de funcionamiento que los hagan mínimos.

El cálculo se realiza bajo el supuesto que o bien se compra electricidad o bien se vende, pero no se compra y se vende al mismo tiempo.

El costo de funcionamiento así calculado es utilizado como función objetivo en el proceso de optimización del modo de funcionamiento.

En la figura 5.10 se muestra la entrada y salida de datos de este módulo.

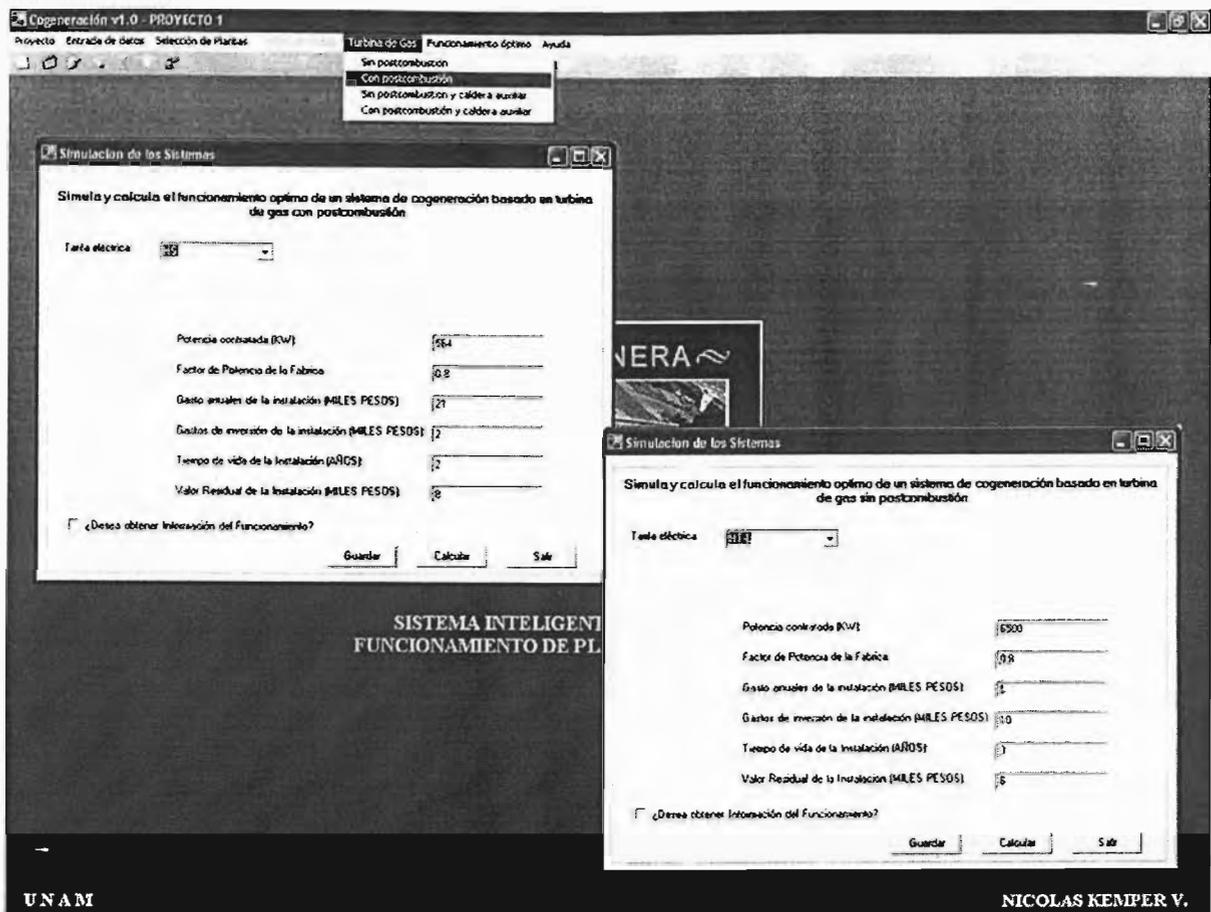


Figura: 5.10: Módulo Turbinas de Gas

3.6. Módulo 6: Funcionamiento óptimo

Básicamente este módulo define la optimización del modo de funcionamiento de una planta de cogeneración, la cual consiste en definir, como función objetivo a minimizar, el costo de electricidad y combustible durante cada hora de funcionamiento de la planta, para fijar las condiciones de operación que lo convierten en costo mínimo.

Para el cálculo del costo unitario de la electricidad se ha informatizado la estructura de las tarifas industriales, teniendo en cuenta la modalidad tarifaria contratada, con sus recargos y bonificaciones así como la zona geográfica y la influencia del factor de potencia de la fábrica.

El modelo genético de optimización, es un algoritmo genético, ya que el carácter no lineal de la función objetivo y la sola disponibilidad de valores puntuales en vez de expresiones algebraicas, lo hacen adaptarse muy bien al problema propuesto.

El método parte de definir unos parámetros o variables independientes que definen el funcionamiento del sistema (potencia de turbina, gasto de vapor del generador, etc.), sujeto a unas restricciones de máximo y mínimo (restricciones internas) entre las que pueden tomar distintos valores.

Posteriormente se puede obligar a cumplir cualquier otro tipo de restricciones (externas), como por ejemplo, que el vapor producido por el sistema satisfaga las necesidades térmicas del proceso. Los modelos de optimización empleados por **COGENEREA**, se detallaron en la parte 6.3 del capítulo 4.

Este módulo permite al usuario obtener las recomendaciones mas apropiadas del caso en cuanto al diseño de la planta de cogeneración. Por otro lado permite obtener el programa de funcionamiento horario óptimo de una planta de cogeneración existente.

Es posible realizar una optimización horaria, mensual o anual, tal como se observa en la figura 5.11, que es la salida que ofrece este módulo.

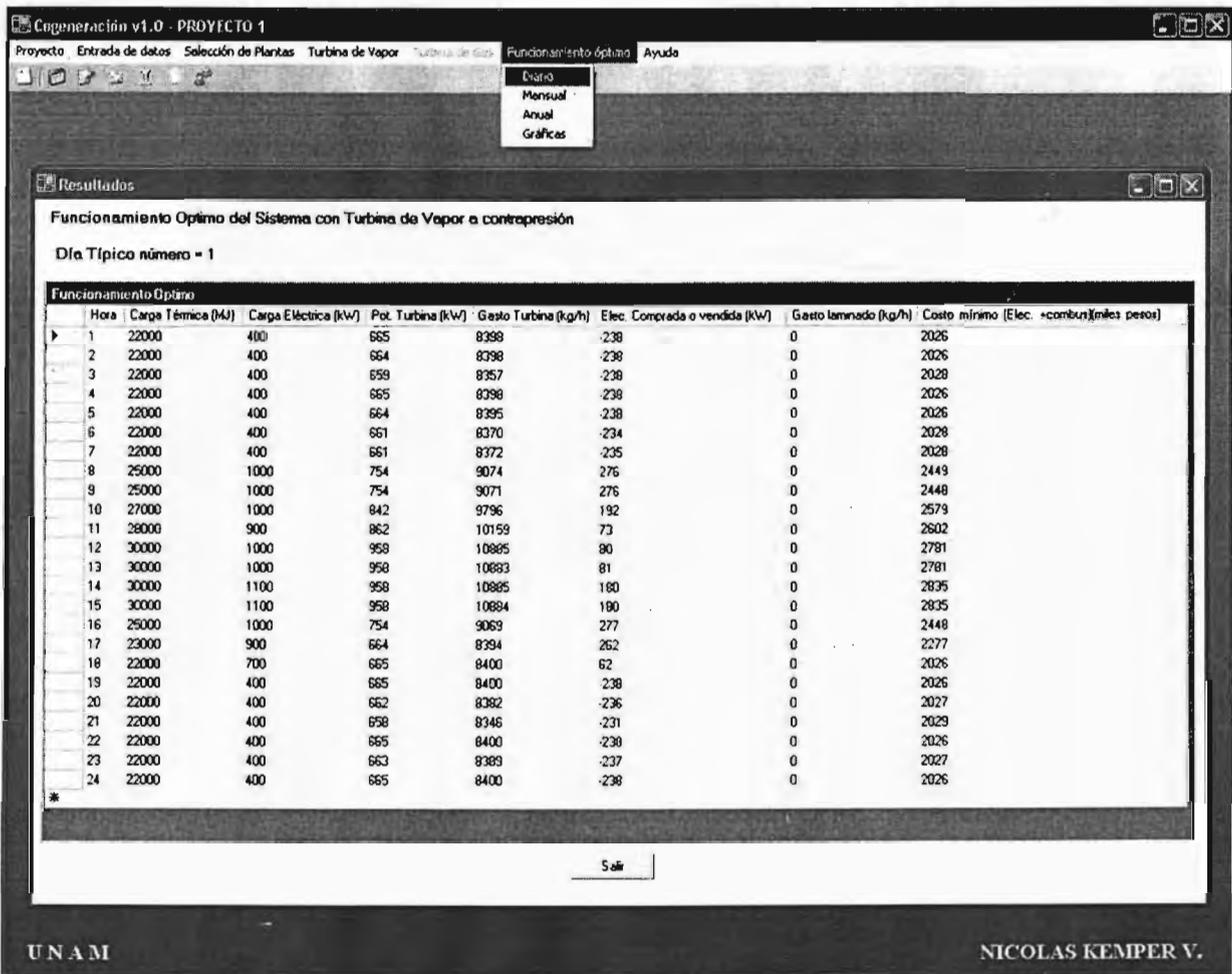


Figura 5.11: Módulo: Funcionamiento Óptimo

3.6. Módulo 7: Ayuda

Este módulo incluye las ayudas del sistema inteligente, el manual de usuario y diversas referencias teóricas sobre el diseño, selección, evaluación e implementación de plantas de cogeneración de energía.

4. RESULTADOS OBTENIDOS

En esta parte se presenta los resultados obtenidos de la simulación de la aplicación del sistema inteligente **COGENEREA** a dos casos de plantas de cogeneración existentes. Un caso con turbina de vapor a contrapresión y otro caso una planta de cogeneración con turbina de gas con el apoyo de un generador de vapor auxiliar. En ambas situaciones se pretende ilustrar la valía del sistema inteligente **COGENEREA** en la determinación de las condiciones óptimas de funcionamiento.

1. CASO 1: TURBINA DE VAPOR DE CONTRAPRESION

En esta situación se muestra que los resultados obtenidos por el sistema inteligente **COGENEREA** pueden apoyar a redimensionar y mejorar la configuración de una planta de cogeneración existente. Se trata de una planta de Cogeneración con turbina de vapor de contrapresión que debe satisfacer unas cargas térmicas y eléctricas representadas mediante dos días típicos anuales que se repiten 125 y 250 veces respectivamente.

En las figuras 5.12 y 5.14 se observan los valores hora a hora de dichas cargas para los días representativos.

Esta planta de cogeneración fue concebida para satisfacer la demanda térmica mediante una caldera de alta presión, de forma que el salto hasta las condiciones del proceso se realiza a través de una turbina de contrapresión, produciendo de esta manera energía eléctrica.

Las características de los equipos que constituyen esta planta de cogeneración se detallan a continuación.

CALDERA: Tipo hogar integral, presurizada, refrigerada por tubos de agua y recorrido de gases horizontal. La caldera consta de un tambor calderón e incluye recalentador de vapor y economizador de aire y agua.

Las características principales son: Alta presión: 40 Kg/cm², Vapor recalentado a 450 °C, Producción nominal: 14 t/h, Rendimiento a 14 t/h = 0.91, Rendimiento a 6 t/h = 0.89.

TURBINA DE CONTRAPRESION: Turbina de vapor de contrapresión. El vapor de la caldera es conducido a la turbina que mueve el alternador. El vapor de contrapresión de la turbina es utilizado en el proceso de la fábrica.

Las características principales son: Entrada de vapor: 32.22 Kg/cm² a 445 °C, Salida contrapresión: 5.87 Kg/cm², Potencia máxima de 970 kW (3.05 Kg/s), Potencia mínima de 100 kW (0.72 Kg/s).

ALTERNADOR: Sus datos técnicos principales son: Alternador de 970 kW, 6 KV en estrella, Velocidad de giro, 1500 r.p.m., Excitación principal: 40 a 75 kW, Excitación secundaria: 2 kW, Rendimiento: 0-96, Factor de potencia: 0.85. Se considera que se tiene contratado una potencia de 1,200 kW y el factor de potencia de la fábrica es de 0.98.

En las figuras 5.12 y 5.14 se muestra el funcionamiento óptimo de la planta para los dos días típicos considerado según los resultados obtenidos con el sistema inteligente **COGENEREA**.

Así mismo en las figuras 5.13 y 5.15 se muestran las curvas de duración de carga eléctrica consumida y de la potencia producida por la planta de cogeneración.

Se puede observar que, para las mismas cargas eléctricas y térmicas, existen unas pequeñas variaciones en dos valores calculados. Esto se debe al error admitido para la convergencia durante el proceso de optimización.

El día típico número uno (figura 5.12 y figura 5.13) se caracteriza por su baja carga eléctrica. De esta forma el sistema exporta energía durante trece horas, produciendo un beneficio Por su venta.

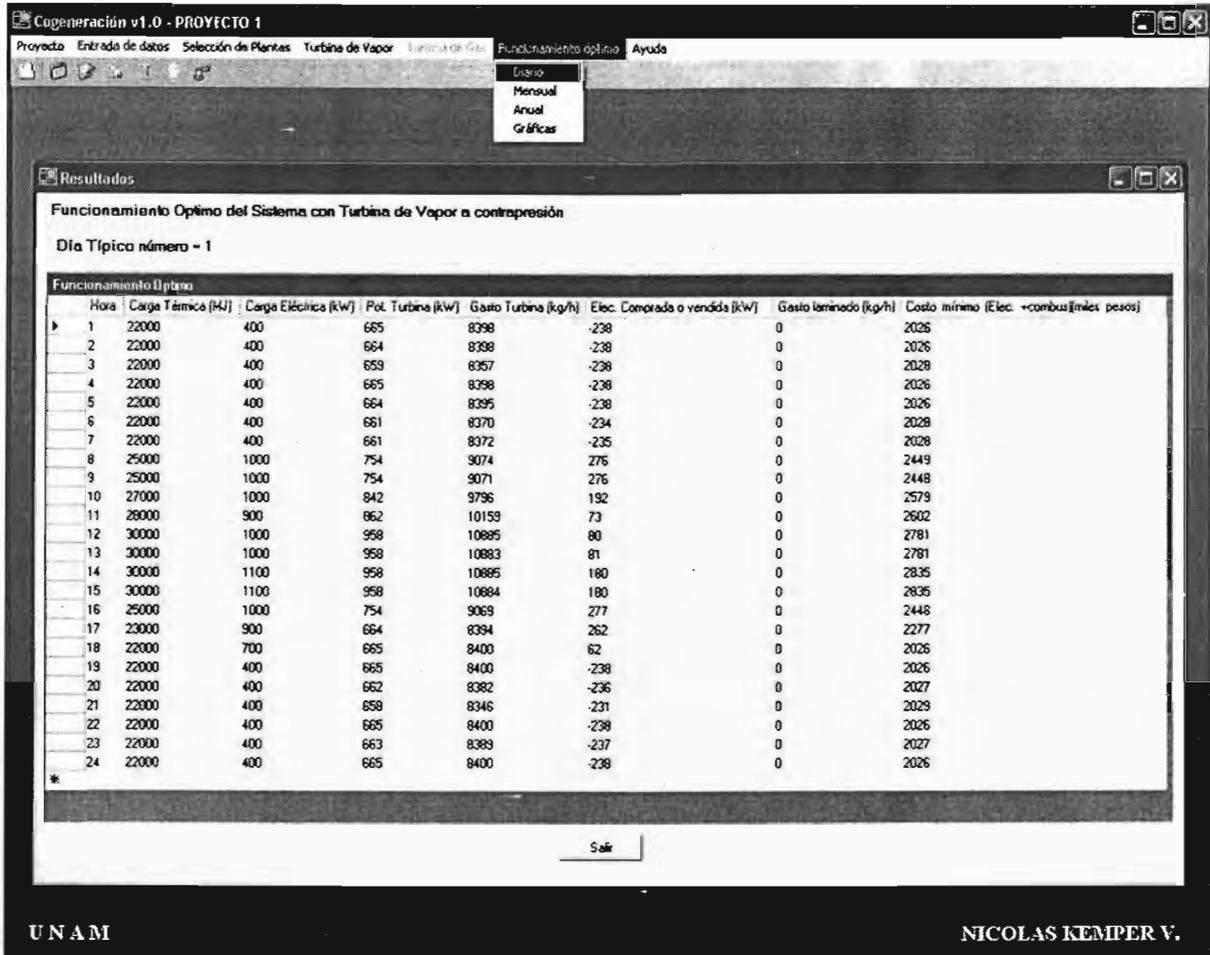


Figura 5.12: Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Turbina de Vapor de Contrapresión, Día típico 1.

Si observamos detenidamente en funcionamiento cuando la carga térmica es de 22,000 MJ/h y la eléctrica es de 400 kW, se encuentra que el sistema está produciendo más vapor del necesario. En efecto, los 8,398 Kg/h en una entalpía de aproximadamente 2.75 MJ/Kg, satisfacen con creces la demanda térmica, desaprovechándose el calor latente del exceso de vapor al condensarlo.

Este funcionamiento, que en un principio parece inadmisibles, es económicamente rentable, ya que al turbinar el exceso de vapor, el beneficio obtenido por la electricidad vendida es superior al costo de producción de este vapor.

Desde el punto de vista del ahorro de energía, la configuración de la planta puede mejorar utilizando una turbina más pequeña, o simplemente turbinando sólo el gasto de vapor necesario para el proceso.

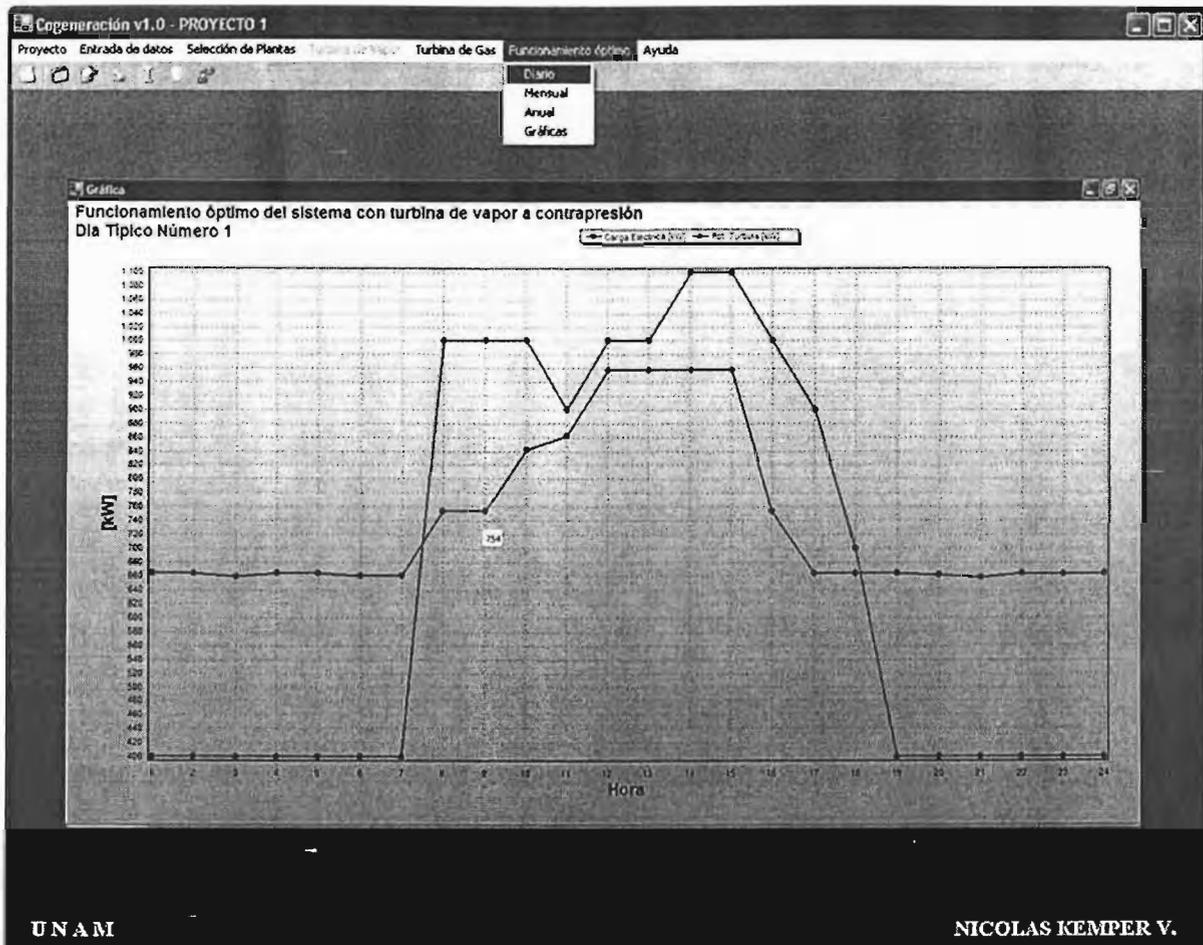


Figura 5.13: Curvas de carga eléctrica del Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Turbina de Vapor de Contrapresión, Día típico 1.

Durante el día típico número dos (Figura 5.14 y 5.15) las cargas térmicas y eléctricas son elevadas y no dan posibilidad de venta de energía. Cuando la carga térmica supera los 30,200 MJ/h, no es posible turbinar todo el gasto de vapor producido, ya que sobrepasa el límite admisible por la turbina y se hace necesario laminar 2,100 kg/h.

La configuración de esta planta puede ser mejorada instalando una turbina de mayor capacidad que permita turbinar todo el vapor producido por la caldera. Esta última conclusión se opone a la obtenida anteriormente para el día típico número uno.

En definitiva, la planta de cogeneración analizada no está convenientemente configurada y se precisa una reestructuración. Esta puede consistir en utilizar una turbina de vapor de condensación con extracción de mayor capacidad, de forma que durante el día típico número uno se condensa todo el exceso de vapor aprovechando su calor latente, y durante el día típico número dos pueda turbinarse todo el vapor generado por la caldera.

Con las consideraciones que se han realizado se ha pretendido dar una idea objetiva de cómo pueden utilizarse los resultados obtenidos para conseguir una buena elección y dimensionamiento de la planta de cogeneración.

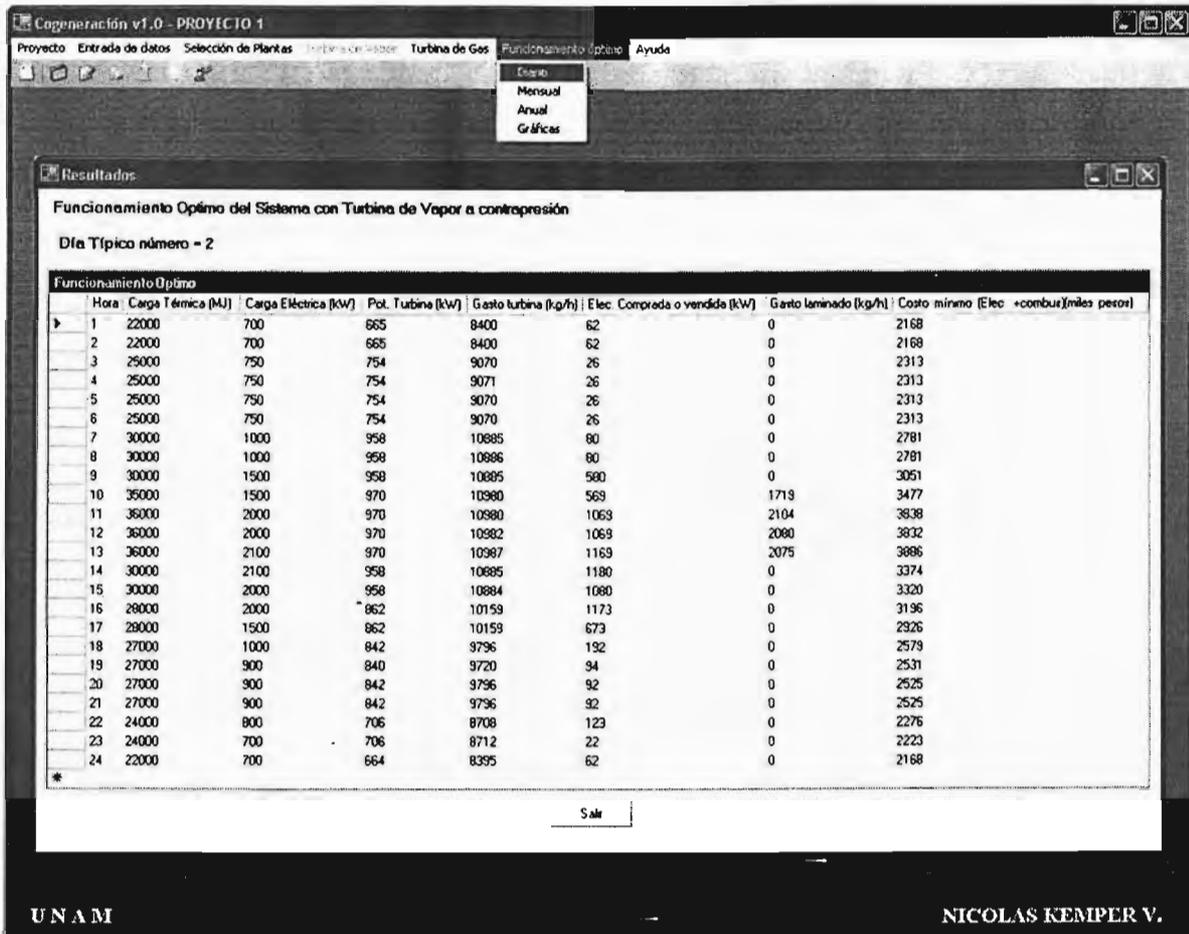


Figura 5.14: Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Turbina de Vapor de Contrapresión, Día típico 2.

2. CASO 2: TURBINA DE GAS CONFIGURACION

Se plantea una planta de cogeneración correspondiente a la configuración III descrita en el capítulo 4. Esta planta está concebida para satisfacer la demanda térmica del proceso mediante el vapor procedente de dos fuentes, caldera de recuperación y generador de vapor auxiliar. No hay postcombustión en la caldera de recuperación. Asimismo, la energía eléctrica producida es consumida en la fábrica o exportada a la red.

Las características de los equipos que constituyen esta planta de cogeneración se detallan a continuación.

CALDERA AUXILIAR: Tipo hogar integral, presurizada, refrigerada por tubos de agua y recorrido de horizontal de gases.

Sus especificaciones principales son: Baja presión a 4 Kg/cm², Vapor ligeramente sobrecalentado a 165 °C, Producción máxima: 10 t/h, Producción mínima: 3 T/H, Rendimiento a 10 t/h = 0.91, Rendimiento a 6 t/h = 0.89, Rendimiento a 3 t/h = 0.80

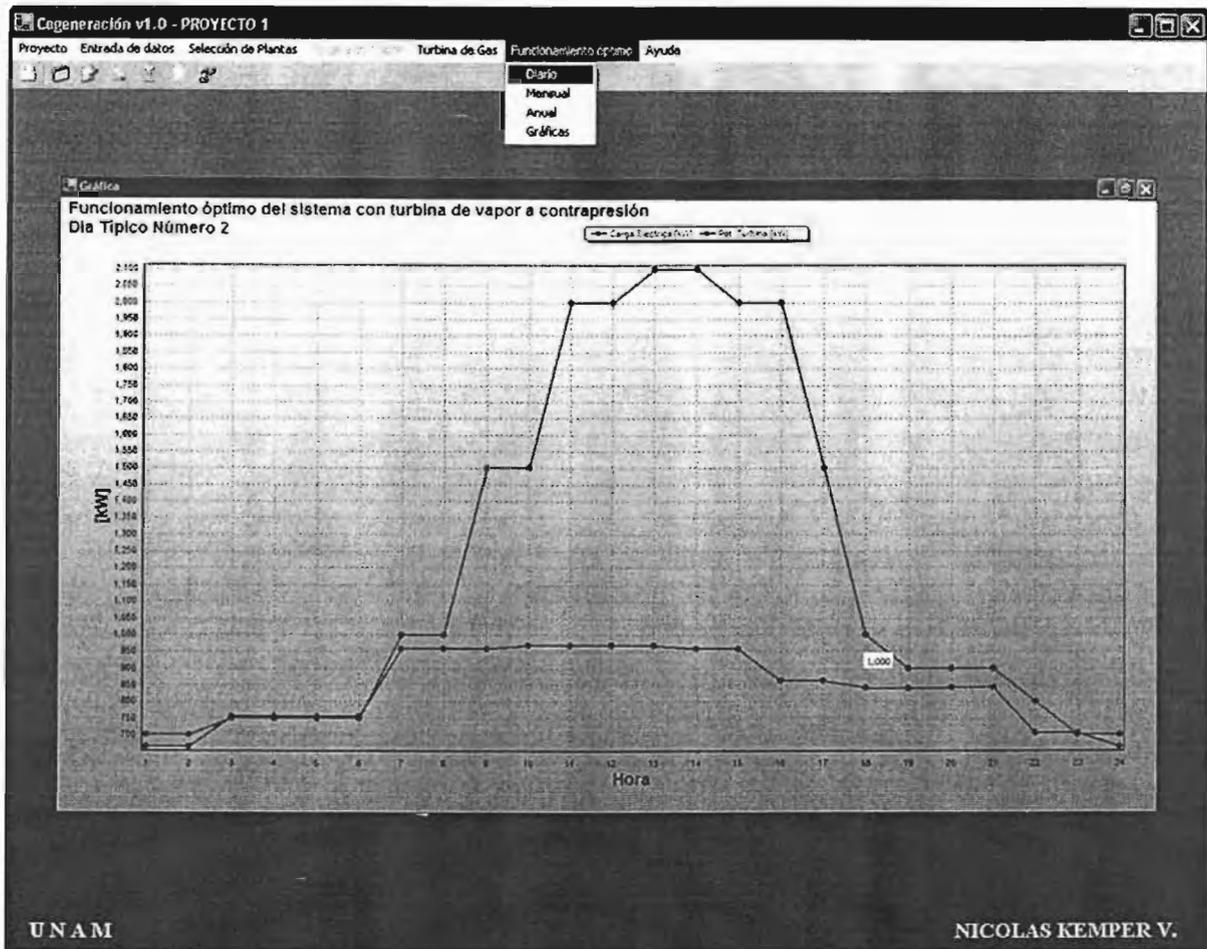


Figura 5.15: Curvas de carga eléctrica del Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Turbina de Vapor de Contrapresión, Día típico 2.

TURBINA DE GAS: cuyos datos importantes son: Temperatura del aire de entrada, 20 °C, Potencia: 2480 kW, 6 kW en estrella, Velocidad de giro de turbina: 14,950 rpm., Velocidad de giro del alternador: 1500 rpm., Caudal de gases de salida, 16.6 Kg/s, Temperatura de gases de salida, 430°C, Combustible quemado: 10.5 MW, Potencia mínima de la turbina: 2,118 kW.

CALDERA DE RECUPERACION: Sus especificaciones técnicas son: tipo acuotubular, presurizada, Baja presión: 4 Kg/cm², Gasto de gases de entrada: 16.6 Kg/s, Temperatura de entrada de gases: 427°C, Producción de gases: 7,956 kg/h, Temperatura de del vapor de salida: 163°C. Se tiene contratada una potencia de 3,100 kW y el factor de potencia de la fábrica es de 0.90

En la figura 5.16 se muestran las cargas que la planta de cogeneración debe satisfacer, así como su funcionamiento óptimo, entendido como el más económico, según los resultados que arroja el sistema inteligente **COGENERA**.

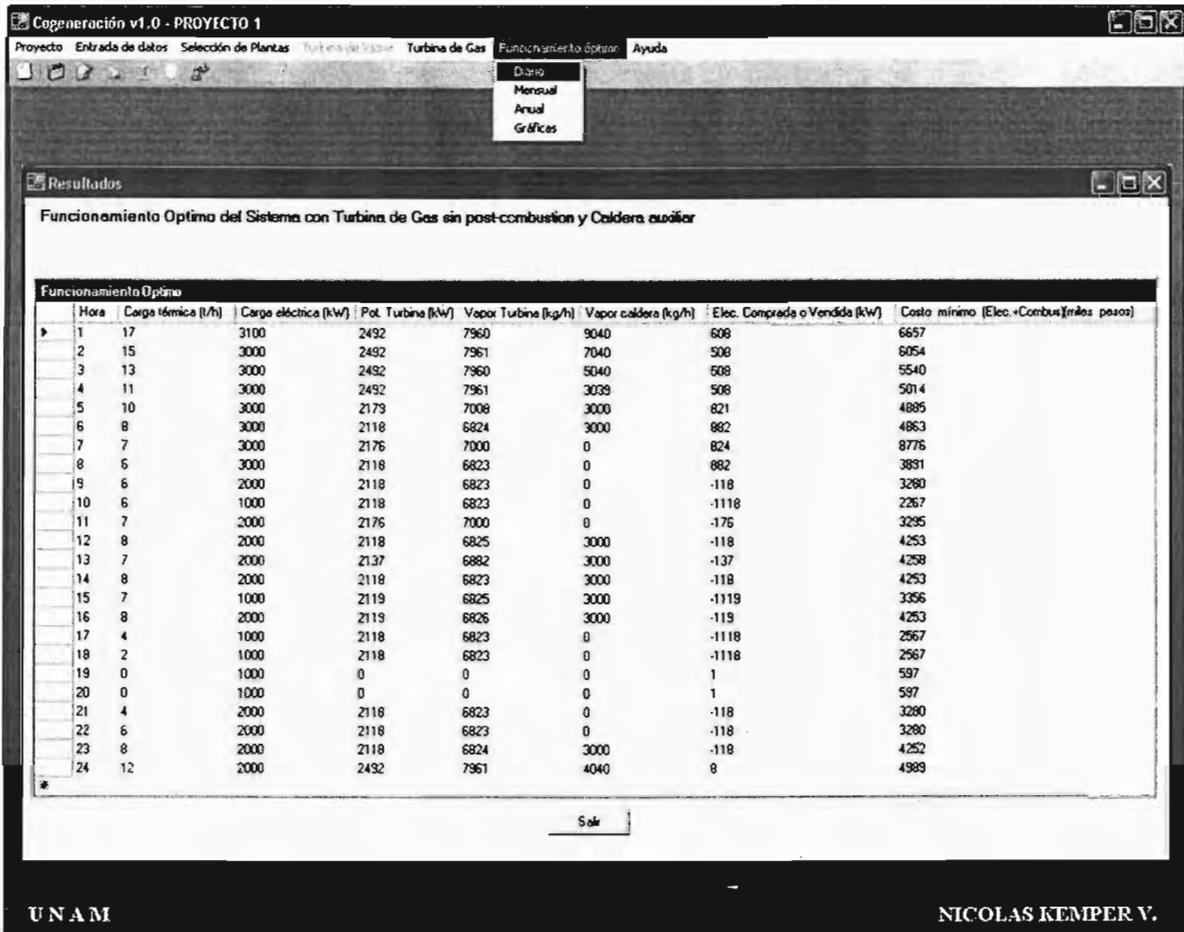


Figura 5.16: Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Turbina de Gas, Configuración III.

Tomando estos resultados se construye la Tabla 5.1, a fin de poder esquematizar el análisis de los datos del comportamiento de la planta de cogeneración por zonas.

Para la zona (1), cuando la carga térmica excede al vapor conseguido con la turbina en funcionamiento máximo y el generador al mínimo (10.9 ton/h), se observa que el modo de operación del sistema se realiza con la turbina en el máximo y modulando la producción de vapor mediante el generador.

No ocurre lo mismo en la zona (2), donde el generador opera en el mínimo y la turbina trata de modular la demanda térmica.

Evidentemente, para este tipo de cargas, la planta de cogeneración se encuentra mal dimensionada, ya que produce un exceso de vapor que es necesario eliminar.

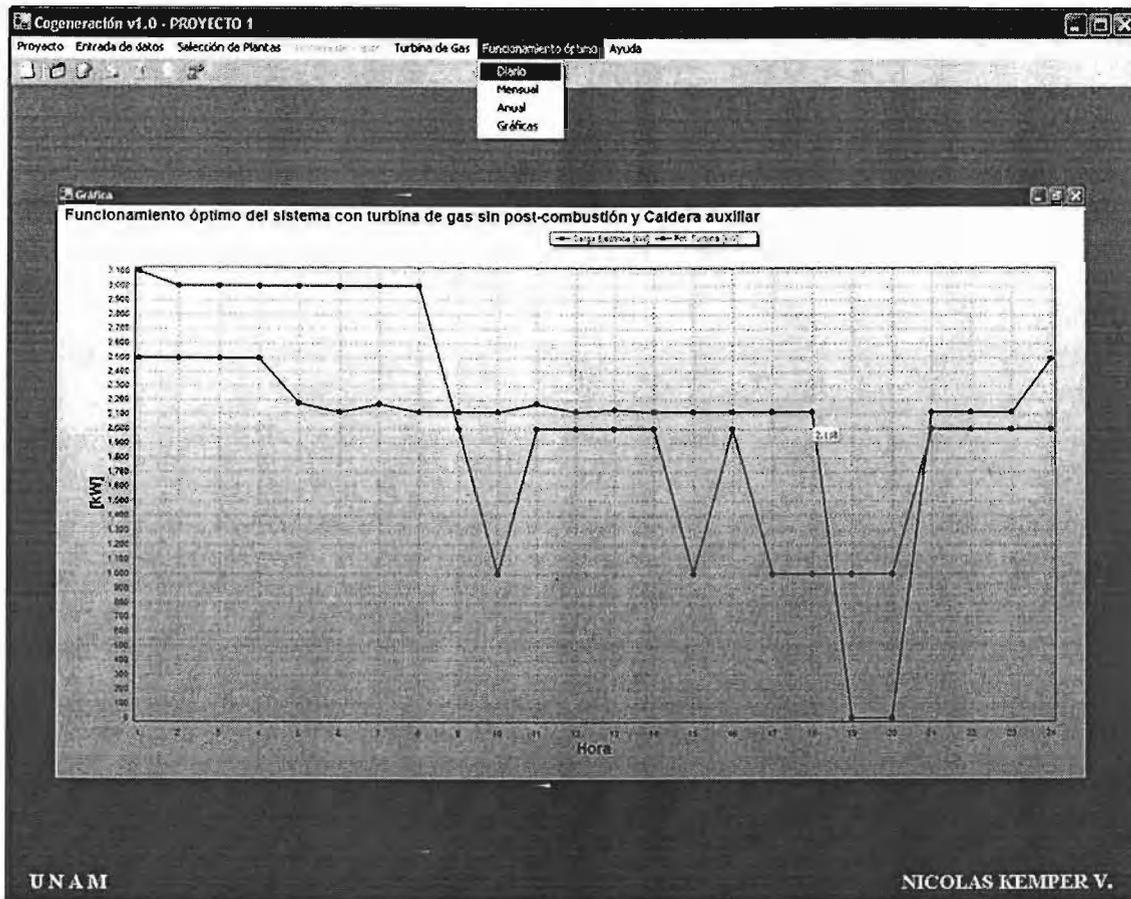


Figura 5.17: Curvas de carga eléctrica del Funcionamiento Óptimo de una Planta de Cogeneración con Gas, Configuración III.

En la zona (3) se hace notar que el vapor producido por la caldera de recuperación es suficiente para satisfacer las demandas del proceso, no siendo necesaria la intervención del generador auxiliar

Sin embargo en la zona (4) se observa una intermitencia en la necesidad de utilización del generador auxiliar, lo que lleva a mantenerlo produciendo en su nivel mínimo a pesar del desperdicio de vapor que supone este modo de actuación.

El funcionamiento de la planta de cogeneración dentro de la zona (5) es análogo al de la zona (3), si bien se advierte que en caso de existir una demanda térmica nula, todos los sistemas permanecen parados y la carga eléctrica es cubierta mediante la conexión a la red.

Este resultado no debe extrañar en absoluto, puesto que las necesidades térmicas son las que ofrecen la oportunidad de cogenerar.

Tabla 5.1. Funcionamiento óptimo del sistema con Turbina de Gas sin post-combustión y Caldera auxiliar

Zona	hora	Carga térmica (t/h)	Carga eléctrica (kW)	Potencia turbina (kW)	Vapor turbina (kg/h)	Vapor caldera (kg/h)	Electricidad Comprada o vendida (kW)	Costo Mínimo (Elec.+combust.) (miles pesos)
(1)	1	17.00	3,100	2,492	7,960	9,040	608	6,657
	2	15.00	3,000	2,492	7,961	7,040	508	6,054
	3	13.00	3,000	2,492	7,960	5,040	508	5,540
(2)	4	11.00	3,000	2,492	7,961	3,039	508	5,014
	5	10.00	3,000	2,179	7,008	3,000	821	4,885
	6	8.00	3,000	2,118	6,824	3,000	882	4,863
(3)	7	7.00	3,000	2,176	7,000	0	824	8,776
	8	6.00	3,000	2,118	6,823	0	882	3,891
	9	6.00	2,000	2,118	6,823	0	-118	3,280
(4)	10	6.00	1,000	2,118	6,823	0	-1,118	2,267
	11	7.00	2,000	2,176	7,000	0	-176	3,295
	12	8.00	2,000	2,118	6,825	3,000	-118	4,253
	13	7.00	2,000	2,137	6,882	3,000	-137	4,258
	14	8.00	2,000	2,118	6,823	3,000	-118	4,253
	15	7.00	1,000	2,119	6,825	3,000	-1,119	3,356
(5)	16	8.00	2,000	2,119	6,826	3,000	-119	4,253
	17	4.00	1,000	2,118	6,823	0	-1,118	2,567
	18	2.00	1,000	2,118	6,823	0	-1,118	2,567
	19	0.00	1,000	0	0	0	1,000	597
	20	0.00	1,000	0	0	0	1,000	597
	21	4.00	2,000	2,118	6,823	0	-118	3,280
	22	6.00	2,000	2,118	6,823	0	-118	3,280
	23	8.00	2,000	2,118	6,824	3,000	-118	4,252
	24	12.00	2,000	2,492	7,961	4,040	8	4,989

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES:

1.1. El modelo desarrollado es de aplicación útil en estos momentos en que la cogeneración esta tomando mayor relevancia como alternativa de generación y de ahorro de energía. El modelo garantiza no solo el costo mínimo, sino también establecer las bases para el ahorro de energía ya que fundamentalmente el modelo se aplica para seguir las demandas térmicas. Así mismo esta inherente que si se esta logrando ahorro energético, también se esta logrando controlar las emisiones de NOx.

1.2. El Sistema Inteligente desarrollado es un sistema basado en el conocimiento que emula el razonamiento de los expertos humanos para resolver problemas significativos en este campo de conocimiento especializado. La principal ventaja que proporciona no es tomar decisiones mejor que un experto humano, sino apoyar y mejorar la calidad de las decisiones tomadas por el personal involucrado en el diseño, desarrollo, implementación y operación de planta de cogeneración de energía, por la gran cantidad de datos y cálculos que hay que realizar y la experiencia requerida para ello.

1.3. Se ha desarrollado un sistema basado en reglas para determinar las posibles configuraciones de plantas de cogeneración más apropiadas a las características operativas de la industria que se esté evaluando, permite. Para ello, la base de conocimientos, considera una serie de restricciones y limitaciones para realizar la selección, es decir no todos los arreglos son factibles de realizar, sino más bien el módulo realiza un análisis previo para determinar una pre-factibilidad técnica inicial de cada configuración, basándose en la relación Q/E, disponibilidad de espacio, distancia de equipos, rendimientos, etc. Conviene anotar que si el usuario quiere proponer una configuración, el sistema lo acepta siempre y cuando cumplan las limitaciones y restricciones respectivas.

1.4. El modelo genético de optimización del funcionamiento desarrollado, es un algoritmo genético, ya que el carácter no lineal de la función objetivo y la sola disponibilidad de valores puntuales en vez de expresiones algebraicas, lo hacen adaptarse muy bien al problema propuesto. El método parte de definir unos parámetros o variables independientes que definen el funcionamiento del sistema (potencia de turbina, gasto de vapor del generador, etc.), sujeto a unas restricciones de máximo y mínimo (restricciones internas) entre las que pueden tomar distintos valores. Posteriormente se puede obligar a cumplir cualquier otro tipo de restricciones (externas), como por ejemplo, que el vapor producido por el sistema satisfaga las necesidades térmicas del proceso.

1.5. El sistema modular de **COGENERA** permite la integración de mas herramientas de análisis, incorporar mas campos en la base de datos para almacenar datos de otros equipos comerciales a fin de que la configuración de una planta a nivel de diseño sea más eficiente y a demás se puede abarcar otras configuraciones diferentes a las aquí analizadas.

1.6. El sistema inteligente **COGENERA** representa un algoritmo computarizado que en base a datos comerciales de equipos de plantas de cogeneración, selecciona la mejor configuración y luego evalúa sus costos de funcionamiento, optimizándolos hora a hora bajo en concepto de satisfacer las cargas térmicas, con lo cual se cumple el objetivo de la cogeneración relacionada con el ahorro de energía y la disminución de los niveles de contaminación.

1.7. La utilización del sistema inteligente **COGENEREA** puede proporcionar beneficios importantes a los usuarios. Algunos beneficios se mencionan a continuación:

- incrementar el rendimiento y la productividad de la planta de cogeneración de la industria que la usa.
- usando los métodos propuestos se puede trabajar más rápido, se reducen los tiempos de ingeniería, ya que con una mejor selección de los tipos de plantas no se analizan muchas configuraciones, solo las más apropiadas.
- apoya a usuarios inexpertos en el diseño, selección y evaluación de plantas de cogeneración
- incrementar la calidad en la toma de decisiones.
- confiabilidad en los resultados.

1.8. Una planta de cogeneración puede evaluarse de manera rápida y más confiable empleando el método exergético a fin de distribuir los costos de generación de vapor y de electricidad, muy importantes para determinar los costos de operación, tanto en la planta de cogeneración, como en la fábrica.

2. RECOMENDACIONES

2.1. Como trabajos futuros se recomienda integrar el modelo de optimización del funcionamiento en tiempo real a plantas de cogeneración cuya monitorización de los consumos eléctricos y térmicos es en línea. Para ello se debe desarrollar un modelo de tratamiento de datos para modelar las cargas energéticas de la fábrica. Además es posible construir una base de conocimiento para analizar los resultados horarios del modo de funcionamiento de una planta. De este modo se tendrían datos horarios de costo mínimo y las decisiones pertinentes.

2.2. Se debe integrar al sistema inteligente las metodologías de evaluación económica de proyectos de plantas de cogeneración, para optimizar la rentabilidad de este tipo de proyectos.

2.3. Se debe incluir al modelo de optimización, un modelo para estimar los NOx producidos cada hora a fin de garantizar cumplir con normas ambientales.

2.4. Se debe ampliar el sistema inteligente para evaluar motores alternativos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Ahrendts, J., Reference States, Energy, Vol. 5, pp. 667-677, 1980
- Bellman, R.E., "An Introduction to Artificial Intelligence: Can Computers Think", Boyd & Fraser Publishing Company, San Francisco, 1978.
- Boyen, J.L., "Thermal Energy Recovery", 2^o Edition, John Wiley, 1978
- Buckles, B.P., and Petry, F.E., "Genetic Algorithms", IEEE Computer Society Press, 1992.
- Caggioli, R.A., Second Law Analysis for Process and Energy Engineering. ACS Symposium Series, Nro. 235, pp. 3-50, 1983.
- Caggioli, R.A., Proper Evaluation and Pricing of Energy, International Conference on Energy Use and Manage. Pergamon Press, 1977.
- Charniak y McDermott, Introduction To Artificial Intelligence, Addison Wesley, Reading, Massachusetts, USA, 1985.
- Davis L. " Handbook of Genetic Algorithms" Van Nmostrand Reinhold, 1991.
- Diamant R.E.M., "Total Energy", Pergamon Press, USA, 1976.
- Dieter Nebendahl. "Sistemas Expertos: Tomos 1 y 2". Editorial Marcombo, España, 1991
- Fan, L.T., Shieh, J.M., Thermodynamically Based Analysis and Synthesis of Chemical Process Systems, Energy Vol. 5, Agosto/Septiembre, pp. 77-93, 1980
- Foster-Pegg, R.W., Investigation on Coal Fired Combustion Turbines for Cogeneration, Workshop Proceedings: Dual Energy Use Systems, EPRI, 1977.
- Frangopoulos, C.A., Costing of Heat and Electricity from a Cogeneration System, 1988 ASME Cogen-Turbo, pp. 349-356, 1988.
- Frangopoulos, C.A., "Thermoeconomic Functional Analysis: A Method for Optimal Design of Complex Thermal Systems", PhD. Thesis, Georgia Institute of Technology, Atlanta, 1983.
- Ganapathy V. "Waste Heat Boiler DeskBook", The Fairmount Press, Inc. USA, 1991.
- Goldberg, D.E., "Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning", Addison Wesley Publishing Company, 1989.
- Guillen, J.A. Cogeneración y Gas Natural, ENAGAS, Madrid, España, 1991
- Haugeland, editor, Artificial Intelligence: The Very Idea, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1985
- Holland, J.H., "Adaptation in Natural and Artificial Systems", University of Michigan Press, 1975.
- Hopgood Adrian, Intelligent Systems for Engineers and Scientists, CRC Press, Florida, 2001.
- Horlock, J.H., Cogenetarion: Combined Heat and Power, Pergamon Press, 1987
- Jackson, P. Introduccion to Expert Systems, Second Edition, Addison Wesley, 1990

- Joskow, R.L., Jones, D.R., The Simple Economics of Industrial Cogeneration, Discussion Paper Nro. 9 MIT, p 27, 1981
- Kehlhofer, R. Comparison of Power Plants for Cogeneration of Heat and Electricity, Brown Boveri Review, 8-80, pp 504-511, 1980.
- Kern, D.Q., Process Heat Transfer, Mc. Graw Hill, USA, 1982
- Kestin, J. Availability: The Concept and Associated Terminology. Energy, Vol. 5, pp. 679-692, 1980.
- Kilpinen, U. District Heating in Finland, DHA Second National Conference at Scarborough, 1977
- Kotas T.J. "The Exergy Method of Thermal Plant Analysis", Butterworths, 1985
- Kovacik J.M. "Cogeneration Application Considerations". General Electric Company. New York, USA, 1988.
- Koza J., Genetic Programming: On the Programming of Computers by Means of Natural Selection, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1992
- Kurzweil, R. The Age of Intelligence Machines, MIT Press, Cambridge, Massachusetts, 1990
- Latorre B. J. , Cuñat G.M. A Review of Cogeneration Equipment and Selected Installations in Europe, IVEN-OPET, Valencia, España, 1992.
- Ling W., otros, Costing of Utilities from a Total Energy Plant, Analysis of Energy Systems, Design and Operation, ASME, Vol. 1, 1985
- Marchant M., Proost S., Wilberg E., "A Model of District Heating Using a CHP Plant", Energy Economics, 247-257, Oct. 1983.
- Marshall, H., " Combined Heat and Electrical Generation in the United Kingdom", Dep. of. Energy, Paper Nro. 35, HMSO, Londres, 1979.
- Meystel Alexander, Albus James, Intelligente Systems, Architecture, Design and Control, John Wiley & Sons Inc. New York, 2002.
- NTIS, Total Integrated Energy System Feasibility Analysis for the Downtown Redevelopment Project, Pasadena, NTIS contract Nro. E4-76-C-03-1151, 1978
- Polimeros G.. "Energy Cogeneration Handbook", Industrial Press Inc., 1981}
- Porter, R.W., Mastanaich, K., Thermal Economics Analysis of Heat Matched Industrial Cogeneration Systems, Energy 7,2, 171-187, 1982.
- Rawlins, G.J.E. (Editor), "Foundations of Genetic Algorithms", Morgan Kaufmann Publishers, 1991.
- Reistad G.M., Availability, Concepts and Applications, PhD. Thesis, Universidad de Wisconsin, 1970.
- Rich E.y Knight K, Artificial Intelligence, Mc Graw Hill, New York, second edition, 1991.
- Ruiz Esparza R. "Diseño de Sistemas de Cogeneración", Diplomado en Cogeneración, DEPI-UNAM, México, 1993.

Russell Stuart and Peter Norvig, "Artificial Intelligence, A Modern Approach", Prentice Hall, New Jersey, 1995.

Sala, J.M., "Termodinámica de Fluidos y el Método de Análisis Exergético", Universidad del País Vasco, España, 1988

Sala, J.M., Rodríguez, J., El Rendimiento Exergético en Motores y en Generadores de Vapor, Energía, septiembere-octubre, 101-108, 1983.

Sawyer's Gas, Turbine Engineering Handbook, Vol. 1: Theory and Desing, Turbomachinery Int. Publications, 1985.

Schalkoff, Artificial Intelligence: An Engineering Approach, Mc Graw Hill, New York, 1990

Scott A. Spiewak. Cogeneration & Small Power Production Manual. The Fairmont Press. Third Edition, USA, 1991.

Sriram Ram D., Intelligent Systems for Engineering, Springer, 1997, USA.

Szargut, J. Minimization of the Consumption of Natural Resources. Bull Acad. Science Se. Technology, Vol. 26, Nro. 6, pp. 41-45, 1978

Turban Efraim, Jay Aronson, "Decision Support Systems and Intelligent Systems", Prentice Hall, 2000.

Treleven K, Off Design Operation of a Cogeneration Plant, A Thermodynamics and Economics Analysis, M.Sc, Univ. de California, 1982.

Valero, A., Muñoz, M., Lozano, M.A, A General Theory of Exergy Saving. II On the Thermoeconomics, ASME Book HO341 AWAM, AES vol 2-3, pp 9-16, 1986

Weffer, W.F., Crutcher, B.G., Comparison of Costing Methods for Cogenerated Process Steam and Electricity, Proceedings American Power Conference, Vol. 43, pp 1070-1082, 1981

Whitley, L.D. (Editor), "Foundations of Genetic Algorithms 2", Morgan Kaufmann Publishers, 1993.

Williams, R.H, Industrial Cogeneration, Ann, Review Engineering, 3, pp. 313-356, 1978

William Payne F., "Cogeneration Sourcebook". The Fairmont Press, 1985.

Winston, Artificial Intelligence, Addison Wesley, Reading Massachusetts, third edition, 1992

ANEXO 1: CODIGO FUENTE DEL SISTEMA INTELIGENTE COGENERA
(Codigo del modelo de optimización de la configuración I de Plantas de Cogeneración con Turbinas de Gas)

```

#r region Configuración A
// SIMULA Y CALCULA EL FUNCIONAMIENTO OPTIMO DE UN SISTEMA
// DE COGENERACION BASADO EN TURBINA DE GAS QUE POSEE LA
// CONFIGURACION (A).
// EQUIPO QUE LO FORMA:
//
// - TURBINA DE GAS
// - GENERADOR-SISTEMA MECANICO
// - CALDERA DE RECUPERACION

private void Calc_ConfiA()
{
try
{
frmMensajes frmMensajes = new frmMensajes();
frmMensajes.Show();
//Declaracion del Complex
Cogeneracion.COMPLEX CX = new Cogeneracion.COMPLEX();
CX.RLI = new double[6];
CX.RUI = new double[6];
CX.A = new double[11,6];
CX.Func = new double[11];
CX.XC = new double[6];
CX.XO = new double[6];
CX.R = new double[11];
double PMin=0, PreTur=0, ANuTur=0, PreAlt=0, AnuAlt=0, PreRec=0, AnuRec=0,
Ps=0,PTerPO=0;
double vCoste2=0, Coste6=0, Coste3=0, Venta=0, PREIBE=0, QTer=0, Vapor=0,
PotMax=0, PotMin=0,Coste0=0;
double VaTuMX=0,PotSal=0,Vap1=0,COSTE=0, U=0,Cost=0,ELEC=0,I=0;
bool Satis,Conver,Prim,Restri=true,Marca;
int Dia,Numero;
double[] RMin = new double[3];
double[] RMax = new double[3];
RMin[0]=0; RMin[1]=0; RMin[2]=0;
RMax[0]=0; RMax[1]=0; RMax[2]=0;
double[] X = new double[6];
string Sa="";
double ITARIF, POTCON, FACPOT, GaaNex, GaiNex, Vida, ValRes;
double PreCal,AnuCal,CalPre, HVaSal,FICaMX,FICaMi,IDDiaTip, Coste4,Coste5;
double Pec, PrePot, CarMin;
bool Impress, DOBLE, TRIPLE;
ITARIF = Convert.ToInt32(comboBox1.Items[comboBox1.SelectedIndex]);
DOBLE = checkBox1.Checked;
TRIPLE = checkBox2.Checked;
POTCON = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
FACPOT = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
GaaNex = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
GaiNex = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
Vida = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
ValRes = Convert.ToDouble(formattedTextBox1.Text);
Impress = checkBox3.Checked;

```

```

//MODULO DE CÁLCULO
#region tabla de resultados
DataTable dt_ConfiA = new DataTable("dt_ConfiA");
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Día", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Carga Termica (MJ)", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Carga Electrica (KW)", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Pot. de Turbina (KW)", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Vapor Generado (O VENDIDA)",
typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Elec. Comparada (MILES)", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Satisface", typeof(string)));
dt_ConfiA.Columns.Add(new DataColumn("Coste", typeof(string)));
dataGrid1.DataSource = dt_ConfiA.DefaultView;
#endregion
// Lectura de Datos
// Turbina de Gas (GRATUR)
ds.Tables.Clear();
OleDbDataAdapter da_Gratur = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM Gratur WHERE
ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString(),this.sqlConection);
da_Gratur.Fill(ds,"Gratur");
//With Adodc1.Recordset
PMin = Convert.ToDouble(ds.Tables["Gratur"].
Rows[0]["PMIN"].ToString()); //Fields("PMIN")
PreTur = Convert.ToDouble(ds.Tables["Gratur"]
.Rows[0]["PTSTUR"].ToString()); //Fields("PTSTUR")
cogeneracion.gpe.PTUR = Convert.ToDouble(ds.Tables["Gratur"]
.Rows[0]["PTSCOM"].ToString()); //Fields("PTSCOM")
ANuTur = Convert.ToDouble(ds.Tables["Gratur"]
.Rows[0]["GASTOS"].ToString()); //Fields("GASTOS")
//End With
// Alternador Sistema Mecanico (ALTERN)
OleDbDataAdapter da_Altern = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM Altern WHERE
ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString(),this.sqlConection);
da_Altern.Fill(ds,"Altern");
//With Adodc2.Recordset
PreAlt = Convert.ToDouble(ds.Tables["Altern"].
Rows[0]["PrecioAltSisMec"].ToString()); //Fields("PrecioAltSisMec")
AnuAlt = Convert.ToDouble(ds.Tables["Altern"]
.Rows[0]["GastosMant"].ToString()); //Fields("GastosMant")
cogeneracion.gpe.RENDI = Convert.ToDouble(ds.Tables["Altern"]
.Rows[0]["Rendimiento"].ToString()); //Fields("Rendimiento")
//End With
// Caldera de Recuperación (DATREC)
#region DATREC
OleDbDataAdapter da_DatRec = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM DatRec
WHERE ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString(),this.sqlConection);
da_DatRec.Fill(ds,"DatRec");
//With Adodc3.Recordset
PreRec = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].Rows[0][2].ToString()); //Fields(1)
AnuRec = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].Rows[0][3].ToString()); //Fields(2)
cogeneracion.gpg.TAGUEN =
Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].Rows[0][4].ToString()); //Fields(3)
Ps = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].Rows[0][5].ToString()); //Fields(4)
cogeneracion.gpf1.AREASO = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][6].ToString()); //Fields(5)
cogeneracion.gpf1.KOTRAS = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]

```

```

.Rows[0][7].ToString());//.Fields(6)
cogeneracion.gpf1.TOSSG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][8].ToString());//.Fields(7)
cogeneracion.gpf1.TOESG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][9].ToString());//.Fields(8)
cogeneracion.gpf1.TOSSV = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][10].ToString());//.Fields(9)
cogeneracion.gpf1.TIPO = Convert.ToBoolean(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][11].ToString().ToLower());//.Fields(10)
cogeneracion.gpf1.TUBO = Convert.ToBoolean(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][12].ToString().ToLower());//.Fields(11)
cogeneracion.gpf2.AREAVA = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][13].ToString());//.Fields(12)
cogeneracion.gpf2.KOTRAS = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"]
.Rows[0][14].ToString());//.Fields(13)
cogeneracion.gpf2.TOSG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][15].ToString());//.Fields(14)
cogeneracion.gpf2.TOEG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][16].ToString());//.Fields(15)
cogeneracion.gpf2.TOEW = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][17].ToString());//Fields(16)
cogeneracion.gpf2.PURGAS = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][18].ToString());//.Fields(17)
cogeneracion.gpf2.TUBO = Convert.ToBoolean(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][19].ToString().ToLower());//.Fields(18)
cogeneracion.gpf3.AREAEC = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][20].ToString());//.Fields(19)
cogeneracion.gpf3.KOTRAS = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][21].ToString());//.Fields(20)
cogeneracion.gpf3.TOSEG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][22].ToString());//.Fields(21)
cogeneracion.gpf3.TOEEG = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][23].ToString());//.Fields(22)
cogeneracion.gpf3.TOSEV = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][24].ToString());//.Fields(23)
cogeneracion.gpf3.TOEEV = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][25].ToString());//.Fields(24)
cogeneracion.gpf3.TIPO = Convert.ToBoolean(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][26].ToString().ToLower());//.Fields(25)
cogeneracion.gpf3.TUBO = Convert.ToBoolean(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][27].ToString().ToLower());//.Fields(26)
cogeneracion.gpf1.MOGAS = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][28].ToString());//.Fields(27)
cogeneracion.gpf2.MOGAS = cogeneracion.gpf1.MOGAS;
cogeneracion.gpf3.MOGAS = cogeneracion.gpf1.MOGAS;
cogeneracion.gpf1.MOVAP = Convert.ToDouble(ds.Tables["DatRec"].
Rows[0][29].ToString());//.Fields(28)
cogeneracion.gpf3.MOVAP = cogeneracion.gpf1.MOVAP;
//End With
#endregion
// Sistema en General de Turbina de Gas (SISTE1)
#region SISTE1
    OleDbDataAdapter da_Siste1 = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM Siste1
WHERE ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString(),this.sqlConection);
da_Siste1.Fill(ds,"Siste1");
//With Adodc4.Recordset

```

```

cogeneracion.gpa.PCACOM = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][2].ToString());//.Fields(1)
cogeneracion.gpa.B[1] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][3].ToString());//.Fields(2)
cogeneracion.gpa.B[2] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][4].ToString());//.Fields(3)
cogeneracion.gpa.B[3] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][5].ToString());//.Fields(4)
cogeneracion.gpa.B[4] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][6].ToString());//.Fields(5)
cogeneracion.gpa.B[5] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][7].ToString());//.Fields(6)
cogeneracion.gpa.B[6] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"].
Rows[0][8].ToString());//.Fields(7)
cogeneracion.gpa.B[7] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][9].ToString());//.Fields(8)
cogeneracion.gpa.B[8] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][10].ToString());//.Fields(9)
cogeneracion.gpa.B[9] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][11].ToString());//.Fields(10)
cogeneracion.gpc.PRE = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][12].ToString());//Fields(11)
cogeneracion.gpa.H = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][13].ToString());//.Fields(12)
cogeneracion.gpc.PC[2] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][14].ToString());//.Fields(13)
cogeneracion.gpc.PC[1] = Convert.ToDouble(ds.Tables["Siste1"]
.Rows[0][15].ToString());//.Fields(14)
//End With
#endregion
// BLOQUE DE CALCULO
cogeneracion.Eneibe(ITARIF,ref cogeneracion.gpe.PEC,ref PTerPO);
cogeneracion.gpe.PEV = 0.85 * cogeneracion.gpe.PEC;
cogeneracion.Provap(Ps);
Dia = 0;
vCoste2 = 0;
Coste6 = 0;
// COMIENZO DEL DO NUMERO 1
//Adodc5.RecordSource = "SELECT * FROM Diatip1 WHERE IDProyecto=" &
Str(IDProyecto)
OleDbDataAdapter da_DiaTip1 = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM DIATIP1
WHERE ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString(),this.sqlConection);
da_DiaTip1.Fill(ds,"DIATIP1");
IDDiaTip = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP1"].Rows[0]["DIA_TIP"].ToString());
OleDbDataAdapter da_DiaTip2 = new OleDbDataAdapter("SELECT * FROM DIATIP2
WHERE ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString() + " AND DIA_TIP = " +
IDDiaTip.ToString(),this.sqlConection);
da_DiaTip2.Fill(ds,"DIATIP2");
for(int i=0; i< ds.Tables["DIATIP1"].Rows.Count;i++)
{
    Dia = Dia + 1;
    IDDiaTip = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP1"]
.Rows[i]["DIA_TIP"].ToString());
    Numero = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP1"]
.Rows[i]["DIA_TIP"].ToString());
    Coste3 = 0;
    cogeneracion.tarifa.SUMDIA = 0;      cogeneracion.tarifa.CHARLI = 0;
    cogeneracion.tarifa.SUMA = 0; cogeneracion.tarifa.SSUMA = 0;
}

```

```

Venta = 0;    PREIBE = 0;
// COMIENZO DEL DO NUMERO 2
da_DiaTip2.SelectCommand.CommandText = "SELECT * FROM DIATIP2
WHERE ID_PROYECTO = " + frmMDI.ID_Proyecto.ToString() + " AND DIA_TIP = "
+ IDDiaTip.ToString();
for(int j=0; j< ds.Tables["DIATIP2"].Rows.Count; j++)
{
    //With Adodc6.Recordset
    l = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP2"]
    .Rows[j]["Hora"].ToString());//.Fields("Hora")
    cogeneracion.gpe.WELEC = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP2"]
    .Rows[j]["WELEC"].ToString());//.Fields("WELEC")
    QTer = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP2"]
    .Rows[j]["QTERM"].ToString());//.Fields("QTERM")
    cogeneracion.gpc.TEM = Convert.ToInt32(ds.Tables["DIATIP2"]
    .Rows[j]["TEMP"].ToString());//.Fields("TEM")
    //End With
    Vapor = QTer / (cogeneracion.gpf.HVASAT * 3600);
    cogeneracion.Turgas(1000, ref PotMax);
    PotMin = (PMin * PotMax) / 100;
    if (QTer == 0)
    {
        Costo0 = cogeneracion.gpe.PEC * cogeneracion.gpe.WELEC;
        Marca = true;
    }
    else{Marca = false;}
    // PARA CALCULAR EL VAPOR GENERADO A PARTIR DE
    // POTMAX
    cogeneracion.Potca1(ref PotMax, ref VaTuMX);
    // COMIENZO DEL IF BLOQUE NUMERO 7
    if (VaTuMX >= Vapor)
    {
        Satis = true;
        Conver = false;
        RMin[1] = PotMin;
        RMax[1] = PotMax;
        Prim = true;
        //COMIENZO DEL DO WHILE NUMERO 3
        while(!Conver)
        {
            cogeneracion.Complx(1, RMin, RMax,ref X, U,ref Conver,
            Restri,ref Prim, ref CX);
            PotSal = X[1];
            cogeneracion.Potca1(ref PotSal,ref Vap1);
            if (Vap1 >= Vapor)
            {
                Restri = true;
                cogeneracion.Coste1(PotSal, 0, 0,ref COSTE);
                U = -COSTE;
            }
            else{Restri = false;}
        }
        //FIN DEL DO WHILE NUMERO 3
        //COMIENZO DEL IF BLOQUE NUMERO 8
        Cost = cogeneracion.gpe.PTUR * cogeneracion.gb.FUEL * 3.6;
        if (Marca &&(Coste0 < COSTE))
        {
            Vap1 = 0;
            PotSal = 0;
            COSTE = Coste0;
            Cost = 0;
        }
    }
}

```

```

//FIN DEL IF BLOQUE NUMERO 8
}
else
{
    Satis = false;
    Vap1 = VaTuMX;
    PotSal = PotMax;
    cogeneracion.Coste1(PotMax, 0, 0, ref COSTE);
    Cost = cogeneracion.gpe.PTUR * cogeneracion.gb.FUEL * 3.6;
}
//FIN DEL IF BLOQUE 7
// SALIDA POR IMPRESORA DEL FUNCIONAMIENTO OPTIMO
if (Impress)
{
    if (Satis)
    { Sa = "SI";
    }
    else
    { Sa = "NO";
    }
    Vap1 = Vap1 * 3600;
    ELEC = cogeneracion.gpe.WELEC - PotSal *
(cogeneracion.gpe.RENDI / 100);
    DataRow row = dt_ConfiA.NewRow();
    row["Día"] = Convert.ToString(j+1);
    row["Carga Termica (MJ)"] = Convert.ToString(QTer);
    row["Carga Electrica (KW)"] =
Convert.ToString(cogeneracion.gpe.WELEC);
    row["Pot. de Turbina (KW)"] =
Convert.ToString(Convert.ToInt32((PotSal * 10000) / 10000));
    row["Vapor Generado (O VENDIDA)"] = Convert.ToString(Vap1);
    row["Elec. Comparada (MILES)"] =
Convert.ToString(Convert.ToInt32((ELEC * 10000) / 10000));
    row["Satisface"] = Convert.ToString(Sa);
    row["Coste"] = Convert.ToString(Convert.ToInt32((COSTO * 10000)
/ 10000));
    dt_ConfiA.Rows.Add(row);
}
// FIN DE SALIDA DE FUNCIONAMIENTO OPTIMO
Costo3 = Costo3 + Cost;
if (ELEC < 0)
{
    Venta = Venta - ELEC * cogeneracion.gpe.PEV;
    ELEC = 0;
}
cogeneracion.Calcib(ITARIF, FACPOT, DOBLE, TRIPLE, 1, POTCON,
ELEC, I, ref PREIBE);
}
// FIN DEL DO NUMERO 2
cogeneracion.SalEco.Costo5 = (PREIBE - Venta) / 1000;
vCosto2 = vCoste2 + Costo3 * Numero;
Costo6 = Costo6 + cogeneracion.SalEco.Costo5 * Numero;
}
// FIN DEL DO NUMERO 1
// SUMA DE GASTOS ANUALES
cogeneracion.SalEco.GasTot = vCosto2 + GaaNex + ANuTur + AnuAlt + AnuRec + Costo6;
cogeneracion.SalEco.GasInv = GaiNex + PreTur + PreAlt + PreRec;
//MsgBox "Calculo Terminado"*/
frmmensajes.label1.Text = "Calculo Terminado";
frmmensajes.button1.Visible = true;

```

```

while(frmmensajes.DialogResult != DialogResult.OK)
{
    Application.DoEvents();
}
if(!Impress)
{
    //frmResultados frmresultados = new frmResultados(dt_ConfiA);
    //frmresultados.Show();
}
}
catch(Exception ex)
{
    MessageBox.Show(ex.ToString());
}
}
}
#endregion
#region Complex
public void Complx(int N, double []RMin, double []RMax, ref double []X, double U, ref bool CONVE,
bool RESTRI, ref bool PRIM, ref COMPLEX CX)
{
//LOGICAL VALID,RESTRI,CONVE,PRIM
//DIMENSION X(5),RMIN(N),RMAX(N),RLI(5),RUI(5),A(10,5),FUNC(10),XC(5), XO(5), R(10)
//COMMON/COMPL 1/RLI,RUI,A,FUNC,XC,XO,ALPHA,BETA,G,MAXM,NN,IVEZ,ITER,ICONT,K,IC
NTR,IMAY,IMENO,UMINO
//INTEGER(4) SEMILLA
int z;
bool VALID;
double M;
int lmen, J, lc;
double UMin, UMax, Crit;
int SEMILLA = 2003;
#region INICIALIZACION Y VALORES CONSTANTES
lc = 1;
if(PRIM)
{
    CX.ALPHA = 1.3;
    CX.BETA = 0.5;
    CX.G = 0.000001;
    CX.MAXM = 500;
    CX.NN = 2 * N;
    for(lc = 1; lc < X.Length;lc++) X[lc] = 0;
    for(lc = 1; lc <= N;lc++)
    {
        CX.RLI[lc] = RMin[lc];
        CX.RUI[lc] = RMax[lc];
    }
    for(lc = 1; lc <= CX.NN; lc++)
        for(J = 1; J <= N; J++)
            CX.A[lc, J] = 0;

    CX.Ivez = 0;
    CX.Iter = 0;
    CX.ICont = 0;
    CX.K = 0;
    RESTRI = true;
    CONVE = false;
    PRIM = false;
}
}
#endregion
#region DISTRIBUCCION DE FLUJOS
if(CX.Iter == 0) goto A10;
// VA A INICIALIZACION

```

```

if(!RESTRI) goto A20;
// NO SE CUMPLEN LAS RESTRICCIONES EXTERNAS
CX.ICont = 0;
CX.Func[CX.K] = U;
if(CX.ICNTR == 2) goto A30;
// VA A HAYAR MAS FUNCIONES
goto A40;
// VA A METODO
#endregion
#region INICIALIZACION
A10:      if(CX.K == 0)
          {
            CX.K = CX.K + 1;
            for(lc = 1; lc <= N; lc++)
            {
              X[lc] = RMax[lc];
              CX.A[CX.K, lc] = X[lc];
            }
            return;
          }
if(!RESTRI)
{
  CX.lvez = CX.lvez + 1;
  if(CX.lvez > 30)
  {
    MessageBox.Show("INICIALIZACION FALLIDA. SE DEVUELVE EL VALOR
    MAXIMO DE LAS VARIABLES, SI CUMPLEN LAS RESTRICCIONES EXTERNAS,
    SI NO EL PROGRAMA SE DETIENE");
    if(CX.K > 1)
    {
      for(lc = 1; lc <= N; lc++)
      {
        X[lc] = CX.A[1, lc];
        CONVE = true;
        U = CX.Func[1];
      }
      return;
    }
    else
    {
      MessageBox.Show("OPTIMIZACION DETENIDA");
      return;
    }
  }
}
else
{
  CX.lvez = 0;
  CX.Func[CX.K] = U;
  CX.K = CX.K + 1;
  if(CX.K > CX.NN) goto A40;
}
Random ruleta = new Random();
for(lc = 1; lc <= N; lc++)
{
  for(int j = 1; j <= N; j++)
  {
    SEMILLA = CX.K;
    CX.R[lc] = ruleta.NextDouble();
    //ruleta.Next(Convert.ToInt32(SEMILLA)) +
    X[lc] = CX.RLI[lc] + CX.R[lc] * (CX.RUI[lc] - CX.RLI[lc]);
    CX.A[j, lc] = X[lc];
  }
}
return;
#endregion

```

```

#region METODO
A40:      CX.IMAY = 1;
UMax = CX.Func[1];
for(lc = 2; lc <= CX.NN; lc++)
{
    if(UMax >= CX.Func[lc]) goto A42;
    UMax = CX.Func[lc];
    CX.IMAY = lc;
    A42:      z = 1;
}
Imen = 1;
UMin = CX.Func[1];
for(lc = 2; lc <= CX.NN; lc++)
{
    if(UMin <= CX.Func[lc]) goto A43;
    UMin = CX.Func[lc];
    Imen = lc;
    A43:      z = 1;
}

Crit = Math.Abs((UMax - UMin) / UMax);
if(Crit > CX.G) CX.Iter = CX.Iter + 1;
if(CX.Iter > CX.MAXM)
    MessageBox.Show("NO SE ALMACENA LA CONVERGENCIA EN LAS ITERACIONES. EL
    CALCULO CONTINUA CON EL MEJOR VALOR OBTENIDO.");
if((Crit < CX.G) || (CX.Iter > CX.MAXM))
{
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
    X[lc] = CX.A[CX.IMAY, lc];
    CONVE = true;
    U = CX.Func[CX.IMAY];
    return;
}
CONVE = false;
CX.lvez = 0;
#endregion
#region REFLEXION
if((CX.Iter == 1) || (CX.IMENO != Imen) || (CX.ICNTR == 2))
{
    CX.ICNTR = 0;
    CX.K = Imen;
    CX.IMENO = Imen;
    CX.UMINO = UMin;
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
    {
        CX.XO[lc] = CX.A[CX.K, lc];
        //CX.XC[lc] = 0.0;
        for(J = 1; J <= CX.NN; J++)
            CX.XC[lc] = CX.XC[lc] + CX.A[J, lc];
        CX.XC[lc] = (CX.XC[lc] - CX.A[CX.K, lc]) / (CX.NN - 1);
        X[lc] = (1.0 + CX.ALPHA) * CX.XC[lc] - CX.ALPHA * CX.XO[lc];
    }
    VALID = true;
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        if((X[lc] > RMax[lc]) || (X[lc] < RMin[lc])) VALID = false        if(VALID)
    {
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
            CX.A[CX.K, lc] = X[lc];
        return;
    }
    else
    {
        while(!VALID) && (CX.lvez < 20)
        {

```

```

        M = 0;
        CX.lvez = CX.lvez + 1;
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        {
            X[lc] = CX.BETA * X[lc] + (1.0 - CX.BETA) * CX.XC[lc];
            if ((X[lc] <= RMax[lc]) && (X[lc] >= RMin[lc])) M = M + 1;
        }
        if(M == N) VALID = true;
    }
    if(VALID)
    {
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        CX.A[CX.K,lc] = X[lc];
        return;
    }
    else
    {
        MessageBox.Show("CENTROIDE FUERA DE RANGO. EL CALCULO
        CONTINUA CON EL MEJOR VALOR OBTENIDO.");
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
            X[lc] = CX.A[CX.IMAY,lc];
        CONVE = true;
        //U = CX.Func[CX.IMAY];
        return;
    }
}
}
#endregion
#region CONTRACCION
else if(CX.ICNTR == 2)
{
    CX.ICNTR = 1;
    VALID = false;
    while(!VALID) && (CX.lvez < 20)
    {
        M = 0;
        CX.lvez = CX.lvez + 1;
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        {
            X[lc] = CX.BETA * X[lc] + (1.0 - CX.BETA) * CX.XC[lc];
            if((X[lc] <= RMax[lc]) && (X[lc] >= RMin[lc])) M = M + 1;
        }
        if(M == N) VALID = true;
    }
    if(VALID)
    {
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        CX.A[CX.K,lc] = X[lc];
        return;
    }
    else
    {
        MessageBox.Show("CENTROIDE FUERA DE RANGO. EL CALCULO CONTINUA
        CON EL MEJOR VALOR OBTENIDO.");
        for(lc = 1; lc <= N; lc++)
            X[lc] = CX.A[CX.IMAY,lc];
        CONVE = true;
        U = CX.Func[CX.IMAY];
        return;
    }
}
}
#endregion
#region ACERCAMIENTO AL MAXIMO
else
{
    CX.ICNTR = 2;

```

```

if(UMin < CX.UMINO)
{
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        CX.A[lmen,lc] = CX.XO[lc];
}
for(lc = 1; lc <= CX.NN; lc++)
{
    if(lc != CX.IMAY)
        for(J = 1; J <= N; J++)
            CX.A[lc,J] = (CX.A[CX.IMAY,J] + CX.A[lc,J]) / 2;
}
CX.K = 1;
if(CX.K == CX.IMAY)
CX.K = CX.K + 1;
for(lc = 1; lc <= N; lc++)
    X[lc] = CX.A[CX.K,lc];
return;
}
#endregion
#region NO SE CUMPLEN LAS RESTRICCIONES EXTERNAS
A20:    CX.ICont = CX.ICont + 1;
if(CX.ICont >= 20)
{
    MessageBox.Show("NO SE OBTIENEN PUNTOS QUE CUMPLAN LAS RESTRICCIONES
    EXTERNAS. EL CALCULO CONTINUA CON EL MEJOR VALOR OBTENIDO.");
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        X[lc] = CX.A[CX.IMAY,lc];
    CONVE = true;
    U = CX.Func[CX.IMAY];
    return;
}
VALID = false;
CX.lvez = 0;
while(!VALID && (CX.lvez < 20))
{
    M = 0;
    CX.lvez = CX.lvez + 1;
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
    {
        X[lc] = CX.BETA * X[lc] + (1.0 - CX.BETA) * CX.XC[lc];
        if((X[lc] <= RMax[lc]) && (X[lc] >= RMin[lc])) M = M + 1;
    }
    if(M == N) VALID = true;
}
if(VALID)
{
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        CX.A[CX.K,lc] = X[lc];
    return;
}
else
{
    MessageBox.Show("CENTROIDE FUERA DE RANGO. EL CALCULO CONTINUA CON EL
    VALOR OBTENIDO.");
    for(lc = 1; lc <= N; lc++)
        X[lc] = CX.A[CX.IMAY,lc];
    CONVE = true;
    U = CX.Func[CX.IMAY];
    return;
}
#endregion
#region ENCONTRAR MAS FUNCIONES
A30:    CX.K = CX.K + 1;

```

```

if(CX.K == CX.IMAY) CX.K = CX.K + 1;
if(CX.K > CX.NN) goto A40;
for(lc = 1; lc <= N; lc++)
    X[lc] = CX.A[CX.K,lc];
return;
#endregion
}
#endregion
#region Funcion: Progas
public void Progas(double T,ref double ENTPKG,ref double CALESP,ref double CONDTE,ref
double VISDI)
{
/* IDENTIFICACION DEL PROGRAMA
ESTE PROGRAMA CALCULA EL CALOR ESPECIFICO (KJ/KG K),
CONDUCTIVIDAD TERMICA (W/M K),VISCOSIDAD DINAMICA (PA*S) Y LA
ENTALPIA POR KILOGRAMO DE GAS (KJ/KG) A LA TEMPERATURA T PARA
UNA COMPOSICION CADA POR XS(I)
I=1 PARA EL SO2
I=2 PARA EL CO2
I=3 PARA EL H2O
I=4 PARA EL N2
I=5 PARA EL O2
IDENTIFICACION DE VARIABLES
T= TEMPERATURA DE LOS GASES
XS(I)= COMPOSICION EN %1 EN PESO DE LOS GASES
ENTPKG= ENTALPIA POR KG DE GAS (KJ/KG)
CALESP= CALOR ESPECIFICO (KJ/KG K)
CONDTE= CONDUCTIVIDAD TERMICA (W/M K)
VISDI= VISCOSIDAD DINAMICA (PA*S)
ASIGNACION DE ALMACENAMIENTO*/
double[] B0 = new double[6];
double[] B1 = new double[6];
double[] B2 = new double[6];
double[] B3 = new double[6];
double[] B4 = new double[6];
double[] B5 = new double[6];
double[] B6 = new double[6];
double[] B7 = new double[6];
double[] B8 = new double[6];
double[] B9 = new double[6];
double[] B10 = new double[6];
double[] B11 = new double[6];
double[] B12 = new double[6];
double[] B13 = new double[6];
double[] B14 = new double[6];
double[] R1 = new double[6];
double[] PM = new double[6];
double[] CONTE = new double[6];
double[] VISD = new double[6];
B0[1] = 0.592914;
B0[2] = 0.828204;
B0[3] = 1.85042;
B0[4] = 1.03693;
B0[5] = 0.90243;
B1[1] = 0.000638217;
B1[2] = 0.000981404;
B1[3] = 0.000288423;

```

B1[4] = 0.0000278472;
B1[5] = 0.000361332;
B2[1] = -0.000000618659;
B2[2] = -0.000000790052;
B2[3] = 0.000000714863;
B2[4] = 0.000000392958;
B2[5] = -0.000000164362;
B3[1] = 0.000000000283124;
B3[2] = 0.000000000328413;
B3[3] = -0.000000000487786;
B3[4] = -0.000000000313739;
B3[5] = 2.16244E-11;
B4[1] = -4.91597E-14;
B4[2] = 5.46602E-14;
B4[3] = 9.43951E-14;
B4[4] = 7.20044E-14;
B4[5] = 3.54211E-15;
B5[1] = 0.00870293;
B5[2] = 0.0144153;
B5[3] = 0.015127;
B5[4] = 0.0242362;
B5[5] = 0.0245662;
B6[1] = 0.0000492717;
B6[2] = 0.0000799242;
B6[3] = 0.0000893329;
B6[4] = 0.0000675179;
B6[5] = 0.0000735218;
B7[1] = 0.0000000170773;
B7[2] = -0.00000000595206;
B7[3] = 0.0000000258382;
B7[4] = -0.0000000301456;
B7[5] = -0.0000000173951;
B8[1] = 2.78989E-11;
B8[2] = -7.54376E-12;
B8[3] = -1.76029E-11;
B8[4] = 1.68347E-11;
B8[5] = 8.21291E-12;
B9[1] = 7.78854E-15;
B9[2] = 1.89975E-15;
B9[3] = 0.00000000530991;
B9[4] = -4.75435E-15;
B9[5] = -2.61576E-15;
B10[1] = 0.0000116205;
B10[2] = 0.0000136329;
B10[3] = 0.0000085901;
B10[4] = 0.0000166491;
B10[5] = 0.000019495;
B11[1] = 0.0000000501855;
B11[2] = 0.0000000494988;
B11[3] = 0.0000000358189;
B11[4] = 0.0000000438522;
B11[5] = 0.0000000494604;
B12[1] = -2.79278E-11;
B12[2] = -2.73651E-11;
B12[3] = 1.57541E-11;
B12[4] = -0.00000000021793;
B12[5] = -1.75948E-11;

```

B13[1] = 1.4802E-14;
B13[2] = 1.34596E-14;
B13[3] = -1.92169E-14;
B13[4] = 9.06502E-15;
B13[5] = 6.04725E-15;
B14[1] = -2.98759E-18;
B14[2] = 2.89031E-18;
B14[3] = 5.05944E-18;
B14[4] = -1.61384E-18;
B14[5] = -1.10837E-18;
R1[1] = 0.1298;
R1[2] = 0.18892;
R1[3] = 0.46152;
R1[4] = 0.29678;
R1[5] = 0.25983;
PM[1] = 64.07;
PM[2] = 44.011;
PM[3] = 18.016;
PM[4] = 28.016;
PM[5] = 32;
double RG, AYUCON, AYUVI1, AYUVI2, ENTCOM, CAL;
RG = 0;
CALESP = 0;
ENTPKG = 0;
AYUCON = 0;
AYUVI1 = 0;
AYUVI2 = 0;
for(int l=1; l<=5; l++)
{
    ENTCOM = B0[l] * T + B1[l] * T * T / 2 + (B2[l] * T * T * T) / 3 + (B3[l] * Math.Pow(T,4)) / 4 +
    (B4[l] * Math.Pow(T,5)) / 5;
    ENTPKG = ENTPKG + ENTCOM * ga.XS[l];
    CAL = B0[l] + B1[l] * T + B2[l] * Math.Pow(T,2) + B3[l] * (Math.Pow(T,3)) + B4[l] *
    (Math.Pow(T,4));
    CALESP = CALESP + CAL * ga.XS[l];
    CONTE[l] = B5[l] + B6[l] * T + B7[l] * (Math.Pow(T,2)) + B8[l] * (Math.Pow(T,3)) + B9[l] *
    (Math.Pow(T,4));
    VISD[l] = B10[l] + B11[l] * T + B12[l] * (Math.Pow(T,2)) + B13[l] * Math.Pow(T,3) + B14[l] *
    (Math.Pow(T,4));
    RG = RG + ga.XS[l] * R1[l];
    AYUCON = AYUCON + ga.XS[l] * R1[l] * CONTE[l];
    AYUVI1 = AYUVI1 + (ga.XS[l] * VISD[l]) / (Math.Pow(PM[l],(0.5)));
    AYUVI2 = AYUVI2 + ga.XS[l] / (Math.Pow(PM[l],(0.5)));
}
CONDTE = (1 + (ga.XS[3] * 0.46152 / RG * (1 - ga.XS[3] * 0.46152 / RG)) / 3.5) * AYUCON / RG;
VISDI = AYUVI1 / AYUVI2;
}
#endregion
#region Función: Vapor
/// <summary>
/// REALIZA UNA SIMULACION DEL VAPORIZADOR DE LA CADENA DE
/// RECUPERACION A PARTIR DEL CONOCIMIENTO DE LAS CONDICIONES DE
/// DISEÑO,
/// OBTIENE CUALQUIER VALOR HACIENDOLE TRABAJAR FUERA DE LAS
/// CONDICIONES DE DISEÑO,
/// DATOS DE ENTRADA EN LA SUBRRUTINA :
/// 1.- TEVG TEMPERATURA DE ENTRADA DEL GAS (C)

```

```

/// 2.- MGAS FLUJO MASTICO DEL GAS (kg/s)
/// 3.- TEVW TEMPERATURA DE ENTRADA DEL AGUA (C)
/// VALORES DE SALIDA DE LA SUBRRURBINA :
/// 1.- TSVG TEMPERATURA DE SALIDA DEL GAS (C)
/// 2.- MVAP MASA DE VAPOR EVAPORADA (kg/s)
/// </summary>
/// <param name="TEVG"></param>
/// <param name="MGAS"></param>
/// <param name="TEVW"></param>
/// <param name="TSVG"></param>
/// <param name="Mvap"></param>
public void Vaporiz(double TEVG,double MGAS,double TEVW,ref double TSVG,ref double Mvap)
{
// ASIGNACION DE ALMACENAMIENTO
bool Conver;
double Ks, T0, ENT, CALESO, COND = 0, CONDO, VISD = 0, VISDO, CAL, TS1, TS2, Nut, Calor,
E;
double A, T;
CALESO = 0; CONDO = 0; VISDO = 0; ENT = 0;
// VARIABLES GLOBALES DEFINIDAS EN MODULO PRINCIPAL
// COMMON/GA/XS(5)
// COMMON/GPF/TSAT,HLATVA
// COMMON/GPF2/AREAVA,MOGAS,KOTRAS,TOEW,TOEG,TOSG,PURGAS,TUBO
// BLOQUE DE CALCULO
Conver = false;
T0 = (gpf2.TOEG + gpf2.TOSG) / 2;
Progas(T0,ref ENT, ref CALESO,ref CONDO,ref VISDO);
if (gpf2.TUBO == true)
{
A = 0.62;
}
else
{
A = 0.57;
}
Ks = gpf2.KOTRAS;
CAL = CALESO;
TS1 = gpf2.TOSG;
id100: Nut = (Ks * gpf2.AREAVA) / (MGAS * CAL);
E = 1 - Math.Exp(-Nut);
TS2 = TEVG - E * (TEVG - gpf.TSAT);
if ((TS2 <= (TS1 + 5)) && (TS2 >= (TS1 - 5)))
{
Conver = true;
}
else
{
T = (TEVG + TS2) / 2;
Progas(T, ref ENT,ref CAL,ref COND,ref VISD);
// CONTROL
gpf2.MOGAS = 1;
// CONTROL
Ks = Ks * (COND / CONDO) * Math.Pow(((MGAS * VISDO) / (gpf2.MOGAS * VISD)),A);
TS1 = TS2;
}
if (!Conver) goto id100;
Calor = E * MGAS * CAL * (TEVG - gpf.TSAT);
Mvap = Calor / ((1 + gpf2.PURGAS) * (gpf.TSAT - TEVW) * 4.18 + gpf.HLATVA);
TSVG = TS2;
}

```

```

#endregion
#region Función: Gastur
/// <summary>
///
    IDENTIFICACION DEL PROGRAMA
    CALCULA LA COMPOSICION DE LOS GASES DE SALIDA DE LA TURBINA QUE
    QUEMA GAS NATURAL
    LA COMPOSICION LA CALCULA EN %1 EN PESO.
    SE BASA EN EL CONOCIMIENTO DE :
    -COMPOSICION DE GAS NATURAL QUEMADO
    -CANTIDAD DE GAS QUEMADO
    -CAUDAL DE GASES
    IDENTIFICACION DE VARIABLES
    CAUSAL= CAUDAL DE GASES DE SALIDA DE LA TURBINA (KG/S)
    FUEL= CAUDAL DE COMBUSTIBLE QUEMADO (MW)
    TEXH= TEMPERATURA DE LOS GASES DE SALIDA DE LA TURBINA (C)
    XS(l)= COMPOSICION DE LOS GASES DE SALIDA EN %1 EN PESO
    DOEPK= DEMANDA DE O2 ESTEQUIOMETRICO POR KG DE GAS QUEMADO(KG)
    SO2= KG DE SO2 PRODUCIDOS POR KG DE GAS QUEMADO
    CO2= KG DE CO2 PRODUCIDOS POR KG DE GAS QUEMADO
    AB= KG DE H2O PRODUCIDOS POR KG DE GAS QUEMADO
    ENTK= ENTALPIA POR KG DE GASES DE SALIDA DE LA TURBINA
    COMMON/GPA/PCACOM,H,B(9)
    COMMON/GA/XS(5),DOEPK,SO2,CO2,AB,ENTK
    COMMON/GB/TEXH,CAUSAL,FUEL
    DIMENSION X(9),R(9)
    DATA (R(l),l=1,9)/0.518,0.276,0.188,0.143,0.115,0.096,0.189,
    OJO !!!: SE CAMBIO LA VARIABLE "CAUSAL" POR "AMKG" COMO EN EL ORDEN DE LA
    ESTRUCTURA GB
public void Gastur()
{
double []X = new double[10];
double []R = new double[10];
R[1] = 0.518;
R[2] = 0.276;
R[3] = 0.188;
R[4] = 0.143;
R[5] = 0.115;
R[6] = 0.096;
R[7] = 0.189;
R[8] = 0.797;
R[9] = 0.244;
// Otras Variables
double Sum, FUELM, AGET, AHET, EXCAIR, H2O, GN2, O2,GTOT;
//
Sum = 0;
for(int l = 1; l <= 9; l++)
    Sum = Sum + gpa.B[l] / R[l];
for(int l = 1; l <= 9; l++)
    X[l] = gpa.B[l] / (R[l] * Sum);
FUELM = gb.FUEL / gpa.PCACOM;
AGET = gb.AMKG - FUELM;


```

```

ga.DOEPK = 3.989 * X[1] + 3.724 * X[2] + 3.628 * X[3] + 3.578 * X[4] + 3.548 * X[5] + 3.572 * X[6] +
1.408 * X[9];
AHET = (ga.DOEPK / 0.2321) * FUELM * (1 + gpa.H);
EXCAIR = AGET / AHET;
ga.SO2 = 1.88 * X[9];
ga.CO2 = 2.743 * X[1] + 2.927 * X[2] + 2.994 * X[3] + 3.029 * X[4] + 3.05 * X[5] + 3.064 * X[6] + X[7];
ga.AB = 2.246 * X[1] + 1.797 * X[2] + 1.634 * X[3] + 1.55 * X[4] + 1.498 * X[5] + 1.463 * X[6] + 0.529 *
X[9];
H2O = ga.AB + EXCAIR * (ga.DOEPK / 0.2321) * gpa.H;
GN2 = EXCAIR * (ga.DOEPK / 0.2321) * 0.7679;
O2 = (EXCAIR - 1) * ga.DOEPK ;
GTOT = ga.SO2 + ga.CO2 + H2O + GN2 + O2;
ga.XS[1] = ga.SO2 / GTOT;
ga.XS[2] = ga.CO2 / GTOT;

ga.XS[3] = H2O / GTOT;
ga.XS[4] = GN2 / GTOT;
ga.XS[5] = O2 / GTOT;
double xx = 0;
double yy = 0;
double zz = 0;

Progas(gb.TEXH,ref ga.ENTK,ref xx,ref yy, ref zz);
}
#endregion

```