



UNIVERSIDAD MICHOACANA

DE SAN NICOLÁS DE HIDALGO

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

*“Revisión y Análisis de Diferentes Métodos de Resolver el Problema de
Despacho Económico de Carga”*

TESIS

Que para obtener el Título de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Presenta:

VÍCTOR MANUEL PÉREZ SUÁREZ

Asesora:

Dra. en Ciencias en Ingeniería Eléctrica

SIGRIDT GARCÍA MARTÍNEZ

Morelia, Mich. Agosto, 2022.

DEDICATORIA

Este trabajo de tesis que significa la culminación de mi etapa como estudiante de la Licenciatura de Ingeniería Eléctrica la dedico con todo cariño a:

Mis padres Rubén y Adreana, quienes han sido un gran ejemplo para mí, en el ámbito profesional y personal siempre me han brindado su apoyo y consejo.

Mis hermanas Adriana, Leticia y Rosa María por siempre apoyarme y animarme en los días que quise renunciar y abandonar todo por lo que me esforcé.

A mi difunto abuelo Manuel y a mi abuelo Salvador por su apoyo y sus consejos.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Dra. Sigridt García Martínez que en su rol de asesora de tesis orientó el contenido de la misma y aprecio sus aportes y correcciones a este documento.

Agradezco a mis padres Rubén y Adreana, y a mi abuelo Salvador que gracias a su apoyo me fue posible realizar mis estudios universitarios.

Agradezco a mis hermanas Adriana, Leticia y Rosa María por siempre apoyarme y animarme en los días que quise renunciar y abandonar todo por lo que me esforcé.

Agradezco a mi difunto abuelo Manuel, a mis tíos y a toda mi familia en general que me brindaron su apoyo y en algunas ocasiones encontraron la forma de motivarme a no abandonar mis estudios.

Resumen

En esta tesis se presenta una revisión de algunos métodos de optimización convencionales y métodos de búsqueda inteligente para resolver el problema de despacho económico de carga. El problema de despacho económico de carga consiste en calcular la potencia que debe producir cada generador para satisfacer cierta demanda de energía en cierto periodo de tiempo, de tal modo que se tenga el costo mínimo y que al mismo tiempo se satisfagan ciertas restricciones técnicas de los mismos generadores y de la red.

La función de costo para cada unidad generadora representa una función no lineal la cual puede ser resuelta a través de métodos clásicos tales como, la programación lineal, programación cuadrática, programación entera mixta, los cuales garantizan una solución. Sin embargo, a medida que la dimensión y la complejidad aumenta se incrementa también el tiempo requerido para encontrar la solución; entonces el problema de despacho se convierte en un problema de optimización altamente restringido. Por esta razón se usa un algoritmo basado en técnicas de inteligencia artificial tal como algoritmos genéticos como una alternativa para resolver el problema de despacho de carga. Se analizan un par de casos de estudio, sin considerar las pérdidas de la red, los cuales fueron implementados en MatLab®.

Palabras Clave: Despacho Económico, Optimización, Algoritmos Genéticos, Costo, Tiempo.

Abstract

This document presents a review of some conventional optimization methods and intelligent search methods to solve the problem of economic load dispatch. The problem of economic load dispatch is to calculate the power that each generator must produce to satisfy a certain energy demand in a certain period of time, in such a way as to have the minimum cost and at the same time to satisfy certain technical restrictions of the generators themselves and of the network.

The cost function for each generating unit represents a non-linear function which can be solved through classical methods such as linear programming, quadratic programming, mixed integer programming, which guarantee a solution. However, as the size and complexity increase the time required to find the solution is also increased; then the dispatch problem becomes a highly restricted optimization problem. For this reason, an algorithm based on artificial intelligence techniques such as genetic algorithms is used as an alternative to solve the problem of economic load dispatch. A couple of case studies are analyzed, without considering network losses, which were implemented in MatLab®.

Índice

Resumen	iv
Abstract.....	v
Lista de Figuras	ix
Lista de Tablas.....	x
Lista de Símbolos y Abreviaturas.....	xi
Capítulo 1	1
Introducción.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Revisión del Estado del Arte.....	2
1.3 Objetivo de la Tesis	3
1.4 Metodología	3
1.5 Descripción de Capítulos	3
Capítulo 2	5
Descripción del Problema de Despacho Económico de Carga.....	5
2.1 Introducción	5
2.2 Problema de Despacho Económico de Carga	7
2.2.1 Problema de Despacho Económico Base	9
2.3 Problema de Despacho Económico con Programación Lineal	12
2.4 Método de Iteración-Lambda	14
2.5 Método del Gradiente.....	15
2.6 Método de Newton	16
Capítulo 3	19
Métodos de Inteligencia Artificial Para la Solución del Problema de Despacho Económico de Carga.....	19

3.1 Introducción	19
3.2 Computación evolutiva	20
3.3 Algoritmos Genéticos	21
3.4 Enjambre de Partículas	22
3.5 Búsqueda Tabú.....	23
3.6 Forja Simulada	24
Capítulo 4	26
Casos de Estudio.....	26
4.1 Introducción	26
4.2 Caso de Estudio A.....	26
4.3 Caso de Estudio B.....	29
Capítulo 5	33
Conclusiones.....	33
5.1 Conclusiones	33
Apéndice A.....	34
Características de las Unidades Termoeléctricas, Nucleares e Hidroeléctricas	34
A.1. Unidades Termoeléctricas	34
A.1.1 Centrales Térmica Convencional	36
A.1.2 Central de Gas	40
A.1.3 Centrales de Ciclo Combinado	41
A.2 Unidades Nucleares.....	44
A.2.1 Central de Reactores Térmicos.....	47
A.2.2 Central de Reactor de Agua Ligera o LWR de sus siglas en inglés Low Water Reactor	47
A.2.3 Reactor de Agua Pesada a Presión o PHWR de sus siglas en inglés Pressure Heavy Water Reactor	48

A.2.4 Reactor Refrigerado por Gas o AGR de sus siglas en inglés Advanced Gas-Cooled Reactor	49
A.2.5 Reactor de Agua Ligera de Grafito o LWGR de sus siglas en inglés Light Water Graphite Reactor	50
A.3 Unidades Hidroeléctricas	51
A.3.1 Elementos de las Centrales Hidroeléctricas	53
A.3.2 Clasificación de las Centrales Hidráulicas	53
REFERENCIAS.	57

Lista de Figuras

Figura 2.1 Estrategia de generación para satisfacer la demanda diaria de potencia.	6
Figura 2.2 Curva entrada-salida ideal de un generador de turbina de vapor.	8
Figura 2.3 Unidades de generación alimentando a la carga P_R	9
Figura 2.4 Característica no lineal de la función de costo.	12
Figura 2.5 Aproximación de la función de costo por pequeños segmentos lineales.	13
Figura 3.1 Diagrama de flujo general de los algoritmos evolutivos.	20
Figura 3.2 Diagrama de flujo de un AG básico.	22
Figura A.1. Central térmica convencional de carbón.	35
Figura A.2 Representación esquemática de una central de vapor.	37
Figura A.3 Central de ciclo combinado.	42
Figura A.4 Central Nuclear.	46
Figura A.5 Reactor de agua en ebullición.	47
Figura A.6 Reactor de agua a presión.	48
Figura A.7 Esquema del reactor CANDU.	49
Figura A.8 Reactor refrigerado por gas.	50
Figura A.9 Reactor y doble refrigeración.	51
Figura A.10 Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica.	52
Figura A.11 Esquema de una central hidroeléctricas.	52

Lista de Tablas

Tabla 4.1 Datos de las unidades de generación, Caso A. 28
Tabla 4.2 Solución al problema de despacho, Caso A. 28
Tabla 4.3 Datos de las unidades de generación, Caso B. 30
Tabla 4.4 Solución del problema de despacho, Caso B..... 31

Lista de Símbolos y Abreviaturas

FPO	Flujo Óptimo de Potencia
BTU	Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units)
MW	MegaWatts
L	Función de Lagrange
F_T	Función de costos
λ	Multiplicador de Lagrange
ε	Error
Bar	Unidad de Presión
CC	Corriente Continua
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
CO ₂	Dióxido de Carbono
LWR	Reactor de Agua Ligera (Low Water Reactor)
BWR	Reactor de Agua en Ebullición (Boiling Water Reactor)
PWR	Reactor de Agua a Presión (Pressure Water Reactor)
PHWR	Reactor de Agua Pesada a Presión (Pressure Heavy Water Reactor)
CANDU	Canadá Deuterio Uranio (Canada Deuterium Uranium)
AGR	Reactor Refrigerado por Gas (Advanced Gas-Cooled Reactor)
LWGR	Reactor de Agua Ligera de Grafito (Light Water Graphite Reactor)
E	Máxima Eficiencia
P_{\max}	Potencia máxima
P_{\min}	Potencia mínima
P_T	Potencia total
PG	Potencia generada
AG	Algoritmos Genéticos
ACO	Algoritmo de Colonia de Hormigas (Ant Colony Search)
PSO	Optimización de Enjambres de Partículas (Particle Swarm Optimization)
TS	Búsqueda Tabú (Tabu Search)
SA	Forja Simulada (Simulated Annealing)
IA	Inteligencia Artificial

Capítulo 1

Introducción

1.1 Introducción

Los objetivos principales del funcionamiento del sistema de potencia son la seguridad, la fiabilidad y la eficiencia. La operación del sistema de potencia puede impactar en la confiabilidad del sistema e influir en los costos operativos asociados con el despliegue de los recursos de transmisión y generación. La desregulación de la electricidad en la última década ha creado un nuevo panorama para la industria energética, en el cual se aumenta la complejidad de la operación del sistema de energía debido al incremento de la penetración de grandes cantidades de generación distribuida.

El problema de despacho económico es uno de los problemas principales en la operación de los sistemas eléctricos. El problema consiste en asignar la demanda total entre las unidades generadoras para minimizar el costo de producción, para un determinado punto de operación. Las unidades generadoras tienen diferentes costos de producción dependiendo de la fuente de energía principal utilizada para producir la electricidad (principalmente carbón, petróleo, gas natural, uranio y agua). Estos costos varían significativamente; por ejemplo, los costos marginales para las unidades nucleares, de carbón y de gas pueden tomar valores que oscilan entre \$0.03 y \$0.20 por kWh. Además, para cualquier tecnología de generación dada, una unidad individual puede tener costos marginales variables que dependen de su producción de MW [Gómez-Expósito *et al.*, 2018]. La función de costo para cada unidad de generación se

representa por una función no lineal, la cual puede ser resuelta por técnicas de optimización convencionales o métodos de búsqueda inteligente [Wood y Wollenberg, 1996].

1.2 Revisión del Estado del Arte

En casi todas las áreas del conocimiento se usa la optimización para llevar a cabo algún procedimiento de una mejor manera en algún sentido. La optimización hace referencia al estudio de los problemas en los cuales se intenta maximizar o minimizar una función (o funciones) que en la mayoría de los casos debe satisfacer un determinado conjunto de restricciones que se presentan en dichos problemas. Esto ha motivado al desarrollo de diferentes técnicas de optimización, las cuales toman en cuenta las características inherentes al problema.

Dentro de estas técnicas de optimización se incluyen técnicas tradicionales y métodos modernos de optimización y se clasifican en tres grupos, [Zhu, 2009]:

- Métodos de optimización convencionales, tales como programación no lineal, programación cuadrática, programación entera mixta, métodos de punto interior, etc. Estos métodos garantizan una solución óptima local y a medida que la dimensión y la complejidad del problema crecen, también crece el tiempo requerido para encontrar la solución. Por lo tanto, resultan ser métodos inviables para solucionar problemas de gran dimensión.
- Métodos de búsqueda inteligente tales como las redes neuronales, los algoritmos evolutivos, forja simulada, búsqueda tabú, enjambre de partículas, etc. Estos métodos se basan en técnicas de inteligencia artificial con las cuales se pretende encontrar soluciones aproximadas sin la garantía de encontrar la solución óptima del problema, debido a su naturaleza heurística. Una de las principales ventajas es que el tiempo requerido para encontrar una buena solución es menor que cuando se usan técnicas tradicionales.
- Enfoques “nonquantity” tales como optimización probabilística y lógica difusa. Este tipo de enfoque permite el manejo de incertidumbres tanto en funciones a maximizar o minimizar como en restricciones del problema a resolver.

En los últimos años, los métodos de búsqueda inteligente tales como enjambre de partículas [Kuo, 2008] [Park *et al.*, 2006], algoritmos evolutivos [Abido, 2006], entre otros [Xia y Elaiw, 2010], se han estado usando para resolver diferentes problemas de optimización en la operación de sistemas eléctricos, tal como el problema de despacho económico, donde los problemas suelen ser bastante complejos y que requerirían tiempo de cómputo grande si se resolviesen con métodos clásicos de optimización.

1.3 Objetivo de la Tesis

El objetivo general de esta tesis es revisar y analizar diferentes métodos para resolver el problema de despacho económico de carga con el fin de encontrar el más eficiente para resolver dicho problema.

1.4 Metodología

Para lograr el objetivo planteado en la tesis se siguió la siguiente metodología:

1. Se llevó a cabo una breve revisión del estado del arte en lo que se refiere a despacho económico de carga.
2. Se estudiaron algunos algoritmos ya implementados en MatLab® para aplicarlos al problema de despacho económico de carga.
3. Se llevaron a cabo comparaciones entre métodos de optimización convencionales contra algoritmos genéticos.

1.5 Descripción de Capítulos

En el presente capítulo se da una introducción al problema de despacho económico, así como algunos métodos que son capaces de resolver este problema; también se describe el objetivo principal y se describe de manera breve el contenido de esta tesis.

En el Capítulo 2 se describe detalladamente en qué consiste el problema de despacho económico de carga.

En el Capítulo 3 se describen las técnicas de optimización convencionales y algunos métodos de búsqueda inteligente.

En el Capítulo 4 se analiza un par de casos de estudio de despacho económico de carga en MatLab®.

El Capítulo 5 se presentan las conclusiones generales de este documento.

Capítulo 2

Descripción del Problema de Despacho Económico de Carga

2.1 Introducción

El despacho económico es uno de los principales problemas de la operación de un sistema eléctrico el cual consiste en repartir la demanda total del sistema entre los generadores disponibles de tal manera que se minimice el costo total de la generación, desde luego tomando en cuenta la seguridad y confiabilidad de la red.

El costo de generación de un sistema de potencia se conforma por dos tipos de costo: el costo fijo y el costo variable. El costo fijo tiene que ver con el gasto de mantenimiento, seguros, e impuestos. El costo variable tiene que ver con el costo del combustible y también es variable porque las centrales que convierten el combustible en energía eléctrica tienen eficiencias que pueden ser muy diferentes, [Grainger y Stevenson, 1996].

En la operación del sistema eléctrico también se tiene que considerar que, según la variación de la carga, la necesidad de acoplar o desacoplar unidades de generación según la variación

de la demanda diaria de potencia. En la Figura 2.1 se ilustra la manera en que un sistema de potencia puede satisfacer la demanda durante un día. La carga base la integran los generadores que operan a un 100% de su capacidad sobre una base de 24 horas; las unidades generadoras termoeléctricas basadas en carbón o combustóleo, normalmente se mantienen en puntos de operación constantes. Los generadores intermedios controlables están conectados al sistema durante todo ese periodo de tiempo, pero no necesariamente a plena carga; cuando la salida de potencia debe regularse, las turbinas hidráulicas son las más conveniente. Las unidades pico se mantienen conectadas en el sistema únicamente durante unas pocas horas todos los días; los generadores con turbinas de gas pueden tomar carga rápidamente y se usan para satisfacer los incrementos de potencia durante el periodo de carga pico. La capacidad de reserva se requiere para enfrentar situaciones de emergencia, tales como incrementos de carga no previstos o salidas repentinas de generación; para la capacidad adicional o rodante se requieren generadores que tengan sus potencias activas de salida debajo de sus nominales para que estas unidades generadoras puedan sincronizarse en lapsos de tiempo de algunos minutos, [Tovar, 2005]. En el Apéndice A se ofrecen las características de las unidades que pueden operar en la estrategia de generación para satisfacer la demanda diaria de potencia.

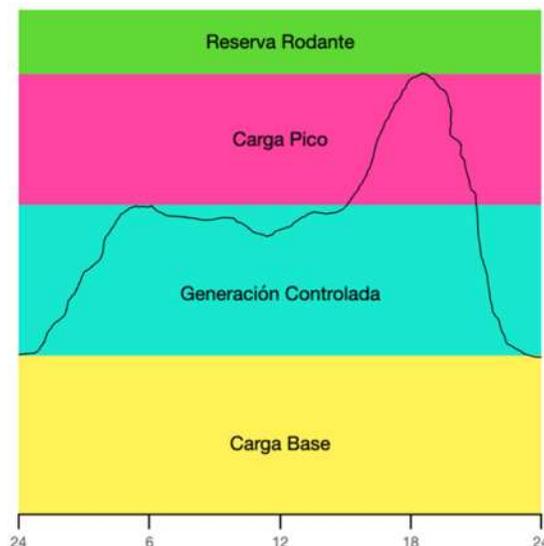


Figura 2.1 Estrategia de generación para satisfacer la demanda diaria de potencia.

El éxito de la operación de un sistema eléctrico de potencia depende principalmente de la capacidad para satisfacer la carga pero no únicamente durante un periodo de tiempo corto, sino que además para horizontes de tiempo más amplios como pueden ser estacionales o anuales, sobre todo en aquellos sistemas de potencia donde la demanda crece constantemente, como en los países en vías de desarrollo, [Tovar, 2005].

2.2 Problema de Despacho Económico de Carga

Los generadores de energía eléctrica así como las puntos de demanda están localizados en distintos nodos de una red eléctrica. El objetivo del problema del despacho económico es calcular, para un determinado punto de operación del sistema eléctrico bajo estudio, la potencia que debe producir cada generador, de modo que se satisfaga la demanda a un costo mínimo, al tiempo que se cumplen distintas restricciones técnicas tanto de la red eléctrica como de los generadores. Para determinar la mejor distribución de las cargas de las unidades generadoras desde el punto de vista económico, es preciso expresar los costos de operación de dichas unidades en función de la salida de potencia [Wood y Wollenberg, 1996].

Uno de los principales factores a tener en cuenta en dicho estudio y que tendrá una afección directa sobre la salida de la unidad generadora, es el costo del combustible en el caso de las tecnologías de generación convencionales. Por este motivo, los demás costos de la planta se pueden incluir dentro del costo del combustible.

El criterio empleado en la distribución de la carga entre dos unidades consiste en que, si una de las unidades incrementa la carga, ésta disminuye en la otra unidad en la misma proporción, obteniéndose así una variación en el costo total y definiendo de esta forma el costo incremental del combustible. El costo incremental se determina a partir de las curvas de cada una de las unidades, de forma que si f_i es la entrada a la unidad en i expresado en \$/h y P_{Gi} es la salida de unidad i expresado en MW, el costo incremental se define como la derivada de la entrada respecto a la salida. Teniendo en cuenta que la curva que relaciona la entrada y salida es cuadrática, se puede escribir [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$f_i = \frac{a_i}{2} P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (2.1)$$

Donde los parámetros a , b y c son constantes que se determinan experimentalmente y la unidad de costo incremental se representa de la siguiente forma, [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$\lambda_i = \frac{df_i}{dP_{Gi}} = a_i P_{Gi} + b_i \quad (2.2)$$

El costo incremental del combustible se puede definir como el costo adicional en \$ por hora (\$/h) para incrementar la salida en 1MW. El costo incremental puede calcularse a partir de la pendiente de la curva característica y multiplicándole por el costo de cada Btu en las unidades apropiadas, en la Figura 2.2 se muestra una curva entrada-salida idealizada de las unidades de turbinas de vapor, [Wood y Wollenberg, 1996].

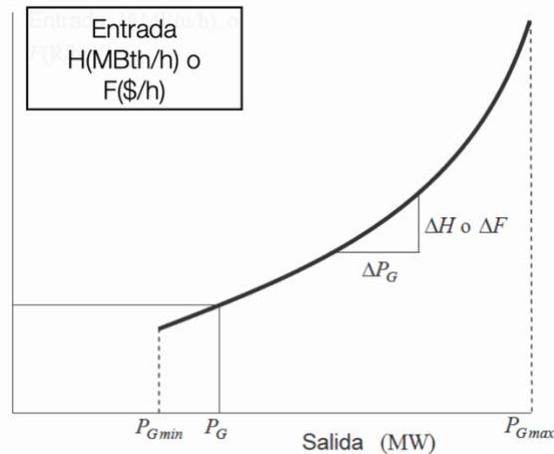


Figura 2.2 Curva entrada-salida ideal de un generador de turbina de vapor.

La gráfica, de la Figura 2.2, ilustra la característica de entrada-salida idealizada de una unidad de vapor. La entrada a la unidad puede estar en términos de requerimientos energéticos de calor (MBtu/h) o en términos de costo total de combustible (\$/h). La salida es normalmente la potencia neta eléctrica de la unidad. Esta característica es ideal debido a que se presenta como una línea continua y convexa, [Wood y Wollenberg, 1996].

2.2.1 Problema de Despacho Económico Base

El problema de despacho económico base se formula considerando que las unidades de generación son térmicas y además se supone que la red de transmisión del sistema eléctrico de potencia es ideal, lo que significa que no presenta pérdidas por la transmisión.

Los términos que se utilizan para definir las características de las unidades de turbinas de vapor son:

- H : Entrada de calor a la unidad, en Btu/h o también en MBtu/h.
- F : Costo de combustibles de entrada a la unidad, en unidad monetaria por hora, \$/h.
- PG : Potencia de salida del generador hacia el sistema, en MW.

Considere a un sistema que consiste de N unidades de generación conectadas a un nodo de carga eléctrica P_R , como se muestra en la Figura 2.3. La entrada de cada unidad, representada como F_1, F_2, \dots, F_N , es una función que representa el costo de generación de la unidad 1, 2, \dots, N , respectivamente. La salida de cada una de las unidades P_1, P_2, \dots, P_N , es la potencia eléctrica generada por esa unidad de generación, en particular. El costo total de generación, F_T , en el sistema es la suma de los costos individuales de cada unidad de generación [Wood y Wollenberg, 1996], esto es:

$$F_T = F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_N \quad (2.3)$$

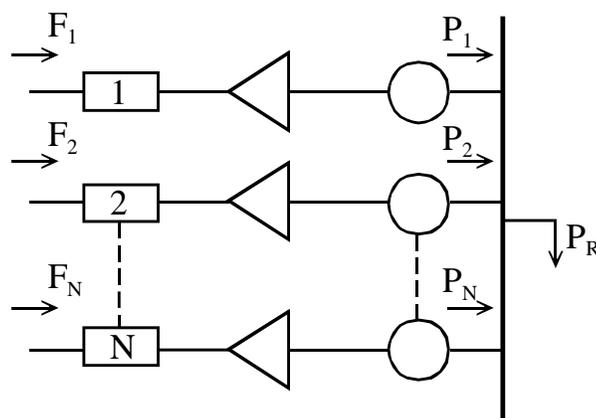


Figura 2.3 Unidades de generación alimentando a la carga P_R .

La restricción esencial de operación de este sistema es que la suma de las potencias de salida deber ser igual a la potencia demandada por la carga. Entonces, el problema de optimización se plantea como:

$$\min F_T = \sum_{i=1}^N F_i(P_i) \quad (2.4)$$

sujeto a:

$$\phi = P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \quad (2.5)$$

$$P_{i \min} < P_i < P_{i \max} \quad (2.6)$$

donde $F_i(P_i)$ es el costo de la unidad generadora P_i

P_i es la potencia del generador i

$P_{i \min}$ es la potencia mínima del generador i

$P_{i \max}$ es la potencia máxima del generador i

Comúnmente, las funciones de costo de generación de cada unidad se aproximan mediante polinomios, esto es:

$$F_i(P_i) = a_i + b_i P_i + d_i P_i^2 + \dots \quad (2.7)$$

donde a_i , b_i y d_i se determinan experimentalmente, [Wood y Wollenberg, 1996].

El problema de optimización restringido, dado por las ecuaciones (2.4), (2.5) y (2.6), puede ser resuelto formalmente usando métodos avanzados de cálculo que involucran la función de Lagrange. Para establecer las condiciones necesarias para determinar un valor extremo, ya sea máximo o mínimo, se requiere agregar la función de restricción a la función objetivo después de que la función objetivo se haya multiplicado por un multiplicador indeterminado. Esto se conoce como función de Lagrange y se escribe como, [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$\mathcal{L} = F_T + \lambda \phi = F_T + \lambda [P_R - \sum_{i=1}^N P_i] \quad (2.8)$$

donde λ es un multiplicador de Lagrange, representando una variable adicional del problema. La ecuación (2.8) puede escribirse en forma desarrollada de la siguiente manera:

$$\mathcal{L} = F_1(P_1) + F_2(P_2) + \cdots F_N(P_N) + \lambda[P_R - (P_1 + P_2 + \cdots + P_N)] \quad (2.9)$$

Siendo este un problema con $N+1$ incógnitas. Si todos los polinomios $F_i(P_i)$ representan funciones continuas y convexas, entonces para encontrar el óptimo (mínimo) se deriva (2.9) con respecto a cada una de las variables y se iguala a cero [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_1} &= \frac{\partial F_1(P_1)}{\partial P_1} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_2} &= \frac{\partial F_2(P_2)}{\partial P_2} - \lambda = 0 \\ &\vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_N} &= \frac{\partial F_N(P_N)}{\partial P_N} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} &= P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \end{aligned} \quad (2.10)$$

La condición necesaria para que exista la condición de costo mínimo para el sistema de energía es que todas las tasas de costo incremental de todas las unidades de generación sean iguales a algún valor indeterminado, λ . Desde luego que a esta condición necesaria se le debe agregar la ecuación de restricción que consiste en la suma de las salidas de potencia deber ser igual a la potencia demandada por la carga. Además, hay dos desigualdades que deben ser satisfechas por cada una de las unidades. Es decir, la potencia de salida de cada unidad debe ser superior o igual a la potencia mínima permitida y también debe ser inferior o igual a la potencia máxima permitida en esa unidad en particular, [Wood y Wollenberg, 1996].

Estas condiciones y desigualdades pueden resumirse como se muestra en el grupo de ecuaciones indicadas en (2.11).

$$\begin{aligned} \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &= \lambda && N_{gen} \text{ ecuaciones} \\ P_{i,min} &\leq P_i \leq P_{i,max} && 2N_{gen} \text{ desigualdades} \\ \sum_{i=1}^N P_i &= P_{carga} && 1 \text{ restricción} \end{aligned} \quad (2.11)$$

Cuando se reconocen las restricciones de desigualdad, entonces las condiciones necesarias pueden expandirse ligeramente como se muestra a continuación:

$$\begin{aligned}
 \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &= \lambda \quad \text{para } P_{i,min} < P_i < P_{i,max} \\
 \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &\leq \lambda \quad \text{para } P_i = P_{i,max} \\
 \frac{\partial F_i}{\partial P_i} &\geq \lambda \quad \text{para } P_i = P_{i,min}
 \end{aligned}
 \tag{2.12}$$

2.3 Problema de Despacho Económico con Programación Lineal

La programación lineal es muy hábil en el manejo de las restricciones de desigualdad, siempre y cuando el problema a resolver sea tal que se pueda linealizar sin perder precisión. En la siguiente formulación se muestra cómo es que el problema de despacho puede estructurarse como un problema de programación lineal. Primero se tiene que abordar el problema de expresar las funciones de entrada-salida no lineales o de costo como un conjunto de funciones lineales, [Wood y Wollenberg, 1996].

La Figura 2.4 muestra la función no lineal de costo, la cual se puede aproximar como una serie de segmentos lineales, como se indica en la Figura 2.5.

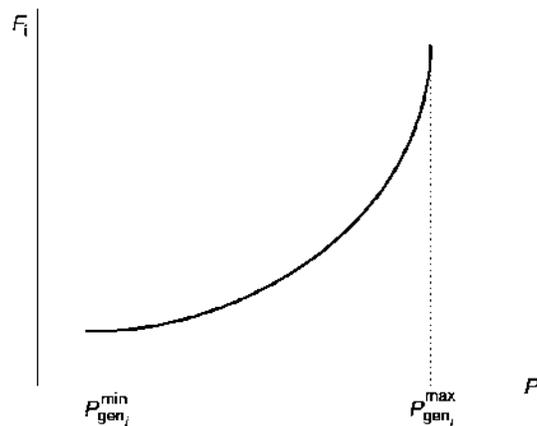


Figura 2.4 Característica no lineal de la función de costo.

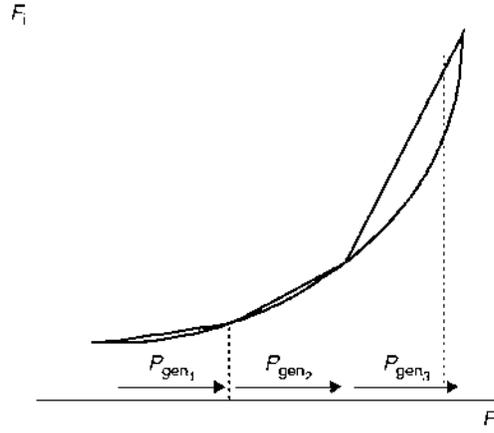


Figura 2.5 Aproximación de la función de costo por pequeños segmentos lineales.

Los tres segmentos del generador i , de la Figura 2.5, son representados como $i1$, $i2$ e $i3$. La variable P_i se reemplaza entonces con tres nuevas variables que son $P_{gen_{i1}}$, $P_{gen_{i2}}$ y $P_{gen_{i3}}$. Cada segmento tiene una pendiente designada como s_{i1} , s_{i2} y s_{i3} , donde $s_{i1} < s_{i2} < s_{i3}$; la función de costos se representa ahora como la suma del costo a la P_i^{min} más la suma del costo lineal correspondiente a cada segmento que es simplemente el producto de la pendiente por la variable P_{ij} , esto es, [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$F_i(P_{gen_i}) = F_i(P_{gen_i}^{min}) + s_{i1}P_{gen_{i1}} + s_{i2}P_{gen_{i2}} + s_{i3}P_{gen_{i3}} \quad (2.13)$$

donde $0 \leq P_{gen_{ik}} \leq P_{gen_{ik}}^{min}$ para $k = 1, 2, 3$. Finalmente se tiene:

$$P_{gen_i} = P_{gen_i}^{min} + P_{gen_{i1}} + P_{gen_{i2}} + P_{gen_{i3}} \quad (2.14)$$

y

$$s_{ik} = \frac{F_i(P_{gen_{ik+1}}) - F_i(P_{gen_{ik}})}{(P_{gen_{ik+1}}) - (P_{gen_{ik}})} \quad (2.15)$$

La programación lineal para la solución de despacho económico se escribe como se indica a continuación:

$$\min \sum_{i=1}^{N_{gen}} (F_i(P_{gen_i}^{min}) + s_{i1}P_{gen_{i1}} + s_{i2}P_{gen_{i2}} + s_{i3}P_{gen_{i3}}) \quad (2.16)$$

$$0 \leq P_{gen_{ik}} \leq P_{gen_{ik}}^{min} \text{ para } k = 1, 2, 3, \dots \text{ para todos los generadores } i=1, 2, \dots, N_{gen}$$

Y finalmente:

$$P_i = P_i^{min} + P_{gen_{i1}} + P_{gen_{i2}} + P_{gen_{i3}} \text{ para todos los generadores } i=1, 2, \dots, N_{gen} \quad (2.17)$$

Sujeto a :

$$\sum_{i=1}^{N_{gen}} P_i = P_{carga} \quad (2.18)$$

2.4 Método de Iteración-Lambda

El método de Iteración-Lambda se basa en el hecho de que se puede abordar la solución del problema de despacho considerando una técnica gráfica. Suponiendo que se tiene un sistema de tres generadores y se desea encontrar el punto de operación óptimo. Un enfoque sería trazar las características de costos incrementales para cada una de estas tres unidades en el mismo gráfico, como se describe en la Figura 2.6, con el fin de establecer los puntos de funcionamiento de cada una de estas tres unidades de tal manera que se tiene el costo mínimo y al mismo tiempo se satisface la demanda especificada, [Wood y Wollenberg, 1996].

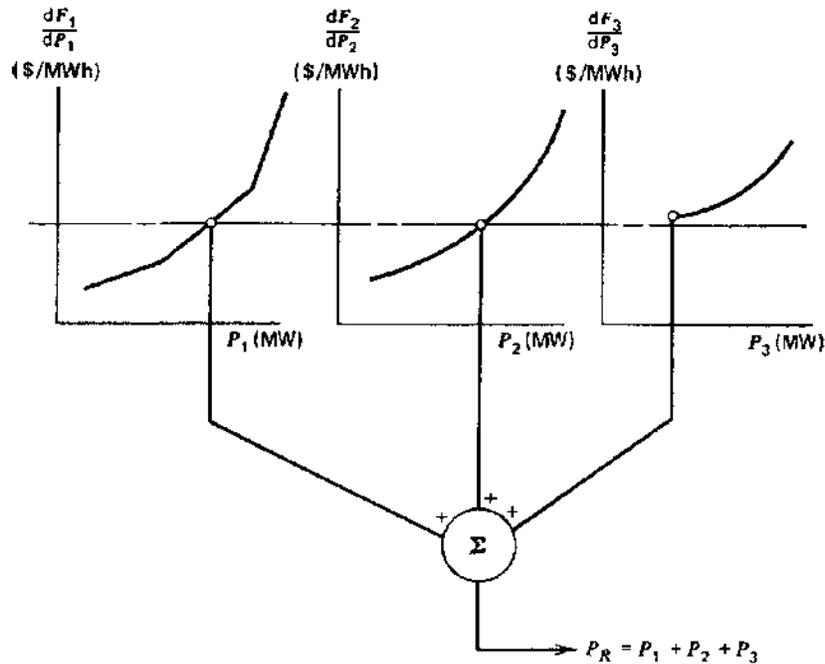


Figura 2.6 Solución gráfica del problema de despacho económico.

Es decir, se podría asumir una tasa de costo incremental λ y encontrar las salidas de energía de cada una de las tres unidades para este valor de costo incremental. Desde luego que la primera estimación será incorrecta. Si se ha considerado el valor del costo incremental de tal manera que la potencia total de salida es demasiado baja, se debe aumentar el valor λ y probar otra solución. Con dos soluciones, se puede extrapolar (o interpolar) para acercarse al valor deseado de potencia total recibida.

2.5 Método del Gradiente

Este método trabaja bajo el principio de que se puede minimizar una función, la cual consiste de una serie de pasos que siempre van en una dirección descendente. Desde cualquier punto de partida x^0 se puede encontrar la dirección de descenso más pronunciado observando que el gradiente siempre apunta en la dirección del máximo ascenso, es decir, [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$\nabla f = \begin{bmatrix} \frac{\delta f}{\delta x_1} \\ \vdots \\ \frac{\delta f}{\delta x_n} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

Por lo tanto, si se quiere mover a la dirección de descenso máximo, entonces se debe ir como se indica a continuación:

$$x^1 = x^0 - (\nabla f)\alpha \quad (2.20)$$

Donde α es un escalar el cual permite que el proceso converja. El mejor valor debe determinarse experimentalmente.

Para resolver el problema de despacho, dado por las ecuaciones (2.4) y (2.5), el cual implica minimizar la función objetivo sujeta a la restricción de igualdad, se debe aplicar la técnica del gradiente directamente a la función de Lagrange, ecuación (2.8), esto es:

$$\nabla \mathcal{L} = \begin{bmatrix} \frac{\delta \mathcal{L}}{\delta P_1} \\ \frac{\delta \mathcal{L}}{\delta P_2} \\ \vdots \\ \frac{\delta \mathcal{L}}{\delta P_N} \\ \frac{\delta \mathcal{L}}{\delta \lambda} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_1} = \frac{\partial F_1(P_1)}{\partial P_1} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_2} = \frac{\partial F_2(P_2)}{\partial P_2} - \lambda = 0 \\ \vdots \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial P_N} = \frac{\partial F_N(P_N)}{\partial P_N} - \lambda = 0 \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \lambda} = P_R - \sum_{i=1}^N P_i = 0 \end{bmatrix} \quad (2.21)$$

Este algoritmo requiere un valor inicial de λ , P_1 , P_2 y P_3 para que el gradiente de Lagrange sea re-calculado en sus nuevos valores mediante, [Wood y Wollenberg, 1996]:

:

$$x^1 = x^0 - (\nabla \mathcal{L})\alpha \quad (2.22)$$

donde el vector x es:

$$x = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ \lambda \end{bmatrix} \quad (2.23)$$

2.6 Método de Newton

Como el método del gradiente garantiza que el gradiente sea cero, se requiere una modificación para que, [Wood y Wollenberg, 1996]:

$$\nabla \mathcal{L}_x = 0 \quad (2.24)$$

Dado que esta es una función vectorial, se puede formular el problema como uno de encontrar la corrección que exactamente conduce el gradiente a cero (es decir, a un vector, todos cuyos elementos son cero). Sin embargo, esto se logra usando el método de Newton. El método de Newton para una función de más de una variable se desarrolla de la siguiente manera.

Suponiendo que se requiere conducir la función $g(x)$ a cero. La función g es un vector y las incógnitas, x , son también vectores. Entonces usando el método de Newton se tiene:

$$g(x + \Delta x) = g(x) + [g'(x)]\Delta x \quad (2.25)$$

Sabiendo que $g(x)$ está definida como:

$$g(x) = \begin{bmatrix} g_1(x_1, x_2, x_3) \\ g_2(x_1, x_2, x_3) \\ g_3(x_1, x_2, x_3) \end{bmatrix} \quad (2.26)$$

Entonces,

$$g'(x) = \begin{bmatrix} \frac{\delta g_1}{\delta x_1} & \frac{\delta g_1}{\delta x_2} & \frac{\delta g_1}{\delta x_3} \\ \frac{\delta g_2}{\delta x_1} & \frac{\delta g_2}{\delta x_2} & \frac{\delta g_2}{\delta x_3} \\ \frac{\delta g_3}{\delta x_1} & \frac{\delta g_3}{\delta x_2} & \frac{\delta g_3}{\delta x_3} \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

Y el ajuste en cada paso es:

$$\Delta x = -[g'(x)]^{-1}g(x) \quad (2.28)$$

Ahora, dejando que la función g sea el vector gradiente $\nabla\mathcal{L}_x$, se tiene:

$$\Delta x = -\left[\frac{\delta}{\delta x}\nabla\mathcal{L}_x\right]^{-1}\nabla\mathcal{L}_x \quad (2.29)$$

En el problema de despacho económico, la función de Lagrange de la ecuación (2.8), la matriz Jacobiana (2.27) se convierte en una formada por las segundas derivadas y se llama matriz Hessiana:

$$\left[\frac{\delta}{\delta x} \nabla \mathcal{L}_x \right] = \begin{bmatrix} \frac{d^2 \mathcal{L}}{dx_1^2} & \frac{d^2 \mathcal{L}}{dx_1 dx_2} & \dots \\ \frac{d^2 \mathcal{L}}{dx_2 dx_1} & \dots & \\ \vdots & \vdots & \\ \frac{d^2 \mathcal{L}}{d\lambda dx_1} & \dots & \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Este método consigue llevar a cero el gradiente por lo cual es el de mayor garantía que el método de gradiente, [Wood y Wollenberg, 1996].

Capítulo 3

Métodos de Inteligencia Artificial Para la Solución del Problema de Despacho Económico de Carga

3.1 Introducción

En las últimas décadas han evolucionado varias herramientas heurísticas las cuales facilitan la solución de problemas de optimización que antes eran difíciles y en ocasiones imposibles de resolver. Estas herramientas incluyen computación evolutiva, forja simulada, búsqueda tabú, enjambre de partículas, etc. Recientemente, estas herramientas heurísticas se han combinado entre sí, así como con enfoques más tradicionales para resolver problemas extremadamente desafiantes. El desarrollo de soluciones con estas ofrecen dos ventajas principales: el tiempo de desarrollo es mucho más corto que cuando se usan enfoque más tradicionales y que los sistemas son más robustos siendo relativamente insensibles a los datos “ruidosos” o faltantes, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

3.2 Computación evolutiva

La evolución natural es un hipotético proceso de optimización basado en la población. Simular este proceso en una computadora resulta en técnicas de optimización estocástica que a menudo pueden superar los métodos clásicos de optimización cuando se aplican a problemas difíciles del mundo real.

Los objetivos son proporcionar una visión general de cómo la computación evolutiva y otras técnicas de optimización heurística se pueden aplicar a los problemas dentro de su dominio de experiencia, para proporcionar una buena comprensión de los problemas de diseño involucrados en la adaptación de algoritmos heurísticos a problemas del mundo real, para comparar y juzgar la eficacia de las técnicas modernas de optimización heurística con otros métodos más clásicos de optimización, y para programar algoritmos evolutivos fundamentales y otras rutinas de optimización heurística, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

Una de las principales ventajas de la computación evolutiva es que es conceptualmente simple. El diagrama de flujo principal que describe cada algoritmo evolutivo aplicado para la optimización de funciones se muestra en la Figura 3.1.

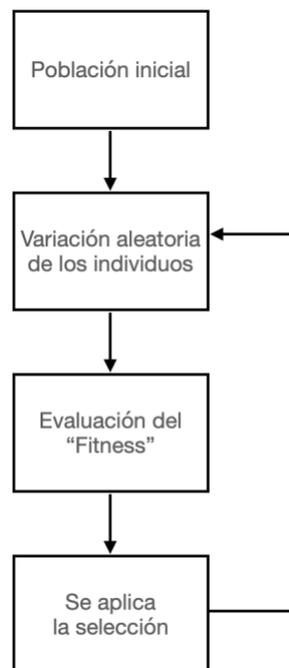


Figura 3.1 Diagrama de flujo general de los algoritmos evolutivos.

El algoritmo consiste en la inicialización de una población de soluciones candidatas a un problema en cuestión, que puede ser un muestreo puramente aleatorio de posibles soluciones. Esta variación aleatoria puede incluir mutación y/o recombinación. Las soluciones se evalúan a través de un índice de rendimiento que describe su aptitud (“fitness”). La selección se aplica para determinar qué soluciones se mantendrán en la próxima generación y con qué frecuencia. Estos nuevos "padres" están sujetos a variaciones aleatorias, y el proceso se sigue iterando hasta que cumple con los criterios establecidos de paro, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

3.3 Algoritmos Genéticos

Un algoritmo genético (AG) es un algoritmo de búsqueda basado en la conjetura de la selección natural y genética. Las características de un algoritmo genético son diferentes de otras técnicas de búsqueda en varios aspectos. En primer lugar, el algoritmo de búsqueda múltiple que busca muchos picos en paralelo, lo que reduce la posibilidad de caer en un mínimo local. En segundo lugar, el AG trabaja con una codificación de parámetros en lugar de los propios parámetros. La codificación de parámetros ayuda a que el operador genético evolucione el estado actual al siguiente estado con cálculos mínimos. En tercer lugar, el AG evalúa la aptitud (“fitness”) de cada cadena para guiar su búsqueda, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

Los algoritmos genéticos operan en una población de individuos. Cada individuo es una solución potencial a un problema dado y típicamente se codifica como una cadena binaria de longitud fija (también se han utilizado otras representaciones, incluyendo codificaciones basadas en caracteres y valores reales, etc.), que es una analogía con un cromosoma real. Después de que una población inicial se genera aleatoriamente o heurísticamente, el algoritmo evoluciona a la población a través de la aplicación secuencial e iterativa de tres operadores: selección, cruce y mutación. Una nueva generación se forma al final de cada iteración, [Lee and El-Sharkawi, 2008]. En la Figura 3.2, se ilustra un diagrama de flujo de un algoritmo genético básico.

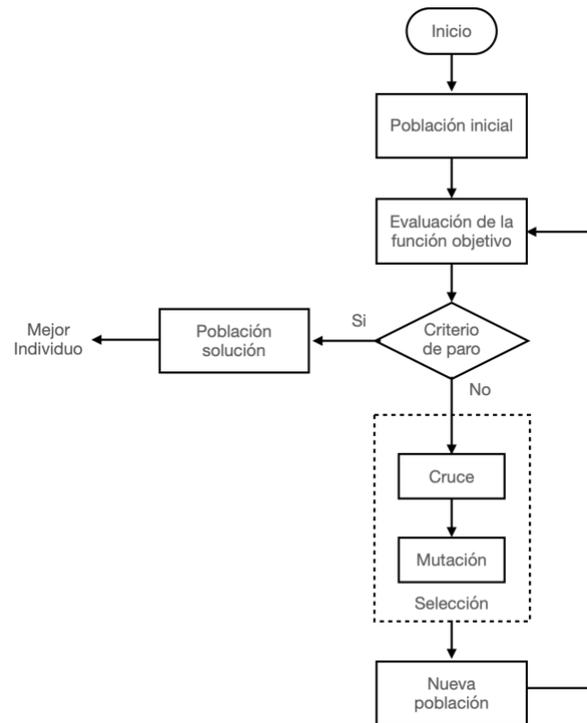


Figura 3.2 Diagrama de flujo de un AG básico.

La ejecución de una iteración AG es básicamente un proceso de dos etapas. Comienza con la población actual. La selección se aplica para crear una población intermedia (grupo de apareamiento). Luego, el cruce y la mutación se aplican a la población intermedia para crear la próxima generación de soluciones potenciales. Aunque se ha puesto mucho énfasis en los tres operadores antes mencionados, el esquema de codificación y la función de aptitud son los aspectos más importantes de cualquier AG, porque dependen del problema, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

3.4 Enjambre de Partículas

La optimización del enjambre de partículas (PSO) es una metodología interesante en la computación evolutiva que es algo similar a un algoritmo genético en que el sistema se inicializa con una población de soluciones al azar. A diferencia de otros algoritmos, sin embargo, a cada solución potencial (llamada partícula) también se le asigna una velocidad

aleatoria y luego se vuela a través del hiperespacio problema. La optimización del enjambre de partículas se ha encontrado para ser muy eficaz en la solución de una amplia gama de problemas de ingeniería. Es relativamente simple de implementar y resuelve problemas muy rápidamente, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

La estructura básica de un algoritmo de enjambre de partículas está constituido por los siguientes pasos:

1. Se crea un enjambre inicial de partículas de manera aleatoria. Cada una de las partículas se conforma de 4 elementos que son:
 - a. Una posición, la cual representa una combinación determinada de valores de las variables.
 - b. El valor de la función objetivo en la posición en que se encuentra la partícula.
 - c. Una velocidad hacia donde se desplaza la partícula.
 - d. Un registro de la mejor posición en la que está la partícula en ese momento.
2. Se lleva a cabo la evaluación de la función objetivo con cada partícula.
3. Se actualiza la posición y la velocidad de cada una de las partículas.
4. Si no se cumple un criterio de paro se regrea al paso 2.

3.5 Búsqueda Tabú

Ante la gran variedad de problemas complejos de optimización que actualmente existen, se han desarrollado técnicas de optimización de gran alcance, las cuales son el resultado de la adaptación de ideas de una gran variedad de áreas de investigación.

La TS consiste de un procedimiento heurístico el cual es usado para manipular algoritmos heurísticos que llevan a cabo búsquedas locales. Un procedimiento meta-heurístico consiste de estrategias avanzadas que permiten la exploración del espacio de solución, evitando que el algoritmo se quede atrapado en soluciones óptimas locales. Tal como sucede en otros enfoques de optimización combinatoria, TS lleva a cabo un número de transiciones en el espacio de búsqueda con el objetivo de encontrar las soluciones cercanas a las óptimas. El nombre “tabú” es relativo al hecho de que para evitar revisar ciertas áreas del espacio de

búsqueda que ya han sido exploradas, el algoritmo convierte estas áreas en tabú, o prohibidas. Esto significa que para un cierto periodo de tiempo, la búsqueda no considerará examinar alternativas que tengan atributos que caracterizan a la solución de puntos que pertenecen al área que se declaró tabú, [García 2013].

La TS fue desarrollada de conceptos que se han usado originalmente en inteligencia artificial. A diferencia de otros métodos combinatorios, tal como AG y forja simulada, su origen no está relacionado a procesos de optimización biológicos o físicos. Originalmente, TS fue propuesta por Fred Glover al inicio de los 80's y se ha aplicado exitosamente a procesos complejos de ciencia e ingeniería. [García 2013].

3.6 Forja Simulada

En mecánica estadística, un proceso físico llamado forja o recocido se realiza a menudo para relajar el sistema a un estado con energía libre mínima. En el proceso de recocido, un sólido en un baño de calor se calienta aumentando la temperatura del baño hasta que el sólido se funde en líquido, luego la temperatura se reduce lentamente. En la fase líquida, todas las partículas del sólido se organizan al azar. En el estado fundamental, las partículas están dispuestas en una red altamente estructurada, y la energía del sistema es mínima. El estado de masa del sólido solo se obtiene si la temperatura máxima es suficientemente alta y el enfriamiento se realiza con suficiente lentitud. Basado en el proceso de recocido en mecánica estadística, se introdujo el concepto de forja simulada (SA) para resolver la optimización combinatoria complicada , [Lee and El-Sharkawi, 2008].

El nombre de forja simulada se origina de la analogía con el proceso físico de sólidos, y la analogía entre el sistema físico y la forja simulada es que la función de costo y la solución (configuración) en el proceso de optimización se corresponden con la función de energía y el estado de la física estadística, respectivamente. En un gran problema de optimización combinatoria, se requiere un mecanismo de perturbación apropiado, función de costo, espacio de solución y programa de enfriamiento para encontrar una solución óptima con forja simulada. La forja simulada es eficaz en problemas de reconfiguración de redes para sistemas de distribución a gran escala, y su capacidad de búsqueda se vuelve más significativa a

medida que aumenta el tamaño del sistema. Además, la función de costo con una estrategia de suavizado permite que la forja simulada escape más fácilmente de los mínimos locales y alcance rápidamente a la proximidad de una solución óptima, [Lee and El-Sharkawi, 2008].

Capítulo 4

Casos de Estudio

4.1 Introducción

En este proyecto se realizará la optimización de los costos de generación de dos sistemas, ambos casos de estudio se resolverán usando los mismos métodos de solución, tal como AG, programación cuadrática y método de Lagrange, tomando en cuenta que no hay pérdidas en la red, es decir el caso ideal.

4.2 Caso de Estudio A

Este caso de estudio consiste de un sistema con 3 unidades de generación, donde las 3 unidades de generación son unidades de vapor las cuales tienen por combustible el carbón en la unidad 1 y en la unidad 2 y 3 el combustible utilizado es el combustóleo; cuyos datos son los siguientes, [Wood y Wollenberg, 1996]:

Unidad 1: unidad de vapor de carbón:

Potencia máxima de salida 600 MW

Potencia mínima de salida 150 MW

Curva de entrada-salida:

$$H_1 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 510.0 + 7.2P_1 + 0.00142P_1^2$$

Unidad 2: unidad de vapor de combustóleo:

Potencia máxima de salida 400 MW

Potencia mínima de salida 100 MW

Curva de entrada-salida:

$$H_1 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 310.0 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$$

Unidad 3: unidad de vapor de carbón:

Potencia máxima de salida 200 MW

Potencia mínima de salida 50 MW

Curva de entrada-salida:

$$H_1 \left(\frac{MBtu}{h} \right) = 78.0 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$$

En este caso de estudio se desea determinar el punto de operación económico para las 3 unidades generadoras cuando entregan un total de 850 MW. El costo de cada unidad es, [Wood y Wollenberg, 1996]:

Unidad 1: Costo de combustible = 1.1 \$/MBtu

Unidad 2: Costo de combustible = 1.0 \$/MBtu

Unidad 3: Costo de combustible = 1.0 \$/MBtu

Entonces:

$$F_1(P_1) = H_1(P_1) \times 1.1 = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2 \quad \$/h$$

$$F_2(P_2) = H_2(P_2) \times 1.0 = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2 \quad \$/h$$

$$F_3(P_3) = H_3(P_3) \times 1.0 = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2 \quad \$/h$$

En resumen, estos datos se muestran en la Tabla 4.1.

Tabla 4.1 Datos de las unidades de generación, Caso A.

Generadores	P_{\max} (MW)	P_{\min} (MW)	Función de Costo (\$/h)
Unidad 1	600	150	$F_1(P_1) = 561 + 7.92P_1 + 0.001562P_1^2$
Unidad 2	400	100	$F_2(P_2) = 310 + 7.85P_2 + 0.00194P_2^2$
Unidad 3	200	50	$F_3(P_3) = 78 + 7.97P_3 + 0.00482P_3^2$

Para resolver este caso de estudio se hizo uso de los métodos de solución algoritmos genéticos, programación cuadrática y el método de Lagrange, siendo implementados estos métodos de solución en MatLab®, el método de Lagrange fue el único de los tres en ser desarrollado puesto que los otros dos métodos de solución existen como funciones ya desarrolladas en MatLab®.

Los métodos propuestos se aplicaron a este caso de estudio, tomando en cuenta que, para el mismo, no se tomó en cuenta las pérdidas, además de que se partió de un valor inicial el cual fue seleccionado aleatoriamente por los métodos. Los resultados del caso de estudio con una generación inicial con valores iniciales aleatorios, se muestran en la Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Solución al problema de despacho, Caso A.

Método	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_3 (MW)	P_T (MW)	F_T (\$/h)
Lagrange	393.169	334.603	122.226	850.0	8194.4
Programación cuadrática	393.170	334.603	122.226	850.0	8194.4
Algoritmos genéticos	393.170	334.603	122.225	850.0	8194.4

Como se puede apreciar en la Tabla 4.2 la variación de la solución obtenida utilizando los diferentes métodos es mínima incluso se podría decir que es nula. Además de observar que los resultados obtenidos por los distintos métodos cumplen las restricciones de la potencia generada total de 850 MW, así como también se cumplen los límites de generación de cada unidad que aparecen en la Tabla 4.1, obteniendo el valor del costo total de la generación que es el mismo en los diferentes métodos (8194.4 \$/hr).

4.3 Caso de Estudio B

Este caso de estudio nos ayudará para determinar qué tan eficientes son los métodos para resolver el problema despacho económico de carga propuestos, a diferencia del caso A en este caso se trata de un sistema de 45 nodos o 15 unidades generadoras, este sistema fue tomado de la fuente [Ali R y Al-Roomi, 2016].

Este sistema contiene 15 unidades generadoras o 45 nodos con una demanda de carga de 2630 MW, al ser un sistema más complejo será posible ver las diferencias entre un método y otro. Los métodos que se usaron para resolver este sistema, como se dijo anteriormente en el caso A, son los métodos de solución algoritmos genéticos, programación cuadrática y el método de Lagrange. Los datos de este sistema se muestran en la Tabla 4.3, [Ali R y Al-Roomi, 2016].

Tabla 4.3 Datos de las unidades de generación, Caso B.

Unidades	P_{min} (MW)	P_{max} (MW)	Función de Costo (\$/h)
1	150	455	$F_1(P_1) = 671 + 10.1P_1 + 0.000299P_1^2$
2	150	455	$F_2(P_2) = 574 + 10.2P_2 + 0.000183P_2^2$
3	20	130	$F_3(P_3) = 374 + 8.8P_3 + 0.001126P_3^2$
4	20	130	$F_4(P_4) = 374 + 8.8P_4 + 0.001126P_4^2$
5	150	470	$F_5(P_5) = 461 + 10.4P_5 + 0.000205P_5^2$
6	135	460	$F_6(P_6) = 630 + 10.1P_6 + 0.000301P_6^2$
7	135	465	$F_7(P_7) = 548 + 9.8P_7 + 0.000364P_7^2$
8	60	300	$F_8(P_8) = 227 + 11.2P_8 + 0.000338P_8^2$
9	25	162	$F_9(P_9) = 173 + 11.2P_9 + 0.000807P_9^2$
10	25	160	$F_{10}(P_{10}) = 175 + 10.7P_{10} + 0.001203P_{10}^2$
11	20	80	$F_{11}(P_{11}) = 186 + 10.2P_{11} + 0.003586P_{11}^2$
12	20	80	$F_{12}(P_{12}) = 230 + 9.9P_{12} + 0.005513P_{12}^2$
13	25	85	$F_{13}(P_{13}) = 225 + 13.1P_{13} + 0.000371P_{13}^2$
14	15	55	$F_{14}(P_{14}) = 309 + 12.1P_{14} + 0.001929P_{14}^2$
15	15	55	$F_{15}(P_{15}) = 323 + 12.4P_{15} + 0.004447P_{15}^2$

La potencia total demandada es de 2630 MW. Los métodos propuestos previamente mencionados, se aplicaron a este caso de estudio, tomando en cuenta que para este sistema no se tomó en cuenta las pérdidas, además de que al ser un sistema tan complejo es posible apreciar qué método es más eficiente y práctico, los resultados del caso de estudio, con una generación inicial con valores iniciales aleatorios, se muestran en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4 Solución del problema de despacho, Caso B.

Unidad	Potencia en la unidad generadora (MW)		
	Método		
	Lagrange	Programación cuadrática	Algoritmos genéticos
1	455.00	455.00	455.00
2	455.00	455.00	455.00
3	130.00	130.00	130.00
4	130.00	130.00	130.00
5	271.18	271.18	271.18
6	460.00	460.00	460.00
7	465.00	465.00	465.00
8	60.00	60.00	60.00
9	25.00	25.00	25.00
10	25.00	25.00	25.00
11	43.39	43.39	43.39
12	55.43	55.43	55.43
13	25.00	25.00	25.00
14	15.00	15.00	15.00
15	15.000	15.000	15.000
P_T	2360.00	2360.00	2360.00
$F_T \left(\frac{\$}{h} \right)$	32,257.00	32,257.00	32,257.00

Como se puede apreciar en la Tabla 4.4 la variación de la solución obtenida utilizando los diferentes métodos, al igual que el caso A, es mínima. También, los métodos cumplen con los límites de generación de cada unidad generadora, indicados en la Tabla 4.3. Se observa que los resultados obtenidos por los distintos métodos cumplen la restricción de la potencia demandada de 2360 MW, obteniendo el valor del costo total de la generación de 32,257.00 \$/hr.

En este caso de estudio fue posible apreciar una de las mayores diferencias existentes entre los diferentes métodos pues el método de lagrange tardó alrededor de 8 horas en resolver el problema de despacho económico, mientras que el método de programación cuadrática tardó no más de 15 segundos y el método de algoritmos genéticos 10 segundos, en cuanto a eficiencia el método de algoritmos genéticos es muy superior en comparación a los otros 2 métodos.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1 Conclusiones

En este documento se abordaron algunos métodos de solución para el problema de despacho económico de carga basados en programación cuadrática, método de Lagrange y algoritmos genéticos.

Se mostró un panorama general acerca del problema de despacho base, es decir sin pérdidas, y algunos métodos de solución tradicionales como lo son: el método de Lagrange, programación lineal, iteración-lambda, método del gradiente y método de Newton.

Se presentó también un panorama general de algunos métodos de inteligencia artificial como los son: computación evolutiva, algoritmos genéticos, enjambre de partículas, búsqueda tabú y forja simulada.

Se presentaron dos casos de estudio, los cuales fueron resueltos por programación cuadrática, método de Lagrange y algoritmos genéticos.

Se comprobó que el mejor método en rapidez y simplicidad de programación y aplicación es el de AG.

Apéndice A

Características de las Unidades Termoeléctricas, Nucleares e Hidroeléctricas

A.1. Unidades Termoeléctricas

Las centrales térmicas tienen como objetivo aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad.

Esta transformación sigue el siguiente proceso:

- a) La energía contenida en el combustible se transforma por combustión en energía calorífica.
- b) La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte al expandirse en la turbina o motor en energía mecánica.
- c) La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

El ciclo Rankine, es el ciclo termodinámico que se emplea en las centrales térmicas de vapor, utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, típicamente agua. Mediante la quema de un combustible, el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico

[Aguado, 2016]. En la Figura A.1, se muestran las partes de una central térmica convencional, [www.unesa.es].

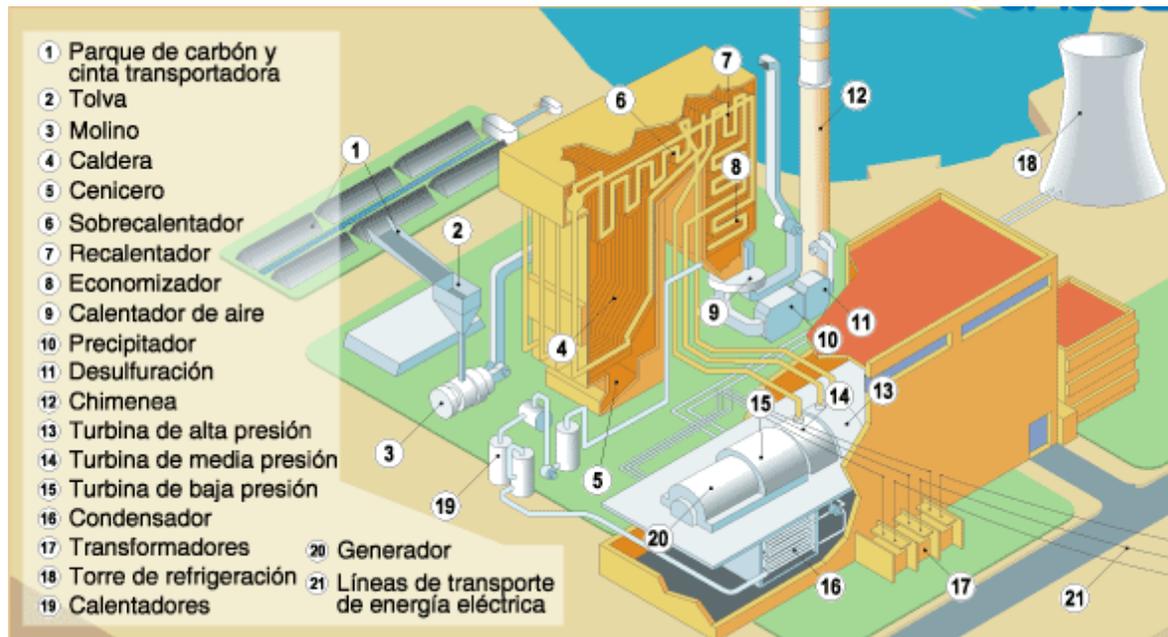


Figura A.1. Central térmica convencional de carbón.

Por ser el ciclo Rankine el ciclo fundamental que siguen las turbinas de vapor, ha sido mejorado a lo largo del tiempo a través de [Fernández y Robles, 2012]:

- Disminuir la presión en el condensador
- Aumentar la presión en la caldera
- Emplear vapor sobrecalentado
- Emplear recalentador intermedio
- Precalentar el agua de alimentación
- Emplear ciclos binarios

La temperatura máxima que puede adquirir el vapor sobrecalentado esta normalmente limitado por los materiales empleados en la zona de sobrecalentamiento de la caldera. En la actualidad la temperatura máxima es del orden de los 540°C. La presión máxima es del orden de los 150 bar y está limitada por problemas de diseño mecánico de la turbina y por la humedad admisible a la salida de la misma (10%). La presión mínima es función de la temperatura del condensador y su magnitud suele estar situada en el intervalo de 0,03 bar a

0,14 bar, lo que corresponde a una temperatura del condensador de 26°C y 52°C respectivamente [Fernández y Robles, 2012].

Otras fuentes de calor para la generación de electricidad además de los más conocido que son el carbón y gas natural, son una gran variedad de materiales de biomasa y de subproductos de procesos industriales, como puede ser la turba, la madera y sus desechos, la paja, los posos del café, las cascara de cereales, los desechos de las minas de carbón, el calor residual de factorías siderúrgicas, las energías geotérmica y solar, así como los procesos de generación asociados a los de recuperación de subproductos en determinados procesos, como la fabricación de pasta de papel, los residuos sólidos urbanos y la destrucción de residuos sanitarios peligrosos [Fernández y Robles, 2012].

A.1.1 Central Térmica Convencional

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor, o las turbinas de vapor o en algunos casos ambos tipos de máquinas; además de accionar los generadores eléctricos principales en las centrales térmicas de vapor, también se utilizan las máquinas anteriormente citadas para el accionamiento de equipos auxiliares, tales como bombas, hogares mecánicos, ventiladores, excitatrices, etc. El vapor necesario para el funcionamiento de las máquinas motrices, se produce en calderas quemando combustible en los hogares que forman parte integrante de las propias calderas, desde éstas, el vapor se conduce por medio de canalizaciones hasta las máquinas o las turbinas de vapor [Fernández y Robles, 2012]. En la Figura A.2, se muestran numeradas las partes de una central de vapor mediante un esquema, [Enciclopedia CEAC de electricidad. Centrales Eléctricas].

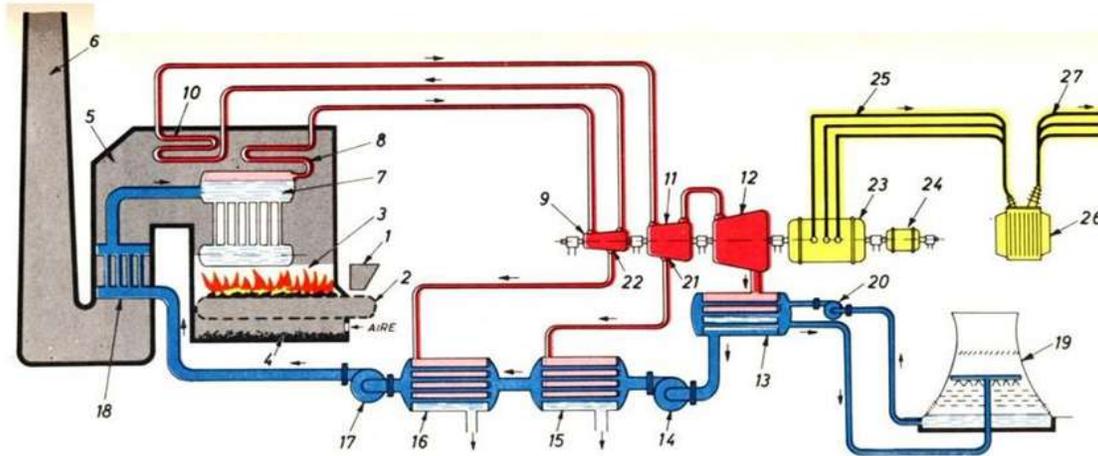


Figura A.2 Representación esquemática de una central de vapor.

La numeración de la Figura A.2 corresponde a las siguientes partes: 1.- Cargador de carbón. 2.- Rejilla. 3.- Hogar. 4.- Cenicero. 5.- Conducto de humos. 6.- Chimenea. 7.- Caldera. 8.- Sobrecalentador. 9.- Turbina de alta presión. 10.- Recalentador. 11.- Turbina de media presión. 12.- Turbina de baja presión. 13.- Condensador. 14.- Bomba de extracción del condensador. 15-16.- Precalentadores del agua de alimentación. 17.- Bomba de alimentación de la caldera. 18.- Economizador del agua de alimentación. 19.- Torres de refrigeración. 20.- Bomba de circulación del agua de refrigeración. 21-22.- Extracciones de vapor para los circuitos primarios de los precalentadores del agua de alimentación. 23.- Turbogenerador. 24.- Excitatriz del turbogenerador. 25.- Circuito de energía eléctrica a media tensión. 26.- Transformador elevador. 27.- Circuito de energía eléctrica a alta tensión [Fernández y Robles, 2012].

Las centrales térmicas de vapor comprenden tres partes constructivas esenciales:

1. Sala de calderas
2. Sala de máquinas
3. Sala de distribución

Además, los intercambios de energía se realizan utilizando tres clases de circuitos principales y varios auxiliares:

-Circuito de combustible.

El combustible se quema en el hogar, constituido por un recinto cerrado por paredes de mampostería, en las que generalmente se encuentran los canales de circulación del aire necesario para la combustión. Después de calentar la caldera donde tiene lugar la

vaporización del agua, los gases residuales de la combustión o humos pasan a un conducto para ser eliminados al exterior. Como estos gases aún están calientes, puede aprovecharse la energía térmica en ellos contenida para el circuito primario de uno o varios recalentadores de vapor y para el circuito primario de uno o más economizadores del agua de alimentación de la caldera. Desde aquí los gases pasan a la chimenea de tiro natural o de tiro forzado, por donde salen al exterior [Fernández y Robles, 2012].

-Circuito de agua-vapor.

La vaporización de agua se realiza en la caldera que es un depósito de agua que se calienta hasta que el agua se convierte en vapor. Como el vapor a la salida de la caldera contiene todavía partículas líquidas, se le convierte en vapor recalentado haciéndole pasar por el circuito secundario de uno o más recalentadores primarios situados en la trayectoria de los gases de combustión.

Desde la caldera o desde los recalentadores si los hubiere, el vapor a presión y a alta temperatura, se conduce hasta la turbina o hasta la máquina de vapor donde se expansiona produciendo energía mecánica. En las turbinas modernas se realizan extracciones de vapor conduciéndolo de nuevo hacia los recalentadores secundarios de la caldera donde el vapor sufre nuevos recalentamientos para ser posteriormente introducido en los siguientes cuerpos de las turbinas o en otras turbinas independientes [Fernández y Robles, 2012].

En las turbinas también se realizan extracciones de vapor que se conducen a los circuitos primarios de los precalentadores del agua de alimentación, para calentar a esta.

Una central térmica de vapor tiene mejor rendimiento cuanto más frío esté el vapor de escape a la salida de la turbina, el vapor se hace pasar por un condensador que no es más que un dispositivo de refrigeración donde el vapor se condensa y se transforma nuevamente en agua, la condensación se realiza introduciendo agua fría a presión en el condensador, a la que se obliga a circular por unos tubos de refrigeración, dichos tubos tienen la forma de espirales, o también llamados serpentines de refrigeración [Fernández y Robles, 2012].

El agua resultante de la condensación y procedente de la turbina se impulsa hacia la caldera por medio de bombas de alimentación. Para aumentar el rendimiento térmico del conjunto, es conveniente que el agua de alimentación entre a la caldera ya caliente, para lo que se hace pasar previamente por los circuitos secundarios de uno o más precalentadores, calentados por

las extracciones de vapor de las turbinas y por uno o más economizadores, calentados por los gases de escape antes de su salida a la atmósfera por la chimenea [Fernández y Robles, 2012].

-Circuito de energía eléctrica.

La energía eléctrica es producida en los generadores eléctricos, accionados por las máquinas o por las turbinas de vapor. En casi todas las centrales térmicas modernas se produce corriente alterna trifásica.

Desde los generadores la corriente eléctrica se lleva a transformadores apropiados, donde se eleva la tensión de la energía producida. Los transformadores pueden alojarse en locales especiales o en el mismo pabellón de distribución, que por lo general están completamente separado de la sala de máquinas, esta separación viene impuesta la mayoría de las veces por la exigencia de que en este pabellón debe haber suficiente luz natural y de que los aparatos, transformadores, etc... puedan inspeccionarse fácilmente y montarse y desmontarse cuando sea necesario, también debe haber espacio suficiente para poder instalar las canalizaciones [Fernández y Robles, 2012].

Las centrales térmicas de vapor necesitan, generalmente, un consumo bastante elevado de energía, lo más conveniente es tomar esta energía de un pabellón de distribución especial ya que casi siempre la tensión para las necesidades propias de la central es distinta a la tensión de distribución [Fernández y Robles, 2012].

-Circuitos auxiliares.

Son muy numerosos, los más importantes son [Fernández y Robles, 2012]:

1. Circuito de tratamiento del combustible
2. Circuito de aire de combustión
3. Circuito de eliminación de cenizas y escorias
4. Circuito de tratamiento del agua de alimentación
5. Circuito de agua de refrigeración
6. Circuito de lubricación
7. Circuito de mando
8. Circuito de hidrógeno

A.1.2 Central de Gas

Las centrales con turbinas de gas tienen la ventaja de que prácticamente no contaminan. Además, como apenas tiene inercia térmica se utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencia unitaria de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor diésel-alternado. Para potencias inferiores a los 10 MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base [Fernández y Robles, 2012].

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton. La diferencia esencial del ciclo Brayton con el Rankine es que en el primero el flujo de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora en el ciclo. Además, la compresión en el ciclo Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo Rankine por realizarse en la fase gaseosa y fase líquida, respectivamente [Fernández y Robles, 2012].

Los elementos básicos de la turbina son:

- El compresor
- La cámara de combustión
- La turbina de gas

En el ciclo no regenerativo de Brayton los gases de escape de la turbina a elevada temperatura ceden a la atmósfera una gran cantidad de calor. El ciclo regenerativo consiste en recuperar parte de este calor para calentar el aire que sale del compresor y entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y ahorra combustible.

En los ciclos con regeneración con varias etapas de compresión se puede llegar a rendimientos del 34 al 35% y la potencia unitaria límite del orden de los 30 MW. A base de un solo compresor de 4.5 bar y una sola turbina con un cambiador de calor se alcanzan rendimientos del 24% y la potencia límite es del orden de los 10 MW [Fernández y Robles, 2012].

Los ciclos de las turbinas de gas se clasifican en ciclos abiertos y cerrados, según los gases de la turbina sean evacuados directamente a la atmósfera o se recirculen haciéndolos pasar al compresor a través de un intercambiador de calor.

En el ciclo cerrado se trabaja con presión mucho más elevada que en el ciclo abierto, con la consiguiente reducción del volumen de aire y de las dimensiones de tuberías y maquinaria.

La presión a la salida de la turbina es del orden de los 5 bar y el calentamiento del aire se efectúa a 25 bar para centrales de hasta 10 MW de potencia, pudiendo llegar hasta los 50 bar para potencias superiores. Los rendimientos de los ciclos cerrados pueden llegar al 32% y 34% con potencias límites unitarias de unos 10 MW o 20 MW [Fernández y Robles, 2012].

Finalmente hay que señalar que la turbina de gas es mecánicamente más sencilla que la turbina de vapor. Exige un motor eléctrico o un motor de combustión interna para el arranque. No exige apenas agua de refrigeración.

A.1.3 Centrales de Ciclo Combinado

Una central de ciclo combinado es aquella en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante el acoplamiento de dos ciclos térmicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes, gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión Brayton opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor Rankine y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen [Fernández y Robles, 2012].

La justificación de los ciclos combinados reside en que, desde un punto de vista tecnológico, resulta difícil conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje entre las temperaturas medias de los focos caliente y fríos usuales. Es por ello que, como solución se acude al acoplamiento de dos ciclos, uno especializado en la producción de trabajo con alta eficiencia

en rangos altos de temperaturas de trabajo Brayton y otro para temperaturas medias-bajas Rankine [Fernández y Robles, 2012]. En la Figura A.3 se muestra las partes de una central de ciclo combinado, [www.unesa.es].

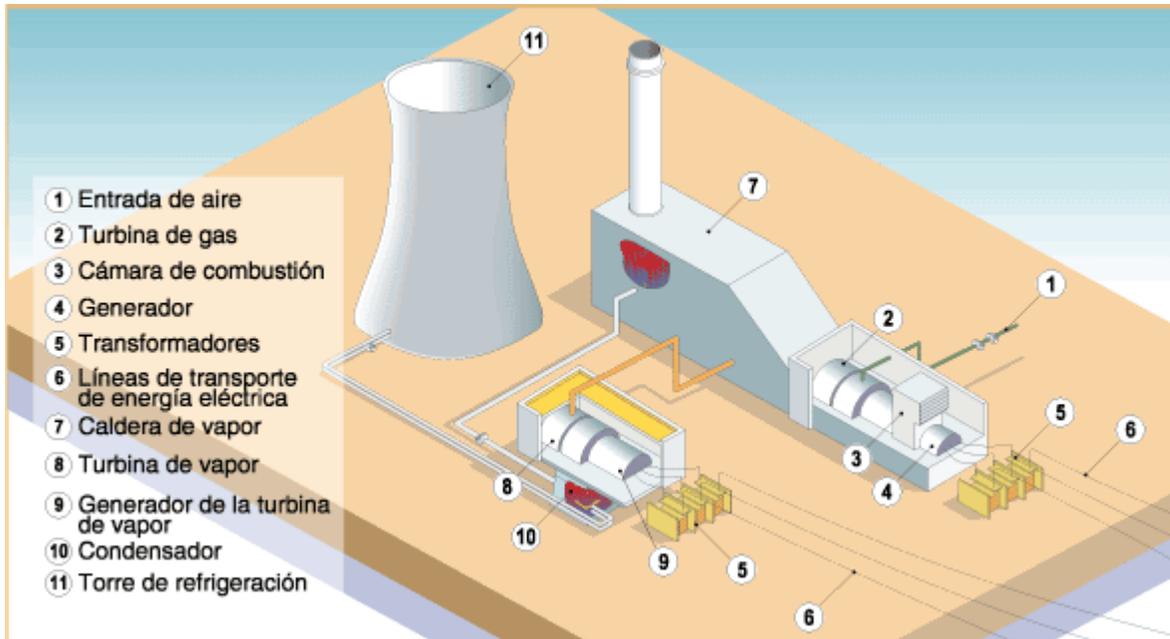


Figura A.3 Central de ciclo combinado.

En los ciclos combinados el escape de la turbina de gas se utiliza como fuente calorífica para un ciclo de turbina de vapor, llegando a alcanzar en aplicaciones de plantas para generación de energía eléctrica, rendimientos térmicos superiores al 50%.

Una planta simple de ciclo combinado consiste en una instalación de turbina de gas ciclo Brayton mejorada, por cuanto los gases de escape de dicha turbina pasan a través de un generador de vapor, que forma parte de un ciclo de vapor.

El generador de vapor utiliza como fuente calorífica los gases de escape de la turbina de gas, para configurar un ciclo Rankine con su turbina de vapor. Se genera electricidad con los trabajos mecánicos de la turbina de gas y la turbina vapor [Fernández y Robles, 2012].

En el ciclo combinado, el generador de vapor recupera el calor residual que tienen los gases de escape de la turbina de gas, que se comporta como una caldera de recuperación, o caldera de calor residual.

La utilización de ciclos de turbinas de vapor en ciclos combinados gas-vapor se deriva del excelente acoplamiento térmico existente con el ciclo de las turbinas de gas en los rangos

actuales de temperaturas de trabajo y los altos rendimientos que el empleo conjunto de dichas tecnologías posibilita.

El ciclo de las turbinas de vapor es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzcan cambios de fase [Fernández y Robles, 2012].

El fluido motor empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia, aunque conceptualmente no es el único y podría emplearse otros fluidos tales como mercurio o fluidos orgánicos.

Las turbinas de vapor modernas admiten de un 16% a un 18% de humedad en las últimas ruedas sin que el deterioro de los alabes sea importante. Es sin embargo un hecho que, incrementos de presión en la caldera o disminuciones en la presión de condensación llevan aparejados incrementos en el porcentaje de humedad presente. Para reducir la humedad en el escape, la solución adoptada en las centrales térmicas convencionales consiste en el recalentamiento del vapor una vez que se ha realizado en la turbina la expansión parcial del mismo [Fernández y Robles, 2012].

Con el recalentamiento, a la vez que se consiguen incrementos significativos de potencia, puede mejorarse el rendimiento si se aumenta la temperatura media del foco caliente. Esto es generalizable para el ciclo agua-vapor en centrales térmicas de ciclo combinado.

La existencia de recalentamiento en un ciclo combinado viene definida por consideraciones termoeconómicas, no justificándose la complicación que representa su instalación en la central cuando las potencias de la misma son pequeñas o su período de amortización muy largo. En la actualidad, las centrales de ciclo combinado se construyen con un único recalentamiento.

En centrales de ciclo combinado gas-vapor, el hecho de realizar extracciones para hacer regenerativo el ciclo es contraproducente, ya que un incremento de la temperatura de aportación del agua a la caldera lleva aparejado un menor salto de temperaturas entre el agua y el gas en la caldera de recuperación de calor y una transmisión de calor menos eficaz en la misma. La regeneración representa un incremento en el rendimiento del ciclo Rankine, pero un menor rendimiento global del ciclo combinado [Fernández y Robles, 2012].

En los ciclos Rankine empleados en centrales de ciclo combinado puede existir, sin embargo, un cambiador de calor de mezcla denominado desgasificador, no tanto para modificar el ciclo

termodinámico y efectuar una regeneración, sino como tanque de agua de alimentación a caldera y eliminación de oxígeno y gases disueltos en el agua empleada.

Presiones elevadas de trabajo en el ciclo de una central representan un incremento en la temperatura media de aportación de calor, y por tanto un incremento de rendimiento a pesar de las dificultades constructivas que ello conlleva, tanto por los materiales empleados en los tubos de la caldera como por los restantes elementos que componen el ciclo. Este hecho es válido tanto para presiones de trabajo supercríticas como subcríticas [Fernández y Robles, 2012].

En los ciclos combinados gas-vapor, el empleo de presiones altas representa una mejora en el proceso de recuperación de calor en la caldera al acercar la línea de aportación de calor en ciclo Rankine a la de cesión de energía de los gases de escape de la turbina de gas y, por tanto, dando lugar a incrementos importantes en el rendimiento. Hay que destacar que la meseta de cambio de fase en la caldera siempre representa una diferencia de temperaturas importante entre los gases de escape de la turbina y el agua, y por tanto la causa de una disminución en los rendimientos globales del ciclo, factor que para presiones de trabajo supercríticas en los que dicha meseta no existe se minimiza [Fernández y Robles, 2012].

Incrementos en la presión de alimentación a caldera representan incrementos en la humedad existente en los últimos escalonamientos. Es por ello que los incrementos en las presiones de trabajo en los ciclos combinados gas-vapor van normalmente acompañados de modificaciones tendentes a la reducción de la humedad existente en las últimas etapas de la turbina de vapor.

Otras aplicaciones de los ciclos combinados incorporan una combustión suplementaria en la caldera de recuperación, aprovechando el aire en exceso caliente de los gases de combustión de la turbina de gas, elevando la temperatura del vapor y mejorando las características de funcionamiento del ciclo de vapor.

A.2 Unidades Nucleares

Una central nuclear es una instalación industrial en la que se genera energía eléctrica a partir de la energía que se produce en un reactor nuclear.

El componente básico de una central, el reactor es el lugar en que se encuentra alojado el combustible nuclear, así como otros componentes que permiten iniciar, mantener y detener

de modo controlado la reacción nuclear de fisión. En la misma, los núcleos de los isotopos fisionables de uranio son impactados por neutrones, provocando su ruptura y dando lugar a la aparición de nuevos isotopos los llamados productos de fisión y de nuevos neutrones que a su vez impactarán de nuevo sobre otros átomos de uranio, una reacción en cadena. En esta reacción se desprende una gran cantidad de energía que debidamente controlada, permite su uso a nivel industrial [Dorado, 2012].

En una central nuclear, al igual que en una central térmica convencional, que usan como combustible carbón, diésel o gas, se transforma la energía liberada por un combustible en forma de calor, en energía mecánica y después en energía eléctrica, el calor producido permite evaporar agua que ya en forma de vapor, acciona una turbina la cual lleva acoplado un alternador.

El vapor que alimenta la turbina puede ser producido directamente en el interior de la vasija del reactor, en este caso se habla de reactores de agua en ebullición, o en un intercambiador de calor denominado generador de vapor, reactores de agua a presión.

El principio básico de funcionamiento de una central nuclear es relativamente sencillo. Es la tecnología aplicada la que es compleja debido a los fenómenos físicos en juego, las potencias alcanzadas, los requisitos técnicos y las medidas de seguridad necesarias para garantizar en todo momento tanto la seguridad de los trabajadores y de la población, como la protección del medio ambiente [Dorado, 2012].

En una central nuclear el combustible es generalmente óxido de uranio. Alguna de las centrales de la actualidad se emplea uranio ligeramente enriquecido, es decir que contiene una fracción del isotopo uranio-235 algo superior a la existente en la naturaleza, con un grado de enriquecimiento entre el 3% y el 5%. Este material se encuentra como pastillas cerámicas situadas en el interior de una camisa metálica vaina [Dorado, 2012].

El moderador es una sustancia que tiene la propiedad de frenar los neutrones que se producen en las reacciones nucleares de fisión, hasta una velocidad o nivel de energía a la que sean susceptibles de ser absorbidos por un núcleo de uranio y producir así una nueva reacción de fisión, permitiendo de ese modo el mantenimiento de la reacción en cadena. En los diferentes tipos de centrales nucleares existentes actualmente en el mundo, se utilizan como moderador las siguientes sustancias: grafito, agua y agua pesada [Dorado, 2012].

El calor es extraído del combustible nuclear por medio de un fluido refrigerante que circula por el interior del núcleo del reactor. Los fluidos que se utilizan en los diferentes diseños de centrales existentes son: anhídrido carbónico, agua y agua pesada [Dorado, 2012].

Las barras de control contienen una sustancia que captura los neutrones de forma tal que se pueda modular la potencia del reactor o incluso detener completamente la reacción nuclear de fisión.

Sistema de accionamiento de las barras de control, diseñado para permitir la inserción y extracción tanto manual como automática de las barras de control en el núcleo del reactor.

La inserción rápida provoca la denominada parada automática o disparo del reactor.

El núcleo del reactor es la zona del reactor en la que físicamente se encuentran las barras de combustible y las barras de control, rodeadas por el refrigerante y el moderador [Dorado, 2012].

La vasija del reactor, recipiente de acero al carbono revestido interiormente con una lámina de acero inoxidable que encierra el núcleo del reactor. En la Figura A.4 se muestran las partes de una central nuclear, [imagexia.com].

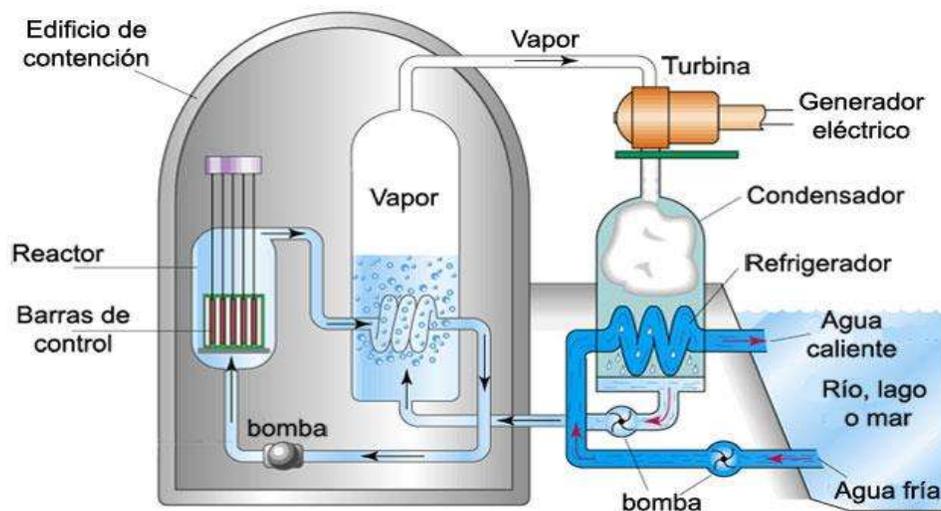


Figura A.4 Central Nuclear.

A.2.1 Central de Reactores Térmicos

Los reactores térmicos son aquellos que funcionan ralentizando los neutrones más rápidos o incrementando la proporción de átomos fisibles. Para retardar estos neutrones, llamados neutrones lentos, se necesita un moderador que puede ser agua ligera, agua pesada o grafito [Burgoa, 2016].

A.2.2 Central de Reactor de Agua Ligera o LWR de sus siglas en inglés

Low Water Reactor

Este tipo de reactores hace uso del agua ligera como refrigerante y moderador, a su vez uranio enriquecido como combustible. Reactor de agua en ebullición o BWR de sus siglas en inglés Boiling Water Reactor. En el reactor de agua en ebullición, el agua que esta almacenada en el núcleo del reactor sirve como moderador y refrigerante y es a su vez la fuente de vapor para la turbina que acciona un generador para producir energía eléctrica. El vapor de agua pasa por un condensador que enfría el vapor, el cual se condensa a su forma líquida y mediante una bomba hidráulica retorna nuevamente al núcleo del reactor para así mantener un ciclo continuo de movimiento. La desventaja de esto es que cualquier fuga de combustible, podría hacer el agua radiactiva y esa radiactividad, alcanzaría la turbina y el resto de las partes de las que consta el reactor [Burgoa, 2016]. En la Figura A.5 se muestra un esquema del funcionamiento de BWR, [www.rian.ru].

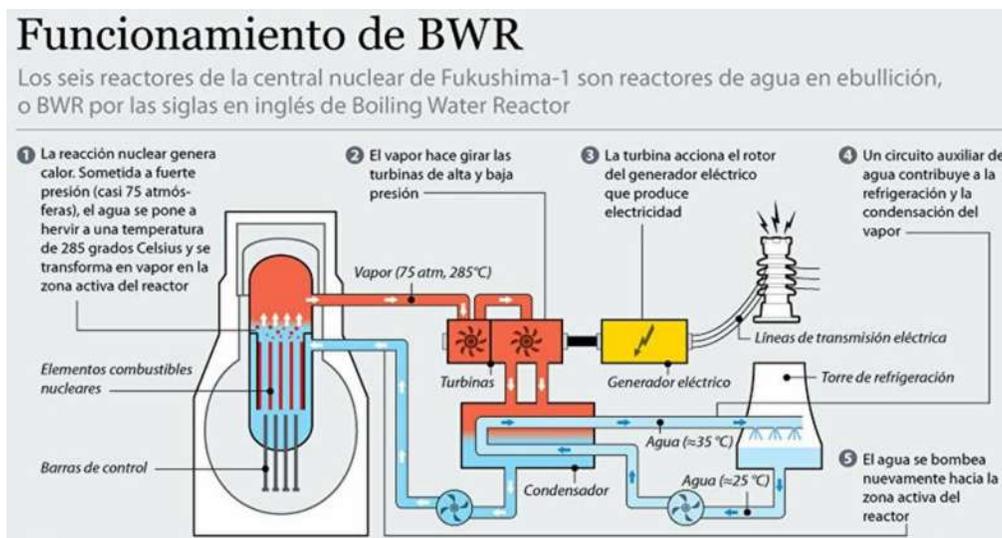


Figura A.5 Reactor de agua en ebullición.

También está el reactor de agua a presión o PWR de sus siglas en inglés Pressure Water Reactor. En el reactor de agua a presión, el agua contenida en el núcleo del reactor como moderador y refrigerante, a diferencia del BWR el vapor de agua no fluye de manera directa a la turbina, sino que pasa hacia una conexión secundaria del circuito primario, donde el agua está contenida a presión en el núcleo del reactor. El circuito de agua primario conectado al secundario, se encuentra a altas temperaturas y es refrigerado en un taque de agua que genera vapor de agua en éste que acciona la turbina y luego el generador que produce energía eléctrica. El vapor de agua debe ser condensado y mediante una bomba hidráulica se mantiene el movimiento continuo del agua-vapor en el circuito secundario. La ventaja de este reactor es que, de existir una fuga de combustible en el núcleo, no pasa ningún contaminante radioactivo a la turbina y al condensador [Burgoa, 2016]. En la Figura A.6 se muestran las partes que conforman un reactor de agua a presión, [imagexia.com].

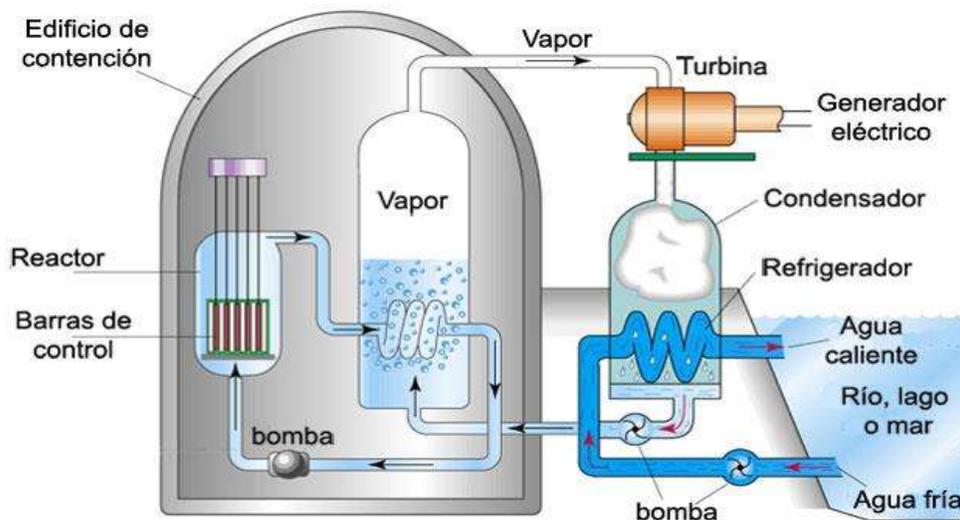


Figura A.6 Reactor de agua a presión.

A.2.3 Reactor de Agua Pesada a Presión o PHWR de sus siglas en inglés Pressure Heavy Water Reactor

Esta clase de reactores es del tipo PWR, pero utiliza agua pesada como refrigerante y moderador y uranio natural o ligeramente enriquecido como combustible. Uno de estos reactores es el CANDU de sus siglas en inglés Canada Deuterium Uranium [Burgoa, 2016]. En la Figura A.7 se muestran las partes de un reactor CANDU [[//en.wikipedia.org/wiki/CANDU_reactor.](http://en.wikipedia.org/wiki/CANDU_reactor)].

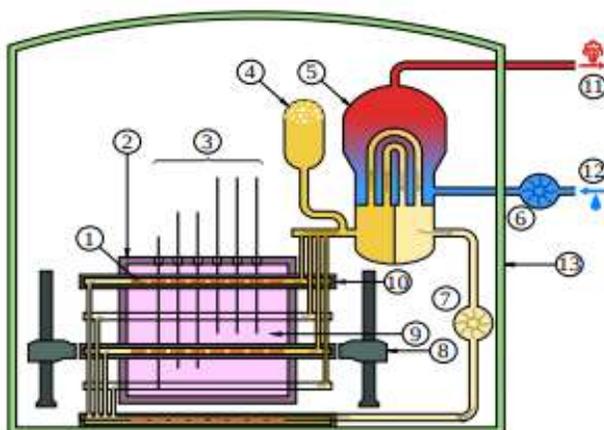


Figura A.7 Esquema del reactor CANDU.

La numeración muestra en la Figura A.7 corresponde a las siguientes partes: 1.- Pila de combustible. 2.- Núcleo del reactor. 3.- Barras de control. 4.- Agua pesada sujeta a gran presión. 5.- Vasija donde se genera el vapor. 6.- Bomba hidráulica de agua ligera. 7.- Bomba hidráulica de agua pesada. 8.- Cadena de montaje. 9.- Moderador de agua pesada. 10.- Tubos de presión. 11.- Vapor de agua que va hacia la turbina y acciona el mecanismo para generar energía eléctrica. 12.- Agua fría que retorna hacia la turbina. 13.- Edificio de contención de hormigón armado [Burgoa, 2016].

A.2.4 Reactor Refrigerado por Gas o AGR de sus siglas en inglés Advanced Gas-Cooled Reactor

Estos reactores se caracterizan por utilizar como combustible al uranio, CO₂ o dióxido de carbono como refrigerante y grafito como moderador. Estos operan a temperaturas elevadísimas a fin de obtener la más alta eficiencia térmica, esto hace que se use uranio débilmente enriquecido [Burgoa, 2016]. En la Figura A.8 se puede apreciar un reactor el cual es refrigerado por gas, [//: en.wikipedia.org/wiki/Advanced_gas_cooled_reactor].

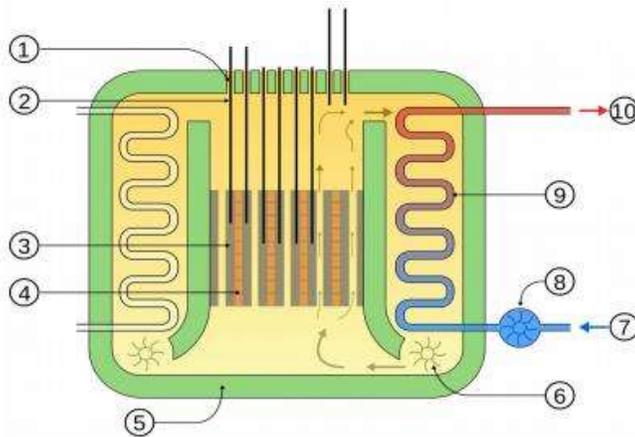


Figura A.8 Reactor refrigerado por gas.

El diagrama del reactor refrigerado por gas, Figura A.8, está compuesto de las siguientes partes: 1.- Canales donde van las barras de control. 2.- Barras de control. 3.- Moderador de grafito. 4.- Varillas de combustible. 5.- Vasija donde descansa el núcleo del reactor y su respectivo blindaje. 6.- Bombas hidráulicas que hacen circular el gas. 7.- Bomba de agua hidráulica. 8.- Intercambiador de agua fría a caliente. 9.- Intercambiador de calor. 10.- Vapor de agua hacia la turbina [Burgoa, 2016].

A.2.5 Reactor de Agua Ligera de Grafito o LWGR de sus siglas en inglés Light Water Graphite Reactor

Este tipo de reactores son refrigerados por agua a presión y con canales de combustible individuales que utilizan grafito. La función principal de esta clase reactores es la de producir plutonio y como un subproducto la generación de energía eléctrica. Al igual que los otros reactores, utiliza uranio enriquecido como combustión [Burgoa, 2016]. En la Figura A.9 se muestra un esquema con las partes de un reactor con doble refrigeración, [//en.wikipedia.org/wiki/RBMK].

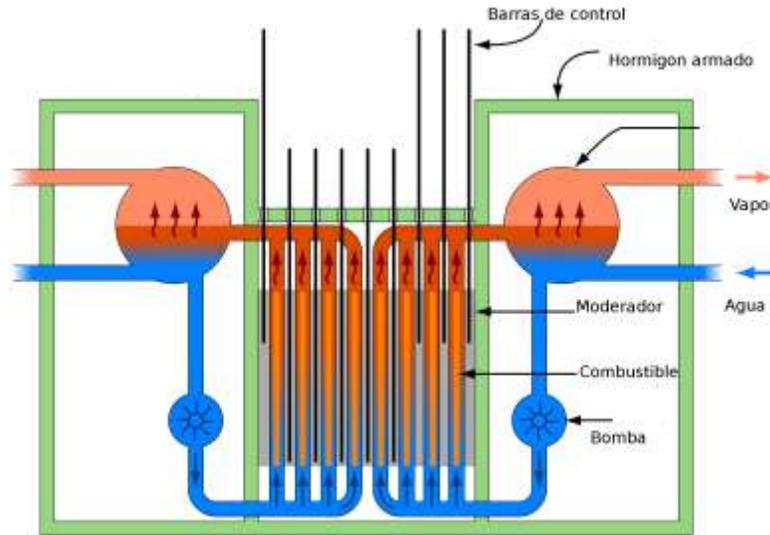


Figura A.9 Reactor y doble refrigeración.

A.3 Unidades Hidroeléctricas

La industria hidroeléctrica necesita un aporte masivo de agua, aunque estos caudales retornan íntegramente a las masas de agua tras su uso, si bien puede producirse en un lugar a cierta distancia de aquel en el que se produjo la detracción. Por lo tanto, el funcionamiento característico de las centrales hidroeléctricas supone una importante presión por las fuertes variaciones en los caudales circulantes en los cauces.

Una central hidroeléctrica puede definirse como instalaciones mediante las que se consigue aprovechar la energía contenida en una masa de agua situada a una cierta altura, transformándola en energía eléctrica. Esto se logra conduciendo el agua desde el nivel en el que se encuentra, hasta un nivel inferior en el que se sitúan una o varias turbinas hidráulicas que son accionadas por el agua y que a su vez hacen girar uno o varios generadores produciendo energía eléctrica [Fernández y Robles, 2012]. Esta transformación de la energía se puede apreciar de forma más sencilla en la Figura A.10, [Fernández y Robles, 2012].

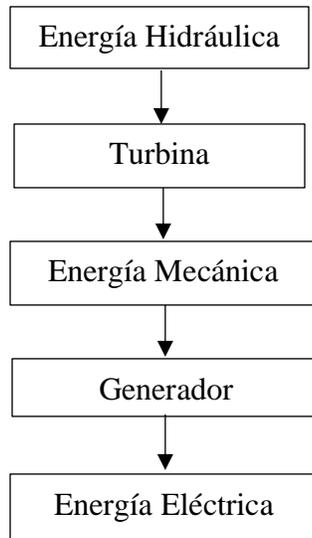


Figura A.10 Transformación de la energía hidráulica en una central hidroeléctrica.

En la central hidroeléctrica se puede distinguir tres unidades:

- Unidades de generación
- Unidad de transformación
- Unidad de salida de línea

En la Figura A.11 se muestra una central hidroeléctrica, así como las partes que la conforman, [www.unesa.es].

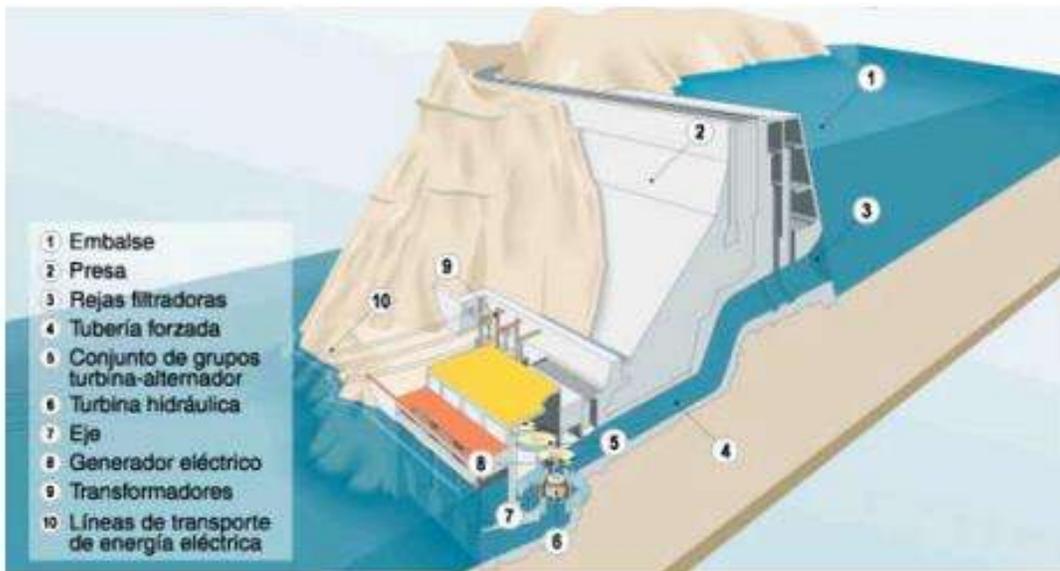


Figura A.11 Esquema de una central hidroeléctricas.

A.3.1 Elementos de las Centrales Hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas necesitan de diversos elementos para poder funcionar. Algunos de ellos son estáticos y se utilizan para desviar el agua, conducirla hacia la turbina y desde esta hacia el cauce nuevamente, son los que habitualmente se engloban dentro del equipamiento de obra civil. Otros elementos, que son en general móviles y controlables, forman el equipamiento electromecánico, entre estos, los más importantes son la turbina y el generador [Fernández y Robles, 2012].

Equipamiento de obra civil [Fernández y Robles, 2012]:

- Elementos de retención y almacenaje de agua
- Elementos de evacuación controlada de caudales
- Elementos de conducción de agua
- El edificio de la central

Equipamiento electromecánico [Fernández y Robles, 2012]:

- Rejas y limpiarrejas
- Elementos de apertura y cierre del paso del agua
- Equipamiento hidráulico: turbina y multiplicador
- Equipamiento eléctrico: generador, transformador, interruptores, seccionadores, equipamiento de control y protección, subestación, equipamiento auxiliar y línea eléctrica

A.3.2 Clasificación de las Centrales Hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas pueden clasificarse atendiendo a distintos criterios [Fernández y Robles, 2012].

Clasificación administrativa:

- Centrales de más de 50 MW
- Centrales de entre 10 y 50 MW
- Centrales de menos de 10 MW

Clasificación según modo de operación:

- Centrales de embalse
- Centrales de agua fluyente
- Centrales mixtas
- Otras

-Centrales de embalse.

Estas centrales tienen como característica básica la existencia de un embalse en el que se almacena el agua y del que se realiza la toma de agua, con capacidad suficiente como para permitir una regulación del caudal superior a un día.

Su capacidad de regulación es utilizada para entregar la energía en los momentos de máxima demanda, con lo que se obtienen dos beneficios, por un lado, permite regular el mercado energético, por otro, la venta de energía puede realizarse cuando ésta alcanza precios elevados [Fernández y Robles, 2012].

Generalmente, las presas de las que se toman el agua tienen otras funciones prioritarias a la generación de energía, tales como regulación del caudal en el cauce para evitar avenidas o para el suministro de agua de boca, de agua de riego o con fines industriales. Al realizar el desembalse para las actividades anteriores, el agua es conducida a través de la turbina produciendo la energía eléctrica, que en la mayoría de los casos queda como una actividad de segundo orden [Fernández y Robles, 2012].

No todas las centrales tienen exactamente la misma configuración, así, existen centrales de pie de presa ubicadas en la misma presa, o centrales alejadas cierta distancia y que toman el agua llevándola hasta la central por medio de un canal y/o tubería.

Un tipo específico de central dentro de las centrales de presa lo constituyen las centrales de bombeo o centrales reversibles. Estas centrales, además de disponer de una o varias turbinas, disponen de una o varias bombas, o bien de grupos de turbinas reversibles. También de dos embalses, uno aguas arriba de la central y otro aguas abajo.

Se funcionamiento es muy simple. En momentos de alta demanda energética funcionan como centrales turbinando el agua. Sin embargo, en momentos de baja demanda energética, en la que el precio de la energía es muy bajo y el nivel del embalse superior lo permite, funcionan bombeando agua del embalse inferior al embalse superior, asegurando de esta forma la posibilidad de turbinar cuando la demanda de energía lo requiere [Fernández y Robles, 2012].

Estas centrales actúan como almacenes energéticos. No solo hay centrales reversibles de gran potencia, también existen en el grupo de las minicentrales e incluso en el de las microcentrales. En estos casos, y para ahorrar costos, la turbina es reversible, haciendo las veces de turbina y de bomba.

-Centrales de agua fluyente.

Este es el tipo de central más habitual entre las minicentrales. Son centrales que no disponen de embalse de regulación y que deben turbinar el agua que circula por el cauce del río o del canal a medida que esta pasa. Si la central se para, el agua no puede ser almacenada, por lo que sigue circulando y, desde el punto de vista de la producción energética, se pierde [Fernández y Robles, 2012].

Generalmente, en estas centrales se dispone de un azud el cual es un pequeño muro transversal al cauce del río o canal para elevar el nivel del agua, que permite tomar el caudal que va a ser turbinado. Existen dos configuraciones:

- Central ubicada directamente en el azud
- Central con canal de derivación

Un tipo particular de centrales de agua fluyente lo forman las centrales situadas en canales de riego, estas centrales presentan la característica básica de que el agua que turbinan se halla supeditada a las necesidades del riego a las que sirve el canal, lo que implica un funcionamiento estacional [Fernández y Robles, 2012].

-Centrales mixtas.

En este grupo se encuentran las centrales que, disponiendo de un pequeño embalse de captación de agua, no tienen capacidad de regulación o en caso de tenerla, esta no es superior a un día. Por lo tanto, son centrales que pueden decidir en qué momento del día turbinan, pero que no pueden estar paradas más de un día sin perder agua.

Generalmente, se ubican en zonas montañosas, en las que el embalse capta el agua de las lluvias o procedentes del deshielo. Su configuración es similar a las de agua fluyente, sustituyendo el azud por un pequeño embalse, que en ocasiones no es más que un depósito de grandes proporciones [Fernández y Robles, 2012].

-Otras.

En este grupo se encuentran las centrales que presentan alguna característica específica que merece la pena ser resaltada. Existen dos subgrupos:

Microcentrales (<100 kW). Lo forman las centrales de menos de 100 kW. En el mercado pueden encontrarse soluciones para centrales desde 50 W. Generalmente, son instalaciones que deben satisfacer las necesidades de núcleos aislados tales como granjas, chalets o similares. Por lo tanto, tienen unas necesidades de regulación específicas [Fernández y Robles, 2012]. También existen múltiples instalaciones conectadas a la red. Suelen ser

rehabilitaciones de pequeños saltos utilizados previamente como molinos ubicados en canales de riego.

-Centrales en circuitos de agua potable.

En ciertos circuitos de agua potable, el desnivel existente entre los depósitos de agua y el núcleo urbano o industrial que lo aprovecha es muy elevado. En estas condiciones es necesario instalar válvulas de disipación energética cuya misión es reducir la presión existente en el circuito, para que el agua llegue al usuario final con la presión adecuada, si no se instalasen, el circuito experimentaría presiones excesivas que harían incluso imposible la instalación de los grifos [Fernández y Robles, 2012].

La solución propuesta en algunos casos es la de sustituir las válvulas por turbinas hidráulicas. Estas turbinas presentan una característica de funcionamiento que la diferencia del resto, así, mientras que en el resto de las centrales la turbina tiene la misión de extraer toda la energía del agua, en estas instalaciones debe dejar la presión suficiente como para que el agua llegue a los usuarios en las condiciones adecuadas, por lo que estas turbinas deben trabajar a contrapresión [Fernández y Robles, 2012].

REFERENCIAS.

[Abido, 2006]

M. A. Abiddo, “Optimal power flow using tabu search algorithm”, *Electric Power Components and Systems*, vol. 30, no. 5, 2006, pp. 469-483.

[Aguado A, 2016]

Aguado A, “Termodinámica, Ciclo Rankine”, *Notas de estudio, Universidad Aeronáutica de Querétaro*, 2016, pp. 8-9.

[Ali R y Al-Roomi, 2016]

Ali R. Al-Roomi., *Economic Load Dispatch Test Systems Repository* [<https://www.al-roomi.org/economic-dispatch>]., Halifax, Nova Scotia, Canada: Dalhousie University, Electrical and Computer Engineering., 2016.

[B.Hu et al., 2017]

B. Hu, B. Ye, X. Wang, L. Dai, Y. Chen and M. Zhang, “Low carbon economic dispatching for power system integrated with large scale photovoltaic power generation”, *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (E12)*, 2017, pp 1-6.

[Burgoa, 2016]

Burgoa A., “Reactores Nucleares Térmicos y de Potencia”, *Tríptico 6, UMSA*, 2016, pp. 1-5.

[Dorado, 2012]

Dorado P., “El Funcionamiento de las Centrales Nucleares”, *Consejo de Seguridad Nuclear*, 2012, pp. 5-8.

[García 2013]

Sigriddt García Martínez, “Reconfiguración y expansión de redes eléctricas para mejorar índices de depresiones de voltaje aplicando técnicas de optimización multi-objetivo basadas en búsqueda tabú”, *Tesis doctoral, UMSNH*, junio de 2013

[Gómez-Expósito *et al.*, 2018]

A. Gómez-Expósito, A. J. Conejo, C. A. Cañizares, “Electric Energy Systems. Analysis and Operation”, Second Edition, CRC Press, Taylor & Francis 2018.

[Fernández y Robles, 2012]

Fernández I. y Robles A., “Centrales de Generación de Energía Eléctrica”, Notas de estudio, Universidad de Cantabria, 2012, Bloque III pp. 4-65, Bloque IV pp. 3-45.

[Grainger y Stevenson, 1996]

Grainger J., Stevenson W., “Análisis de Sistemas de Potencia”, McGRAW-HILL, 1996, pp. 498-527.

[Jianxing *et al.*, 2018]

T. Jianxing, S. Bin, C. Rui, Y. Yao and W. Guosong, “Economic Dispatching Method Based on Dynamic Network Loss Factor”, 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2018, pp. 601-605.

[Jia *et al.*, 2019]

Y. Jia, Z. Y. Dong, C. Sun and K. Meng, “Cooperation-Based Distributed Economic MPC for Economic Load Dispatch and Load Frequency Control of Interconnected Power Systems”, in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, no. 5, 2019, pp. 3964-3966.

[Kuo, 2008]

C. Kuo, “A Novel Coding Scheme for Practical Economic Dispatch by Modified Particle Swarm Approach”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, no. 1, 2008, pp. 1825-1835.

[Lee and El-Sharkawi, 2008]

Kwang Y. Lee and Mohamed A. El-Sharkawi., “Modern Heuristic Optimization Techniques, Theory and Applications to Power Systems”, A John Wiley and Sons. INC.. Publication. 2008, pp. 3-235.

[Park *et al.*, 2006]

J. Park, Y. Jeong, H. Kim, J. Shin, “An Improved Particle Swarm Optimization for Economic Dispatch with Valve-Point Effect”, *International Journal of Innovations in Energy Systems and Power*, vol. 1, no. 1, November 2006.

[Tovar, 2005]

J. Horacio Tovar H, Operación de sistemas eléctricos de potencia, Insituto Tecnológico de Morelia, Departamento de Ing. Eléctrica, 2005.

[Wood y Wollenberg, 1996]

Wood A., Wollenberg B., “Power Generation Operation and Control”, John Wiley & Sons, 1996.

[Xia y Elaiw, 2010]

X. Xin, A. M. Elaiw, “Dynamic Economic Dispatch: a Review”, *The Online Journal on Electronics and Electrical Engineering (OJEEE)*, vol. 2, no. 2, 2010, pp.1678-1685.

[Zhu, 2009]

J. Zhu, “Optimization of power system operation”, John Wiley & Sons, 2009.