

01129
43



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS DE CONTROL DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA
MEDIANTE DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICO ELECTRÓNICO**

P R E S E N T A N:

JUAN ALBERTO OLIVARES VALENTÍN
KEBIN IGLESIAS HERMENEGILDO



Asesor: Ing. Eduardo Carranza Torres

Cd. Universitaria México, D. F.

Diciembre 2003

A

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

A mis padres

Por el gran apoyo incondicional que me han dado a lo largo de mi vida y por haberme inculcado los valores para poder cumplir mis metas, gracias.

A mi hermana Nadia

Por sus consejos, amistad y por todos los momentos buenos y malos en los que ha estado conmigo siempre.

Al Ing. Eduardo Carranza Torres

Por habernos guiado y aconsejado durante el desarrollo de este trabajo

Al Ing. Alejandro Alavés Nolasco

Por sus oportunos consejos y por habernos dado todas las facilidades para poder desarrollar el caso práctico de este trabajo.

A la Universidad Nacional Autónoma de México

Por forjarme como profesionista y haberme permitido vivir en ella una de las etapas más importantes de mi vida

A Josefina

Por su cariño, amor, apoyo, confianza y sobre todo por creer en mí.

A mis compañeros y amigos

Por su apoyo, amistad, consejos y por todos los momentos buenos y malos que pasamos juntos, de manera especial a Kebin, Erick, Ramón, Amilkar, Marcos, Daniel, Patricia, Erika, Magaly y todos mis demás amigos y compañeros de viejas batallas con los que conviví todos los días y que gracias a nuestro apoyo mutuo logramos salir adelante. Nunca los voy a olvidar.

Juan Olivares

AGRADECIMIENTOS

A mis padres: **Laura** quien me ha demostrado un apoyo y cariño incondicional, por confiar en mi y que gracias a su empeño y a su enseñanza he logrado realizar mis metas. **Roberto** que me ha guiado por el camino del trabajo y esfuerzo, y que gracias a su cariño, consejos, y apoyo he aprendido a luchar por mis ideales y así salir adelante.

A mis hermanas **Antonia y Argelia** por ser las mejores hermanas que pude haber tenido, por demostrarme su cariño y apoyo, por su confianza y por que siempre me ayudaron e impulsaron ha conseguir mis metas.

A **Guadalupe, Antonio, David y Jovita**, quienes siempre me han ayudado y apoyado, y que gracias a su comprensión he logrado alcanzar el final de esta meta.

A mi asesor de tesis **Ing. Eduardo Carranza Torres** creer en nosotros, por ayudarme a recorrer este ultimo tramo de la carrera y por el apoyo que nos demostró durante la realización de este trabajo.

Al **Ing. Alejandro Alavés Nolasco** por compartir sus conocimientos con nosotros, por ayudarnos y por que gracias a sus observaciones pudimos realizar un mejor trabajo.

A mi compañero de tesis y amigo **Juan** quien me dio su amistad y apoyo, además de poder entenderme y compartir conmigo momentos importantes en mi vida.

A mis amigos del **CCH** y de la **Facultad**, quienes siempre han estado conmigo y con los que he compartido muy buenos momentos, por demostrarme su apoyo y amistad. Y aquellas personas que durante todo este camino me ayudaron a conseguir esta meta tan importante.

Kebin Iglesias H.

ÍNDICE

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO.....	4
1.1 Recursos Energéticos.....	5
1.1.1 Hidrocarburos	
1.1.2 Energía Hidráulica	
1.1.3 Energía Geotérmica	
1.1.4 Energía Nuclear (Uranio)	
1.1.5 Carbón	
1.1.6 Energía Eólica	
1.2 Generación de Energía Eléctrica.....	15
1.2.1 Centrales Termoeléctricas	
1.2.1.1 Turbogas	
1.2.1.2 Combustión Interna	
1.2.1.3 Centrales de Ciclo Combinado	
1.2.1.4 Centrales Carboeléctricas	
1.2.2 Centrales Geotérmicas	
1.2.3 Centrales Nucleoeléctricas	
1.2.4 Centrales Eólicas	
1.2.5 Centrales Hidroeléctricas	
1.3 Estado actual de la Generación Eléctrica en México.....	35

CAPÍTULO 2	DESPACHO ECONÓMICO.....	40
	2.1 Introducción al Despacho Económico.....	40
	2.1.1 Concepto de Despacho Económico	
	2.1.2 Características de Operación de las Unidades Generadoras	
	2.1.3 Costos de Operación de las Unidades Generadoras	
	2.2 Despacho Económico entre Unidades Térmicas.....	53
	2.2.1 Despacho Económico considerando pérdidas de transmisión	
	2.3 Despacho de la demanda entre Unidades Generadoras..	66
	2.3.1 Reserva Rodante	
	2.3.2 Costos en la Asignación de Unidades	
	2.3.3 Métodos de solución de la Asignación de Unidades	
	2.4 Despacho Económico y su relación con la Asignación de Unidades.....	82
CAPÍTULO 3	DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO.....	85
	3.1 Introducción.....	85
	3.2 Requerimientos del Programa DER.....	87

3.3 Características del Programa DER.....90

3.3.1 Unidades y Áreas en el DER

3.3.2 Interfaz del operador con el DER

3.3.3 Modelado de las Unidades

3.4 Características del algoritmo del Programa DER.....96

3.4.1 Cálculo de los factores de participación restringidos

3.4.2 Cálculo de los factores de participación no restringidos

3.4.3 Cálculo de los límites económicos de los generadores

3.5 Activación y Resultados del Programa DER.....101

CAPÍTULO 4 APLICACIÓN PRÁCTICA DEL DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO.....104

4.1 Introducción.....104

4.2 Definición del caso práctico.....105

4.3 Resultados de la aplicación del DER.....106

CONCLUSIONES.....136

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA.....142

INTRODUCCIÓN

El inminente avance y progreso de la sociedad moderna, exige que los avances tecnológicos en los distintos campos de la ciencia se desarrollen adecuadamente para satisfacer las necesidades de ésta.

Una de las necesidades primordiales que requiere la sociedad cambiante en la que vivimos es el suministro de la energía eléctrica, que debe proporcionarse de manera correcta y eficiente, para ello, el campo de la ingeniería eléctrica ha ido evolucionando mediante el desarrollo y la implementación de diferentes estrategias y métodos que han ido mejorando la prestación de este servicio de manera paulatina.

La implementación de los avances tecnológicos en el suministro de energía eléctrica tiene como objetivo lograr que el abastecimiento de electricidad tenga la calidad necesaria para su correcto aprovechamiento y al mismo tiempo que el servicio se preste al menor costo posible, tanto para el país como para los consumidores. La calidad en el suministro de energía eléctrica implica principalmente que exista una continuidad en el servicio, que el voltaje suministrado se mantenga constante y finalmente que la frecuencia generada no se encuentre fuera de los rangos establecidos. Para resolver satisfactoriamente estas necesidades, actualmente se hace uso de estudios de flujo de potencia para analizar y resolver las características y necesidades de la red eléctrica de nuestro país

Los estudios de flujo de potencia muy importantes para realizar la planeación y la expansión de los sistemas de potencia, determinando así, cuales son las mejores condiciones de operación de estos. La diversidad y complejidad de los cálculos requiere por lo general el uso de paquetes o programas de computadoras para su solución.

Otro aspecto importante en el suministro de energía eléctrica es la operación económica del servicio, para ello, es necesario que se logre la máxima eficiencia en la operación de las centrales generadoras, así como el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos disponibles. La herramienta utilizada para lograr las condiciones anteriores es el Despacho Económico, el cual determina la salida de potencia de cada unidad generadora minimizando el costo total necesario para alimentar la carga del sistema.

Quando se combina el estudio de flujos con el despacho económico, se puede alcanzar un funcionamiento óptimo del sistema.

El presente trabajo se enfoca principalmente en el problema de Despacho Económico, y se encuentra dividido en 4 capítulos:

En el primer capítulo se exponen las diferentes fuentes de energía utilizadas para la generación de energía eléctrica, así como los principales tipos de centrales que existen para ello. Además se incluye una breve descripción de la situación actual de la generación de energía eléctrica en México.

En el segundo capítulo se explican los conceptos necesarios para entender el problema de Despacho Económico, se expone su resolución de manera analítica y se propone un ejemplo teórico para su comprensión. Se analiza también el concepto de la asignación de unidades, así como sus diferentes métodos de solución y la relación que ésta tiene de manera directa con el Despacho Económico. Además se da una descripción de cómo interviene el Despacho Económico en el proceso de producción de energía eléctrica.

El tercer capítulo describe como está implementado la herramienta del Despacho Económico de manera práctica en el Centro Nacional de Control de Energía, mostrando las características del programa, algoritmo y su funcionamiento. Se

explican además sus principales funciones, así como el cálculo de los factores más importantes que intervienen en el programa para lograr su objetivo.

Finalmente, en el cuarto capítulo se muestra un caso práctico, resultado de la ejecución del programa de Despacho Económico del CENACE en tiempo real, analizando los principales desplegados mostrados por el programa y explicando el significado de cada una de las columnas mostradas.

CAPÍTULO 1

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

La energía es de vital importancia en cualquier sociedad moderna. En particular la generación de energía eléctrica es un factor importante para determinar el nivel de desarrollo económico de un país. En los tiempos que vivimos la sociedad depende extremadamente de los recursos energéticos, los que resultan indispensables para casi todas las actividades que desarrolla. Un lugar con electricidad es un lugar apto para el establecimiento de familias, de industrias y empresas y un buen camino para el crecimiento.

La Constitución Mexicana en su artículo 27 establece que "corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la nación aprovechará los bienes y recursos naturales que requiere para dichos fines".

Desde que el sector energético en México fue nacionalizado, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) son los organismos encargados de generar, transmitir, distribuir y comercializar la energía eléctrica en nuestro país. El avance en el desarrollo económico del país, así como el acelerado incremento en la población, ha originado un gran crecimiento en la demanda de energía eléctrica. Para cubrir esta necesidad el Estado ha dispuesto gradualmente de los recursos energéticos del país para satisfacer dicha demanda.

La energía eléctrica se obtiene mediante el proceso de aprovechar un recurso energético convirtiéndolo en una forma de energía utilizable. Para la generación de energía eléctrica en nuestro país, se utilizan los distintos tipos de centrales generadoras que en su mayoría aprovechan principalmente los recursos energéticos

no renovables y en una menor proporción centrales que aprovechan otro tipo de recursos tales como la energía hidráulica y el Uranio.

1.1 Recursos Energéticos

La palabra "recurso" se define como todo elemento disponible para resolver una necesidad o llevar a cabo un proceso (Real Academia de la Lengua Española). En este caso, los recursos energéticos son aquellos recursos naturales que sometidos a ciertos procesos físicos son convertidos en alguna forma de energía.

Una fuente de energía es aquella capaz de suministrarla. Las cantidades disponibles de energía constituyen los recursos de un tipo de energía concreta. El problema para el hombre es, en realidad, poseer energía utilizable y la mayor o menor facilidad para obtenerla conduce a diferentes evaluaciones de los recursos.

Las diferentes formas de energía pueden clasificarse en dos grandes grupos: permanentes y temporales, o renovables y no renovables. Entre estas últimas cabe distinguir las fósiles, fisibles y la química. De hecho estas fuentes no renovables precisamente por ser finitas, se pueden considerar como depósitos más que fuentes. Se tratan de la acumulación de biomasa a lo largo de períodos de tiempo geológicos que han sufrido diversas transformaciones, las tres principales son el carbón, el petróleo y el gas natural. Las fuentes fisibles proporcionan la energía a partir de la fisión de un átomo en otros átomos y partículas subatómicas cuya masa total es inferior a la del átomo original. Se trata de un proceso que puede producirse en ciertos átomos de los átomos más pesados.

Las fuentes renovables pueden dividirse entre las que son consideradas de uso directo y las que se utilizan en su forma acumulada, de esta forma se puede hacer la siguiente clasificación de las fuentes conforme a su origen y su carácter renovable.

Renovabilidad de la fuente y periodo de renovación			
<i>Origen de la fuente</i>	<i>Directa (Días)</i>	<i>Acumulada (años)</i>	<i>Geológica (millones años)</i>
Terrestre	Geotermia	Geotermia	Nuclear
Exterior	Solar Directa Eólica Hidráulica Mareas Olas Corrientes marinas	Solar acumulada térmica Biomasa Primaria Animales Turba	Química Carbón Gas Natural Petróleo

Tabla 1.1

Clasificación de las fuentes energéticas según su origen y su renovabilidad

El concepto de "recurso" es el término más aceptado en la planificación energética, sin embargo esta expresión implica ciertas imprecisiones por que depende de la certeza con la que puede evaluarse como del costo de su aprovechamiento. Este costo depende tanto de la abundancia del mismo como de la tecnología para utilizarlo, la cual varía con el tiempo.

Habitualmente se denomina reserva a las fuentes energéticas conocidas y cuya explotación es rentable con la técnica presente. Dentro de las reservas pueden considerarse las probadas y posibles bajo hipótesis razonables.

México muestra una distribución en empleo de energéticos primarios que aunque es muy diversa, imperan los hidrocarburos en particular en estado líquido. Por otro lado prácticamente existe un nulo desarrollo en la explotación de la energía eólica y la biomasa.

La política de diversificación de energéticos en México se desarrolló a partir de la nacionalización del sector eléctrico. Anteriormente debido a las inversiones y riesgos que implicaban la existencia de empresas privadas el empleo de energéticos

se centró en el uso de hidrocarburos y de energía hidráulica. Actualmente el avance tecnológico en materia de generación de energía eléctrica ha contribuido a que se aproveche un mayor número de recursos energéticos en el país aunque algunos de ellos como los fisibles no han sido utilizados en su totalidad debido a factores económicos, políticos y sociales.

Los energéticos primarios con los que cuenta actualmente nuestro país son:

Hidrocarburos líquidos	49,775 millones de barriles
Gas Natural	68.4 billones de pies cúbicos
Carbón térmico	600 millones de toneladas
Uranio	14.5 miles de toneladas
Potencial hidroeléctrico (disponible)	132,263 [GW h]
Potencial Geotérmico (disponible)	1,000 [MW]

Tabla 1.2

Recursos Energéticos disponibles en México

Fuente: Programa Sectorial de Energía (1995-2000)

1.1.1 Hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados exclusivamente por Carbono e Hidrógeno. Existen diversas teorías sobre su origen, sin embargo, según la teoría orgánica (que es la más aceptada) se originó debido a la descomposición de restos de animales y algas microscópicas aglomerados en las profundidades de los lagos y en las partes bajas de los ríos. Dicha materia orgánica fue cubierta con capas de sedimento que iban siendo cada vez más gruesas a lo largo del tiempo, las cuales, existiendo determinadas condiciones de presión, temperatura y tiempo, se transformó paulatinamente en lo que hoy conocemos como hidrocarburos

combinado con ciertos elementos como Azufre, Oxígeno y Nitrógeno, además de pequeñas cantidades de metales como Hierro, Cromo, Níquel y Vanadio, cuya mezcla conforma el petróleo crudo.

La cantidad de átomos de Carbono y la manera en que están colocados en las moléculas de los diferentes compuestos proporciona al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas. Los hidrocarburos que constan de uno a cuatro átomos de carbono se encuentran en estado gaseoso, aquellos que tienen de 5 a 20 átomos están en estado líquido, y los que contienen más de 20 son sólidos a temperatura ambiente.

Por lo general, el petróleo crudo no es muy útil como energético, ya que es necesario exponerlo a muy altas temperaturas para obtener su combustión, pues está compuesto por hidrocarburos que tienen más de cinco átomos de Carbono, es decir, hidrocarburos líquidos. Para poder utilizarlo como energético es necesario separarlo en diferentes fracciones que conforman los diversos tipos de combustibles como la gasolina, gasavión, turbosina, diesel, gasóleo ligero y gasóleo pesado.

1.1.2 Energía Hidráulica

La fuerza del agua ha tenido desde tiempos remotos una aplicación energética. Muestra de ello son los innumerables molinos que se fueron construyendo a orillas de los ríos a lo largo de la historia, hasta hace cerca de 100 años se empezó a utilizar la energía del agua para generar energía eléctrica. Este tipo de energía fue una de las primeras formas que se desarrollaron para obtener electricidad como recurso renovable, sencillamente porque su potencial es inagotable. La energía hidráulica es de las más utilizadas ya que ésta constituye la tercera parte de la generación de energía eléctrica en México⁶ y cubre aproximadamente un cuarto de la producción de energía eléctrica en el mundo, además de que provee una mayor

⁶ Fuente: CONAE

cantidad de Kilowatts-hora (Kwh) en comparación con otros recursos energéticos. La energía hidráulica es un recurso natural disponible en las zonas que presentan suficiente cantidad de agua. Su desarrollo requiere construir pantanos, presas, canales de derivación, y la instalación de grandes turbinas y equipamiento para generar electricidad.

En México las principales fuentes de energía hidráulica se constituyen en gran medida por los diversos ríos que existen en nuestro país cuyos grandes caudales favorecen en buena medida su aprovechamiento para la generación de energía eléctrica. Los principales ríos utilizados como recurso energético son: el río Balsas, en la sierra Madre del Sur, México, en el límite de los estados de Michoacán y Guerrero, embalsa un lago de 15.000 millones de m³ de capacidad; río Tonto, afluente del Papaloapan, en el estado de Oaxaca que embalsa un lago de 8.000 millones de metros cúbicos y el río Grijalva, uno de los más largos y caudalosos de México, ubicado en el estado de Chiapas.

1.1.3 Energía Geotérmica

La energía geotérmica se obtiene del calor natural interno de la Tierra producido por la desintegración de elementos radiactivos y puede ser extraída y utilizada a partir del agua, gases y vapores calientes, (sin incluir a los hidrocarburos), o a través de fluidos inyectados artificialmente para este fin. En algunas zonas de la Tierra, el calor producido en la corteza y el manto superior puede alcanzar terrenos permeables de la corteza, favoreciendo la transferencia de calor hacia las masas de agua, dando lugar a manifestaciones hidrotérmicas como manantiales calientes, géiseres y fumarolas. Dichas manifestaciones se les conoce también como yacimientos.

El recurso geotérmico no puede ser aprovechado tal y como se encuentra en los yacimientos, para hacerlo, se necesita convertirlo en algún tipo de energía utilizable,

dependiendo de las características termodinámicas del recurso. Para realizar esta conversión es necesario localizar los yacimientos geotérmicos, que generalmente se encuentran ubicados a profundidades medias (entre 1 y 2 Km). El acceso del recurso energético a la superficie se realiza mediante sondeos o perforaciones, utilizando equipos especiales, extrayendo de esta forma el agua caliente acumulada. Si su temperatura es suficientemente alta, el agua saldrá en forma de vapor y se podrá aprovechar para accionar una turbina.

En México, los principales yacimientos geotérmicos se encuentran localizados en la Sierra de Chihuahua, en los campos de Cerro Prieto en Mexicali Baja California que es el más importante de ellos, la zona central del eje volcánico, las cercanías del volcán chiapaneco Chichonal, en el de los Azufres, Michoacán y en el de los Húmeros, Puebla.

La gran cantidad de yacimientos geotérmicos con los que cuenta nuestro país así como su característica de ambientalmente "limpia" constituyen las grandes ventajas de la geotermia, mientras que el alto costo inicial de la infraestructura para tener la planta con pozos especiales ha sido hasta ahora su principal limitante. Cada pozo para extraer agua a una temperatura de hasta 300 grados centígrados cuesta alrededor de tres millones de dólares, pues requiere la perforación de pozos en roca volcánica dura, en zonas muy calientes, además de maquinaria muy especializada y de alta resistencia.

La energía Geotérmica actualmente abastece menos del 0.1% de la energía mundial y entre dos y tres por ciento de la que se genera en México que es uno de los países con mayor potencial geotérmico y que, con una inyección económica, podría acrecentar a cinco por ciento su capacidad energética por esta vía. De esta manera se evitaría la generación de desechos muy contaminantes como el diesel, el carbón o el uranio, necesarios combustibles en las plantas termo, carbo y nucleoelectricas.

México ocupa actualmente el tercer lugar mundial en generación de energía geotérmica, detrás de Estados Unidos y Filipinas, pero los estudios geofísicos demuestran que podría incrementar esta cifra.

1.1.4 Energía Nuclear (Uranio)

La energía nuclear procede de reacciones de fisión o fusión de átomos en las que se liberan grandes cantidades de energía que se usan para producir electricidad. La primera está en investigación, y se obtiene en laboratorios, ya que se emplea más energía en la obtención que la obtenida mediante este proceso, y por ello, todavía no es viable. La fisión es la que se emplea actualmente en las centrales nucleares. Ésta se basa en el calor generado por la fisión de determinados isótopos radioactivos, es decir, átomos con el mismo número de protones pero no de neutrones, sometidos a un bombardeo neutrónico, en particular se utiliza un isótopo del uranio que es sometido a fisión nuclear en los reactores.

El Uranio es un elemento natural que consta de 92 protones y tres isótopos distintos con 142, 143 y 146 neutrones. Para distinguir los diferentes tipos de isótopos se nombran por la suma de neutrones y protones de su núcleo; así, los diferentes isótopos del uranio natural se denominan uranio 234, 235 o 238. De los tres isótopos sólo el 235 es fisil, debiendo ser separado de los demás para utilizarlo como combustible nuclear. Cuando el mineral de Uranio se extrae de la tierra, se dice que tenemos uranio natural. El uranio natural está formado por una mezcla de Uranio 238 y Uranio 235 en la cual el Uranio 238 se encuentra en un 99.27% y el Uranio 235 en un 0.72%, debido a ello, a fin de hacer posible el aprovechamiento del Uranio para producir energía, se requiere aumentar el porcentaje de Uranio 235, procedimiento que se denomina enriquecimiento de uranio en Uranio 235. De esta forma, se aprovecha la energía liberada por el Uranio 235 en forma de calor para producir vapor de agua y a su vez, el vapor para generar energía eléctrica.

Debido a una gran crisis energética mundial originada por la escasez de petróleo a nivel mundial durante la década de los 70, se favoreció el uso del Uranio como combustible, iniciando la construcción de las primeras centrales nucleares, evitando así, tener que depender del petróleo, y de los países exportadores, dado que con las reservas de Uranio, se puede seguir produciendo energía mediante este, durante cientos de años, además de su alta eficiencia, ya que la energía producida por la fisión de 1 Kg. de Uranio 235, es equivalente a la energía que se puede obtener de la combustión de 2400 toneladas de carbón. Actualmente, existen aproximadamente 450 reactores nucleares en el mundo, que generan aproximadamente el 16% del total de la energía mundial generada.

En México, se han practicado estudios sobre yacimientos de Uranio en el Norte, Centro y Sur de México, los más conocidos son los de: Chihuahua (Plan de Guadalupe, Puerto del Ire y Sierra de Peña Blanca), Oaxaca (Telixtlahuaca) y Michoacán (La Piedad).

1.1.5 Carbón

El carbón es una roca negra que se extrae de las profundidades de la corteza terrestre, aunque a veces se puede encontrar en la superficie misma.

El carbón es un producto fosilizado de la descomposición de los bosques tropicales que crecieron en condiciones pantanosas. En estas zonas crecía una exuberante vegetación, que al morir se depositaba en las aguas. A raíz de los grandes movimientos geológicos que sufrió la Tierra a lo largo de la historia dichas zonas se sumergieron y emergieron varias veces, esto provoco que la vegetación se descompusiera parcialmente y finalmente se compactara. La gran cantidad de materiales biológicos depositados hizo que aumentara la presión. El conjunto secuencial de estos cambios se denomina carbonización lo cual, dependiendo de la duración de estos procesos dan origen a los diferentes tipos de carbón como la

Turba, Coque, Lignito, Hulla y Antracita, los cuales tienen una composición química diferente y poder calorífico variado.

El carbón como recurso energético es utilizado en la industria siderúrgica como coque, (el cual es obtenido mediante un proceso de destilación en el que se elimina la materia volátil del carbón, quedando de esta forma un carbón de muy buena calidad) en la industria metalúrgica, en los sistemas de calefacción central, en la producción de gas y otros combustibles sintéticos y en las centrales carboeléctricas. En este último caso se utiliza el carbón en su forma subbituminosa, también llamado de flama larga por la forma en que se realiza la combustión y el cual no puede ser transformado en coque.

Uno de los problemas de la utilización del carbón como combustible para la generación de energía eléctrica es que entre los productos de la combustión que se liberan a la atmósfera está el bióxido de carbono y el dióxido de azufre; este último es un contaminante bastante peligroso. Por ello, las termoeléctricas que trabajan con carbón, tienen filtros que evitan que estas sustancias salgan a la atmósfera.

Los principales consumidores de carbón en México son las industrias que fabrican acero y hierro, y un pequeño porcentaje se emplea para la generación de energía eléctrica. La existencia de carbón solo es suficiente para cubrir las necesidades de las carboeléctricas instaladas al norte de la República. Los yacimientos más importantes de carbón que existen en el país, se encuentran en los estados de Oaxaca, Sonora y Coahuila, particularmente en la cuenca de Sabinas.

1.1.6 Energía Eólica

La energía eólica surge en forma indirecta de la radiación solar, ya que las diferencias de temperatura y de presión que ocurren en la atmósfera por la absorción de dicha radiación originan los vientos, cuya energía cinética es aprovechable. Se estima que la energía contenida en los vientos es

aproximadamente del 2% del total de la energía solar que alcanza la Tierra. El contenido energético del viento depende de su velocidad. Cerca de la superficie terrestre, la velocidad es baja, pero aumenta rápidamente con la altura. Sopla con menos velocidad en las depresiones terrestres y con más velocidad sobre las colinas, no obstante, el viento sopla con más fuerza sobre el mar que en tierra. Es por esto, que las mejores localizaciones para las plantas eólicas se encuentren en el mar, sobre colinas, cercanas a la costa y con poca vegetación.

Para producir energía eléctrica a partir del viento se requiere un generador eólico. Se fundamenta en el mismo principio que los molinos de viento: consiste en una turbina eólica que convierte la energía cinética del viento en electricidad por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado, a través de una serie de engranajes (la transmisión) a un generador eléctrico y sólo es utilizable cuando el viento es suficientemente fuerte (más de 20 km./hora) y sopla con regularidad.

La energía eólica se cataloga como un recurso no contaminante, es inagotable y frena el agotamiento de combustibles fósiles contribuyendo a evitar el cambio climático, además es una de las fuentes más baratas, puede competir en rentabilidad con otras fuentes energéticas tradicionales como las centrales térmicas de carbón, las centrales de combustible e incluso con la energía nuclear, si se consideran los costos de reparar los daños medioambientales. Sin embargo, el aire al ser un fluido de pequeño peso específico, implica la fabricación de máquinas grandes y en consecuencia de muy alto costo, Su altura puede ser excesiva, en tanto que el tamaño de sus aspas puede alcanzar hasta veinte metros, lo cual encarece su producción.

Actualmente existen alrededor de 30000 plantas eólicas repartidas en todo el mundo lo cual representa un potencia instalada de 7700 MW aproximadamente. En México se cuenta con la central eólica de la Ventosa en Oaxaca, operada por CFE, con una capacidad instalada de 1.5 MW y una capacidad adicional en

aerogeneradores y aerobombas, según el Balance nacional de energía de 1997, de alrededor de 2.4 MW.

1.2 Generación de Energía Eléctrica

La energía eléctrica es producida en las centrales generadoras de energía eléctrica. Por central generadora, se entiende como el conjunto de elementos (organismos, sistema) destinado a convertir en energía eléctrica parte de la energía potencial (o prima) que contienen los recursos energéticos, concepto que puede incluir a diferentes sistemas eléctricos y mecánicos menores como los diferentes medios de transporte que internamente también cuentan con sus propias centrales.

En este caso en particular, las diferentes centrales generadoras de energía eléctrica se denominan genéricamente centrales eléctricas. En ellas se produce la energía eléctrica necesaria para satisfacer las necesidades de consumo de este tipo de energía por parte de la sociedad, que a lo largo del tiempo se ha ido incrementando de forma considerable la demanda de este servicio.

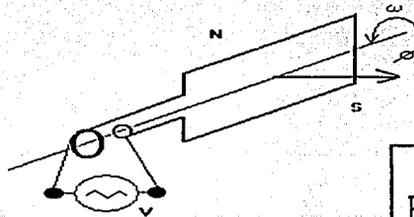
Las centrales generadoras generalmente se encuentran ubicadas cerca de las fuentes naturales de energía, aprovechando la energía de los ríos, yacimientos de hidrocarburos y geotérmicos, etc., además de que algunas de ellas se localizan cerca de los grandes centros de consumo como las grandes zonas urbanas. La energía eléctrica es generada en el instante mismo de su demanda, ya que no existe aun la tecnología adecuada para lograr el almacenamiento de la energía eléctrica.

La energía eléctrica se produce por medio de máquinas electromagnéticas denominadas generadores eléctricos, llamados también alternadores ya que generan corriente alterna. Su principio de funcionamiento se basa en una espira sometida a un campo magnético, la cual se hace girar mediante la acción de una fuente de energía externa. Cuando la espira gira, el campo magnético varía en

función del tiempo produciéndose de esta forma una fuerza electromotriz (fem) o voltaje inducido. Dicho voltaje inducido se puede expresar matemáticamente de la siguiente forma: $V = \Delta\phi / \Delta t$

donde: $V = \text{Fem inducida}$

$\Delta\phi = \text{Cambio en el flujo magnético que ocurre durante un intervalo de tiempo } \Delta t.$



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1.1
Esquema simple de un Generador de Corriente Alterna

En una central eléctrica, las espiras del generador eléctrico son accionadas por el movimiento de una turbina, la que a su vez es puesta en marcha por las fuentes de energía primaria.

Las centrales eléctricas se pueden clasificar de diferentes maneras:

- Conforme a la función dentro del Sistema Eléctrico
- Conforme al tipo de corriente utilizada
- Conforme a la energía primaria que se procesa

Conforme a la función de la central éstas pueden ser de cuatro tipos; *Primaria o de Base, Secundaria y Auxiliar*. Las Centrales Generadoras *Primarias* son aquellas que cubren las demandas de carga que son continuas y constantes a lo largo del año. Las centrales *Secundarias* cubren principalmente las variaciones de carga

ocurridas durante las horas de mayor demanda. Las centrales *Auxiliares* solo se utilizan para la prestación de ciertos servicios de uso particular tales como alumbrado, energía para maquinaria, válvulas, bombas, etc.

Conforme a la clase de corriente empleada, las centrales pueden ser de tres tipos: *directa, alterna y conversión*. Las centrales de *corriente directa* actualmente no están totalmente desarrolladas, debido fundamentalmente a su alto costo en su elevación de tensión y posterior transmisión, por lo que su uso se limita a aplicaciones específicas. Las centrales de *corriente alterna* constituyen el sistema de generación más utilizado debido a que su manipulación es relativamente sencilla y su transmisión y distribución resultan más económicas que las centrales de corriente directa. Las centrales de *conversión* son básicamente sistemas de rectificación en los cuales la corriente alterna que llega a ellas es convertida a corriente directa que posteriormente se utiliza en aplicaciones específicas como por ejemplo la red del metro.

Finalmente conforme a la energía prima que se procesa, pueden ser de tres tipos principales *Hidroeléctricas, Termoeléctricas y Nucleoeléctricas*. Las centrales *Hidroeléctricas* son aquellas que aprovechan la energía hidráulica de los ríos o los mares. Las centrales *Termoeléctricas* son aquellas que utilizan principalmente vapor, gas u otro energético similar para la generación de energía eléctrica. Las centrales *Nucleoeléctricas* son aquellas que aprovechan la fisión o la fusión nuclear para la generación de energía eléctrica.

En resumen, se muestra una tabla con la clasificación de las centrales eléctricas antes mencionadas:

Por la función dentro del sistema eléctrico	1.- Primaria o de Base 2.- Secundaria 3.- Auxiliar
Por el tipo de corriente empleada	1.- De Corriente Directa 2.- De Corriente Alterna 3.- De Conversión
Por la energía primaria procesada	1.- Hidráulicas 2.- Termoeléctricas 3.- Nucleoeléctricas

Tabla 1.3

Clasificación de las centrales eléctricas

1.2.1 Centrales Termoeléctricas

Una Central Termoeléctrica es una instalación en donde se obtiene energía eléctrica a partir de vapor de agua a alta presión y temperatura, obtenido por la combustión de un combustible que puede encontrarse en estado sólido (carbón mineral), líquido (combustóleo y gasóleo obtenidos por refinación del petróleo crudo), y gaseoso (gas natural). El vapor de agua es convertido en energía mecánica de rotación en una turbina y posteriormente es transformado en energía cinética que acciona el eje del generador convirtiéndose en energía eléctrica a través de la acción conjunta de los campos eléctrico y magnético del propio generador.

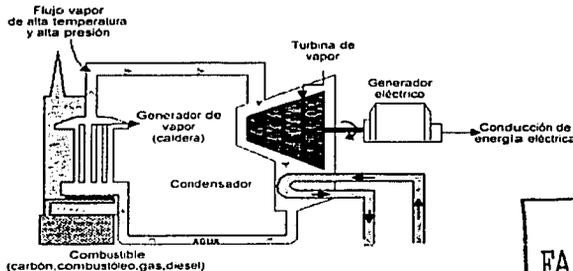


Figura 1.2

Diagrama de una central termoeléctrica

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El funcionamiento de todas las centrales termoeléctricas es prácticamente el mismo. Las únicas diferencias consisten en el distinto tratamiento previo que sufre el combustible antes de ser inyectado en la caldera y en el diseño de los quemadores de la misma, que varían según el tipo de combustible empleado. Es por eso que en el proceso termoeléctrico además de la utilización del vapor existen dos diferentes tecnologías utilizadas para hacer funcionar los generadores eléctricos las cuales son:

- Turbogas
- Combustión Interna

Un tercer tipo de central termoeléctrica utiliza una combinación de las tecnologías de turbogas y vapor para la generación de energía eléctrica, denominada:

- Ciclo combinado

1.2.1.1 Turbogas

El estudio de los motores térmicos ha logrado el desarrollo de turbinas que aprovechan directamente la energía producto de la combustión y que es expandida de forma similar al propio vapor utilizado en las turbinas convencionales. La turbina a gas es un mecanismo de transformación de energía, en donde se utiliza la energía cinética de algún fluido para la realización de trabajo mecánico, siendo un dispositivo cíclico generador de potencia mediante sistemas de aspas que son empujadas por dicho fluido. El fluido de trabajo a utilizar en este caso será un gas. Los gases que alimentan a la turbina provienen de un generador rotativo de gas, que es alimentado por un generador alternativo.

El principio de funcionamiento de una turbina de gas es muy similar al de una turbina de vapor, la diferencia radica en que se utiliza un gas como fluido motor, o bien, los productos resultantes de la combustión.

Existen fundamentalmente dos tipos de turbinas de gas:

1.) A presión constante: La combustión se realiza en forma continua en una cámara en la cual el aire y el combustible se encuentran bajo presión.

2.) A volumen constante: La combustión se da en forma esporádica y la presión en la cámara de combustión varía de un mínimo a un máximo.

Por lo general las turbinas de gas operan como un sistema abierto. En este sistema el aire atmosférico entra de manera continua a un compresor, en donde se comprime hasta alcanzar una presión alta. A continuación, el aire se introduce en la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible, obteniéndose de esta forma los productos de la combustión a elevada temperatura. Dichos productos se expanden en la turbina y a continuación se descargan al ambiente. Con los gases de combustión se produce el movimiento de la turbina acoplada al generador eléctrico, a su vez, parte de la potencia desarrollada en la turbina se utiliza en el compresor. El gas que sale de la turbina pasa por un intercambiador de calor donde se enfría para volver a entrar en el compresor.

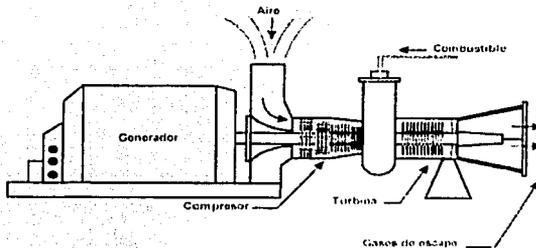


Figura 1.3
Esquema general de una turbina de gas

Algunas de las ventajas de la utilización de las turbinas de gas en las centrales eléctricas consisten en que son favorables para la absorción de las cargas pico ya que su capacidad de generación es casi inmediata y puede llegar a suministrar plena carga en tiempos muy cortos. Además, ofrece una gran versatilidad en el uso de combustibles, ya que funciona con derivados del petróleo, petróleos destilados, gas natural o subproductos gaseosos. La construcción de las centrales de turbogas resulta una alternativa más efectiva para la generación de energía eléctrica en zonas en donde el agua es escasa, ya que en estos lugares la instalación de centrales de vapor sería impráctico.

A pesar de las ventajas que ofrece este tipo de plantas, su capacidad en la producción de energía eléctrica es baja en comparación con otras centrales y el consumo específico de combustible es mayor al de otros sistemas para el mismo volumen de producción de energía eléctrica.

1.2.1.2 Combustión interna

Las centrales de combustión interna funcionan con base en un motor de combustión interna que produce un movimiento, dicho motor realiza una combustión en el

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

mismo, aprovechando la expansión de los gases producidos por la combustión del diesel u otro combustible mezclado, para obtener la energía mecánica, que es transformada en energía eléctrica en el generador.

El motor de combustión interna convierte en su interior la energía química de un combustible en energía térmica proporcionando finalmente energía mecánica. Su funcionamiento consiste procesar una mezcla combustible comburente que se encuentra en una cámara de combustión, la cual se encuentra en contacto directo con un cilindro el cual tiene acoplado un pistón. La mezcla de combustible es encendida con el fin de aumentar su temperatura y la presión ejercida sobre las paredes del cilindro, de esta forma los gases formados a partir de la combustión se expanden provocando el desplazamiento del pistón. Dicho desplazamiento es transferido a un cigüeñal produciéndose un movimiento rotatorio que es utilizado para poner en funcionamiento un generador eléctrico.

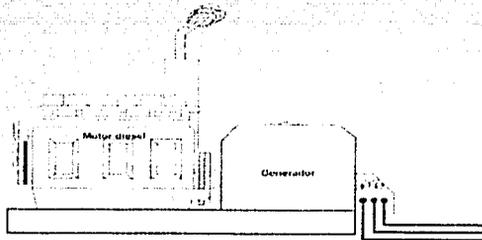


Figura 1.4
Central de combustión interna

Las centrales de combustión interna, utilizan generalmente como elemento comburente el aire el cual esta formado por una mezcla de gases: 21% de oxígeno, 78% nitrógeno y 1% de otros gases, siendo el oxígeno el más importante para la combustión, incluso se podría utilizar oxígeno puro como comburente pero resultaría más costoso que la utilización del aire atmosférico. Los combustibles más utilizados

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

actualmente son productos derivados del petróleo, siendo comercialmente los más usados la gasolina, combustóleo y diesel. El combustible a emplear es un factor importante para determinar el tipo de planta a utilizar, según su costo. Actualmente existen máquinas **duales** que pueden quemar indistintamente gas o gasolina o bien gas o diesel, requiriéndose muy pocos cambios para pasar de una alimentación a otra.

Este tipo de centrales permiten la generación de energía eléctrica en forma descentralizada e independiente de una red, lo que es de particular importancia en lugares aislados o redes eléctricas débiles. Otra ventaja de estas plantas de generación es su corto tiempo de instalación, el que puede fluctuar entre 12 y 16 meses dependiendo del tamaño de la instalación, además de su aplicación en unidades generadoras portátiles que pueden cambiarse de un lugar a otro en el que se necesite potencia eléctrica temporalmente, o incluso en unidades de reserva que pueden ponerse en funcionamiento cuando exista una falla en la estación central y la interrupción se traduzca en pérdidas financieras o peligro. También permiten el aprovechamiento del calor que generan los motores de combustión interna convirtiéndolas en atractivas fuentes de energía combinada de electricidad y calor en forma de agua caliente o vapor a baja presión.

1.2.1.3 Centrales de Ciclo Combinado

Las Centrales de Ciclo Combinado son aquellas en las que se utiliza un gas para accionar directamente una turbina de alta velocidad, sin pasar previamente por un circuito de vapor, el cual acciona a un generador. Los gases de salida de esta turbina, contienen la energía y temperatura suficiente para poner en funcionamiento una turbina convencional de vapor que a su vez impulsa a un segundo generador.

Este tipo de centrales está formado principalmente por una turbina a gas conectada a un generador, una chimenea recuperadora de calor y una turbina a vapor con su respectivo generador, conformando el sistema de generación de electricidad.

El proceso de generación de energía inicia con la aspiración de aire de la atmósfera, el cual es guiado al compresor de una turbina de gas a través de un filtro. De esta forma, el aire es comprimido y combinado con el gas natural en una cámara donde se realiza la combustión. Como resultado se produce un flujo de gases a alta temperatura que se expanden haciendo girar la turbina a gas. El generador acoplado a la Turbina a Gas transforma la energía mecánica de ésta en energía eléctrica. Los gases de salida de la turbina de gas son enviados a una chimenea recuperadora de calor, en la cual se extrae la mayor parte del calor proporcionado por los gases de salida y posteriormente accionan a la turbina de vapor y posteriormente al segundo generador, resultando finalmente la producción de energía eléctrica.

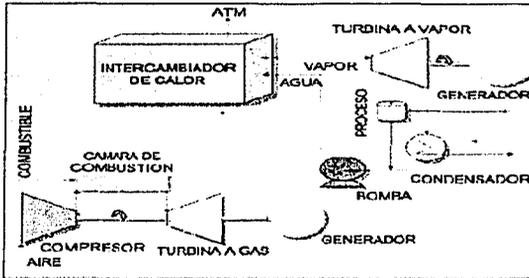


Figura 1.5
Diagrama de una central de Ciclo combinado

Al poseer dos diferentes ciclos, este tipo de centrales trabajan con un rango de potencia más variable que las centrales que trabajan con un solo ciclo, que por diferentes razones operan en rangos reducidos de potencia; además la independencia que tienen ambos ciclos, permite que la central opere de manera más continua ya que la falla de alguno de los ciclos no impide el funcionamiento del otro. Por otra parte, las centrales de ciclo combinado poseen importantes ventajas para el medio ambiente en comparación con las termoeléctricas a base de

combustión o las carboeléctricas ya que en ellas se disminuye considerablemente la emisión de gases contaminantes, además de que consume un tercio menos de agua, porque ésta solo es necesaria para el ciclo de vapor.

1.2.1.4 Centrales Carboeléctricas

Las centrales carboeléctricas convierten la energía química del carbón en energía eléctrica bajo el mismo principio de transformación de la energía que contiene un combustible a una energía de trabajo. Para tal efecto, las centrales carboeléctricas queman carbón pulverizado en una caldera, convirtiendo de esta manera la energía química en energía térmica (calor). El calor liberado en la caldera por la combustión es transferido al agua de alimentación, la cual, por efecto del calor, se convierte en vapor. El vapor generado en la caldera a altas condiciones de presión y de temperatura es dirigido a la turbina, donde se convierte su energía térmica en energía mecánica de rotación del eje. Ésta energía mecánica de rotación es convertida a energía eléctrica en el generador eléctrico, el cual está acoplado directamente al eje de la turbina.

El carbón es transportado desde las zonas de explotación hasta la central, se descarga y procede a almacenarse en el patio de acopio. Del patio de acopio, el carbón se hace pasar a través de separadores electromagnéticos con el objeto de remover cualquier material que pueda causar algún daño en los equipos. Posteriormente, el carbón es transportado hasta las unidades de molienda, triturado y pulverización. El carbón pulverizado se prepara y se suministra adecuadamente mezclado con aire precalentado. Esta mezcla pasa a los quemadores, donde se enciende el carbón para calentar el agua contenida en las calderas. Posteriormente ésta energía térmica es transformada en energía mecánica y finalmente en energía eléctrica de manera similar a las centrales termoeléctricas convencionales.

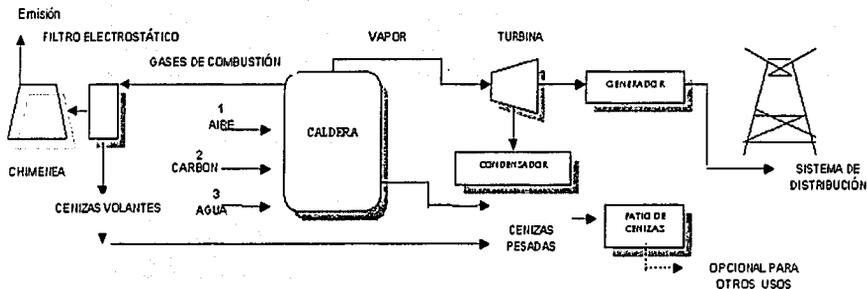


Figura 1.6
Diagrama de una Central Carboeléctrica

Este tipo de centrales representan una fuente importante de contaminación debido a la gran cantidad de partículas y cenizas producidas en la combustión y que son emanadas al ambiente por medio de la chimenea y que son dispersadas por el viento, además de la generación de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, dióxido de carbono y otros compuestos tóxicos que se concentran en la atmósfera.

Actualmente las centrales generadoras de electricidad a base de carbón representan el 6.44% de la capacidad efectiva instalada en la producción nacional de este tipo de energía.

1.2.2 Centrales Geotérmicas

Las Centrales Geotérmicas son aquellas que utilizan la energía almacenada bajo la superficie de la tierra en forma de calor. Éste tipo de centrales operan de forma similar a las termoeléctricas convencionales, la diferencia es que en lugar de utilizar una caldera, se utilizan la energía suministrada por el calor de los yacimientos geotérmicos, en lugar de utilizar algún hidrocarburo u otro combustible.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Al conocer la existencia de un yacimiento geotérmico aprovechable por medio de perforaciones a grandes profundidades, se realizan análisis térmicos y químicos con la finalidad de comprobar que el vapor tenga niveles de temperatura y salinidad comercialmente explotables. Para aprovechar la energía geotérmica, el vapor que emana del yacimiento es explotado y conducido por medio de tubos aislados hacia la central geotérmica en donde inicialmente pasa por un separador en el cual, se extraen las sustancias que no son aprovechables como los líquidos de condensación y la salmuera, los cuales son reenviados al yacimiento con la finalidad de que éste no se agote. El vapor extraído por medio de los separadores se introduce después a una turbina en la cual se expande y mediante su rotación mueve un generador, produciendo de esta forma la energía eléctrica. En algunas centrales, el vapor utilizado es devuelto a la atmósfera directamente, mientras que en otras es condensado y enfriado en torres de enfriamiento para convertirlo en estado líquido, el cual será canalizado hacia el yacimiento en donde será calentado nuevamente en forma natural.

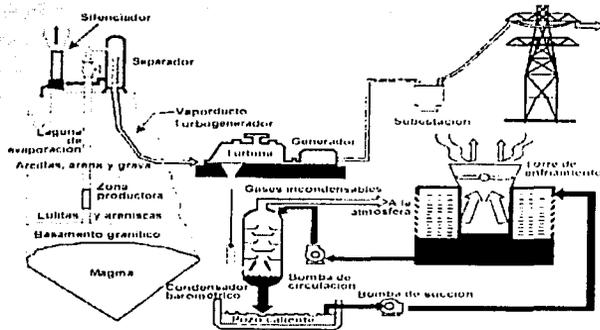


Figura 1.7

Diagrama de una central Geotérmica

Éstas centrales pueden ser utilizadas las 24 horas del día, ya que no le afectan los cambios climatológicos u otros fenómenos naturales. A diferencia de las plantas termoeléctricas convencionales, no se requiere conducir el combustible de lugares lejanos hacia la central, ya que éste se encuentra en el mismo lugar donde está instalada la planta, de esta forma los costos se mantienen y no están sujetos a cambios por el precio de los combustibles. Las centrales geotérmicas requieren poco espacio en comparación con el que se necesita para las centrales hidroeléctricas o termoeléctricas. Las descargas gaseosas de las plantas geotérmicas están en el orden de un 5 al 8% en comparación con la gran cantidad de gases emitidos por las plantas termoeléctricas convencionales, por lo que la contribución a la contaminación de la atmósfera es mucho menor que en éstas.

A pesar de las ventajas que poseen este tipo de centrales, en los últimos años en México se ha favorecido la construcción e instalación de las centrales termoeléctricas debido a la dispersión geográfica de los yacimientos geotérmicos, lo que hace prácticamente imposible el reemplazo de la utilización masiva de los combustibles fósiles por la energía geotérmica. Actualmente las centrales geotérmicas representan el 2.09% de la capacidad total de generación de nuestro país.

1.2.3 Centrales Nucleoeléctricas

Las centrales nucleoeléctricas utilizan el mismo principio de funcionamiento que las centrales térmicas, es decir, se genera calor que es aprovechado para producir vapor de agua a presión y temperatura elevadas, el cual se envía a una turbina de vapor con la finalidad de accionar mecánicamente al generador eléctrico obteniéndose finalmente la energía eléctrica. En las centrales termoeléctricas convencionales el calor es producido mediante la combustión de carbón o hidrocarburos en un generador de vapor o caldera, en tanto que en las centrales

nucleoeléctricas el calor proviene de la fisión de los núcleos de Uranio dentro de un reactor nuclear.

El reactor nuclear es un dispositivo que se utiliza para producir, mantener y controlar la reacción en cadena, desprendiendo el calor paulatinamente y no en forma explosiva. Un reactor nuclear está conformado de tres elementos principales : el combustible, el moderador y el refrigerante.

El elemento combustible es un material fisionable que es necesario para entregar neutrones que mantienen la reacción en cadena. El combustible utilizado en este tipo de centrales es el Uranio natural o enriquecido. Éste se coloca en el reactor en forma de óxido de Uranio (UO_2) en pequeños cilindros que se encuentran dentro de tubos metálicos que sirven como encamisado.

El moderador es un material esparcido con el combustible que sirve para reducir la velocidad de los neutrones que son expelidos durante la fisión nuclear aumentando la probabilidad de provocar nuevas fisiones, de manera que los neutrones rápidos se conviertan en neutrones térmicos (lentos) utilizados para la fisión del Uranio 235. Los moderadores más utilizados son el grafito, el agua natural y el agua pesada ya que son sustancias que poseen una baja absorción de neutrones, tienen un peso atómico reducido y una gran respuesta a la radiación.

El refrigerante es el medio termodinámico que transmite o remueve el calor que se libera en el combustible por la reacción en cadena producida. Éste medio puede ser algún fluido que se pone en circulación por medio de la acción de una bomba o un ventilador, circulando alrededor de las barras de combustible y generando el vapor necesario para impulsar la turbina del generador. Dependiendo del tipo de combustible utilizado en los reactores, las sustancias refrigerantes más comunes son el agua ligera, el anhídrido carbónico, el agua pesada y el sodio.

Además de la versatilidad en la combinación de diferentes tipos de combustibles, refrigerantes y moderadores existen diferentes tipos de reactores. Los dos principales son el reactor de agua a presión (PWR) y el reactor de agua en ebullición (BWR).

El reactor de agua a presión utiliza agua como refrigerante y moderador al mismo tiempo. Ésta circula por medio de bombas centrífugas al núcleo del reactor en donde se eleva su temperatura, saliendo a presión para evitar la ebullición y entrar de esta forma al intercambiador de calor donde se genera el vapor que se utilizará en la turbina.

El reactor de agua en ebullición dispone de un solo circuito en el cual el agua ebulliciona directamente en el núcleo del reactor y el vapor generado pasa directamente a poner en funcionamiento la turbina y posteriormente el generador.



Figura 1.8
Diagrama de dos centrales nucleoelectricas

Las centrales nucleoelectricas resultan una de las más rentables en cuanto a generación de energía eléctrica, ya que es muy poca la cantidad de combustible que se necesita para su funcionamiento porque el uranio enriquecido posee un elevado contenido energético. En comparación, en una central termoeléctrica de 1000 MW de capacidad, el consumo medio de combustible por KWh sería de 230 gr.; en una central carboeléctrica el consumo medio de carbón por KWh sería de 380 gr.;

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

mientras que una central nucleoelectrica solo requeriría 4.12 mg. de Uranio para generar la misma energía. (Fuente: Nucleonor)

En México solo existe una central nucleoelectrica ubicada en la costa del Golfo de México, en el municipio de Alto Lucero, estado de Veracruz. Ésta central llamada Laguna Verde se encuentra integrada por dos unidades, cada una con una capacidad de 682.44 MWe (Mega Watts eléctricos) con reactores de tipo Agua en ebullición (BWR-5).

1.2.4 Centrales Eólicas

Las centrales eólicas son instalaciones en donde la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica de rotación. Para lograr esto se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples aspas, orientadas en la dirección del viento. Las aspas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad.

Para aprovechar la energía del viento, este debe llevar una velocidad entre 5 y 25 m/s, ya que con velocidades inferiores a 5 m/s, no existe la suficiente energía para ser aprovechada en la generación de energía eléctrica, y a velocidades mayores de 25 m/s las aspas del rotor se detienen su giro como medida de protección para evitar daños al generador. Los aerogeneradores de Energía Eólica pueden variar desde 1 metro a 100 metros de diámetro y su potencia puede ser desde 1KW hasta varios MW. Del total de la energía cinética del viento solo el 59% es posible convertirla en energía mecánica de las aspas, en el caso más óptimo.

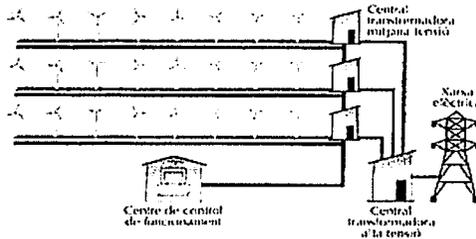


Figura 1.9

Diagrama de una central Eoloelectrica

Además de que este tipo de centrales evitan el uso de combustibles fósiles, y está exento de problemas de contaminación ambiental, no incide significativamente sobre las características del suelo y resulta más económico su instalación y mantenimiento en comparación con otras centrales.

En México existen dos centrales eólicas, ubicadas en la Venta, Oaxaca, y otra en el estado de Baja California Sur y representa el 0.01% de la capacidad total instalada de generación de nuestro país.

1.2.5 Centrales Hidroeléctricas.

Las centrales hidroeléctricas aprovechan la energía potencial del agua como fuente primaria para generar electricidad. El principio de operación consiste en aprovechar la diferencia de altura manométrica del agua que provoca suficiente velocidad en ella como para que pueda mover las aspas de una turbina y hacerla girar para producir energía mecánica. Acoplado a la flecha de la turbina se encuentra conectado un generador que finalmente convierte la energía mecánica en eléctrica.

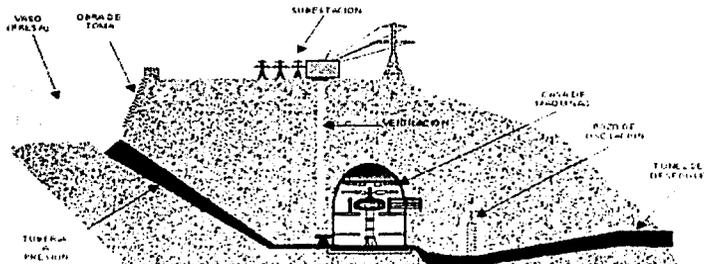


Figura 1.10
Diagrama de una Central Hidroeléctrica

Por lo general este tipo de centrales esta condicionado a la configuración y a las características propias del lugar en las que se encuentra el caudal de agua que será aprovechado como recurso energético, por ello, estas construcciones se encuentran alejadas de las zonas importantes de consumo.

Debido a la gran variedad de lugares en donde se encuentran los recursos hidráulicos aprovechables, no es posible establecer una estandarización en sus instalaciones, teniendo así diversos diseños, métodos constructivos, tamaños y costos de inversión.

Las centrales hidroeléctricas se pueden clasificar de acuerdo con dos diferentes criterios fundamentales:

1.) Por su tipo de embalse: En las que el agua llega convenientemente regulada, desde un lago o pantano conocidos como embalses, obtenidos mediante la construcción de presas. Un embalse puede almacenar los caudales de los ríos llegando a tener altos niveles de captación de agua. Dependiendo de la demanda, el agua embalsada es conducida por medio de conductos o canales hacia las turbinas.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Este tipo de centrales a su vez se subdividen en centrales de regulación y las centrales de bombeo. Las centrales de regulación son aquellas que tienen la posibilidad de acumular grandes volúmenes de agua durante ciertos periodos en los que el caudal del afluente del embalse es alto. Al poder embalsar agua durante determinados espacios de tiempo, pueden prestar servicio cuando los caudales sean bajos, regulándose de manera conveniente para la generación. Las centrales de bombeo son aquellas que acumulan caudales mediante un sistema de bombeo, comparable a acumuladores de energía potencial.

2.) Por la altura de la caída del agua. (Agua fluente). Son aquellas centrales que se construyen en los lugares precisos en los que la energía hidráulica se utiliza en el instante que se dispone de ella para accionar las turbinas hidráulicas. Este tipo de centrales prácticamente no cuenta con reserva de agua oscilando de esta forma el caudal del afluente de acuerdo a las estaciones del año, esto es en la temporada en que se presentan niveles pluviales altos (aguas altas) generan a sus máximas potencias, sin utilizar el agua excedente; durante el tiempo seco (aguas bajas), la potencia generada disminuye considerablemente en función del caudal, llegando incluso a ser casi nula en algunos ríos.

Estas centrales suelen construirse formando una presa sobre el cauce de los ríos con el fin de tener un desnivel constante en la corriente de agua. De esta forma las centrales de agua fluente pueden clasificarse de acuerdo a la altura del salto de agua existente o desnivel en centrales de alta presión, media presión y baja presión.

Este tipo de centrales son las más rentables en comparación con otros tipos, pues si bien su inversión inicial y los costos de construcción son elevados e implican el aporte de grandes sumas de dinero, una vez que son puestas en funcionamiento, los gastos de operación, explotación y mantenimiento son relativamente bajos, siempre y cuando los niveles pluviales medios anuales sean favorables. A pesar de que no resultan competitivas en regiones donde la explotación y utilización del carbón o el petróleo como combustibles resulta más viable económicamente, las

centrales hidroeléctricas siguen siendo una opción importante en la generación de energía eléctrica, ya que en ellas se aprovecha un recurso energético renovable y de bajo impacto ambiental.

1.3 Estado actual de la Generación Eléctrica en México

Desde mediados del siglo XX, la generación de electricidad ha crecido de forma acelerada, lo cual permitió aumentar la cobertura del servicio del 44 a más de 90 por ciento de la población, sin embargo, la demanda de electricidad se ha visto incrementada desde 1995 a mayor velocidad que la capacidad de generación. Para proporcionar el servicio de energía eléctrica en gran escala se requieren de cinco actividades principales: generación, despacho, transmisión, distribución y comercialización. Por disposición oficial la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y de Luz y Fuerza del Centro (LFC) se encargan de generar la energía eléctrica siempre y cuando tengan por objeto la prestación del servicio público. La CFE proporciona el servicio público de energía eléctrica en todo el territorio nacional, con excepción del Distrito Federal y parte de los estados de México, Morelos, Hidalgo y Puebla, los cuales son lugares cubiertos por LFC. Actualmente entre ambos organismos públicos se atiende a más de 25 millones de usuarios.

La capacidad actual de generación de energía eléctrica del sector en su conjunto es aproximadamente de 43500 MW, de los cuales, el 83.2% corresponde a CFE, 2.0% a LFC, 4.2% a Petróleos Mexicanos, 5.6% a productores externos de energía eléctrica, y 5.0% de cogeneración y autoabastecimiento.

	MW	%
CFE	36,238	83.2
LFC	827	2.0
PEMEX	1,822	4.2
PIE	2,446	5.6
AUTOABASTECIMIENTO Y/O COGENERACIÓN	2,201	5.0
TOTAL(%)	43,534	100.0

Tabla 1.4
Capacidad de Generación eléctrica instalada en México en el año 2002
Fuente: Secretaría de Energía (SENER)

Por ser el organismo que cuenta con mayor parte de capacidad de generación de energía eléctrica en México y que es capaz de cubrir la demanda en un mayor porcentaje del territorio nacional, se considera que la capacidad de generación con la que cuenta la C.F.E. constituye el parámetro más representativo para estimar el nivel de generación del país. En este caso la C.F.E. cuenta con una capacidad total de generación de 40,349.94 MW, que incluye 8 centrales de productores externos de energía con una capacidad total de 4,111.94 MW. Los cuales están repartidas de la siguiente manera: 9,378.82 MW corresponden a centrales hidroeléctricas, 26,161.16 MW corresponden a centrales termoeléctricas que utilizan hidrocarburos, 2,600 MW corresponden a centrales carboeléctricas, 842.90 MW a corresponden a centrales geotérmicas, 1,364.88 MW corresponden a la central nucleoelectrica y 2.18 MW a las centrales eoloelectricas².

² Generación 2002, Comisión Federal de Electricidad (CFE)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

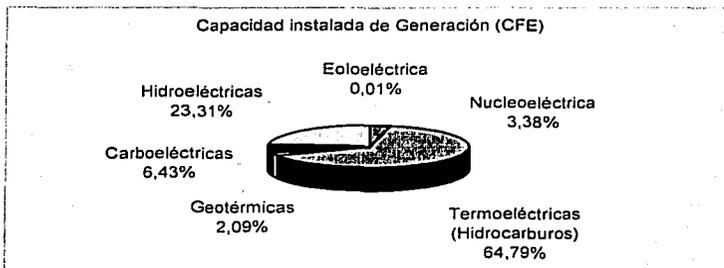


Figura 1.11

Capacidad de Generación instalada

Para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica a lo largo del tiempo, la capacidad de generación ha tenido que ir aumentando en proporción de ésta, con la finalidad de cubrir los requerimientos de energía eléctrica en todos los sectores de nuestro país. A continuación se muestra una tabla que describe el incremento en cuanto a capacidad de generación instalada en los últimos años.

Año	Capacidad (MW)	Generación (TWh)
1995	32166	140.182
1996	33920	149.97
1997	33944	159.83
1998	34384	168.98
1999	34839	179.07
2000	35869	191.20
2002	40350	198.88

Tabla 1.5

Crecimiento anual de la capacidad de generación

Fuente: CFE-Generación 2002

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

A continuación se muestra la distribución de las principales centrales eléctricas con las que cuenta el país.



Figura 1.12
Centrales Generadoras CFE
Fuente: CFE – Subdirección de Generación

En los últimos años se ha establecido como prioridad para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, el uso de centrales termoeléctricas, principalmente las de ciclo combinado con turbinas de gas, debido a que cuentan con una mayor eficiencia en comparación con otras centrales.

Como ejemplo del crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en el año 1937 (fundación de C.F.E.) la Comisión Federal de Electricidad tuvo una generación total

de 2.5 TWh con una capacidad instalada de 629 MW, cuando la población del país era de 18.7 millones de habitantes. En 1997, la C.F.E. generó 159.83 TWh, representando el 93% de la demanda total nacional, con una capacidad instalada de 33,944 MW con una población estimada de 95 millones de habitantes, en otras palabras, en un periodo de 60 años, la demanda eléctrica se vio incrementada casi 70 veces, representando un incremento promedio de 7.3% anual. Así mismo, el consumo promedio de energía eléctrica por habitante pasó de 133 a 1800 KWh / habitante al año, lo que representó un crecimiento de más de 13 veces.

Con el fin de cubrir la tendencia de crecimiento en la demanda, se ha planteado que durante los próximos siete años es necesario agregar la capacidad del sector eléctrico en alrededor de 32,000 MW, además de modernizar los sistemas de transmisión y distribución con la finalidad de obtener los niveles internacionales en calidad y eficiencia del servicio, lo que implicaría una fuerte inversión de capital. Se estima que solo se invertirá para incrementar la capacidad en 1,700 MW, con lo cual solo se va a responder al crecimiento de la demanda dejando de lado la modernización del sistema eléctrico. En este particular hoy en día el 44% de las unidades de generación cuenta con más de 30 años de vida activa, se estima que para el año 2010 esa proporción se acercará a 70%.³

Para lograr el crecimiento del sector eléctrico, el gobierno ha propuesto ampliar la participación de la iniciativa privada con la finalidad de impulsar nuevas inversiones que permitan un mejor desarrollo en el sector energético. No obstante, la experiencia de otros países indica que la inversión privada no siempre es la respuesta para lograr una mayor eficiencia y garantizar el servicio. La alternativa entonces sería establecer una buena regulación y normatividad, además de fomentar la investigación e implantación de tecnologías que ayuden mejorar el servicio y a explotar de forma adecuada los recursos energéticos del país, con ello se lograría un desarrollo adecuado y equilibrado entre la industria y el hombre.

³ Industria Eléctrica Mexicana, Secretaría de Energía (SENER)

CAPÍTULO 2

DESPACHO ECONÓMICO

2.1 Introducción al Despacho Económico

La energía eléctrica generada en las centrales eléctricas proviene de la utilización de las fuentes primarias de energía que por medio de un proceso son convertidas en energía mecánica, la cual pone en operación los generadores eléctricos que, bajo el principio de conversión de energía electromecánica, producen finalmente este tipo de energía que es fundamental y necesaria para el funcionamiento y desarrollo del país.

Conociendo la importancia que tiene el aprovechamiento de los recursos energéticos naturales con los que cuenta el país, ha sido siempre una prioridad el formular métodos que hagan más eficiente el aprovechamiento de dichos recursos haciendo más óptimo su explotación y su utilización.

Durante los últimos años se han propuesto varias soluciones al problema de Despacho Económico en un Sistema Eléctrico de Potencia, ya que es importante obtener la operación más económica de las centrales generadoras de energía eléctrica que se refleja en capital invertido para este fin. Para ello, es necesario conocer la cantidad de potencia que se debe suministrar a cada generador para satisfacer la demanda de energía eléctrica requerida por los consumidores. Al hacer más eficiente la utilización de los recursos y la operación de las centrales eléctricas se minimizan los costos de generación, reduciéndose de igual forma el costo del kilowatt-hora a los consumidores, así como los costos de operación y mantenimiento para la compañía que suministra la energía.

2.1.1 Concepto de Despacho Económico.

La operación óptima de un Sistema Eléctrico de Potencia para condiciones de carga específicas está basada en el cálculo de la cantidad de energía suministrada por cada una de las centrales generadoras y por consiguiente, la aportación de energía de cada una de las unidades que se encuentran dentro de las mismas centrales eléctricas. *La forma de asignar la generación más económica a cada una de las unidades que están suministrando la energía, de tal forma que el consumo de los recursos energéticos y el costo de generación sea el menor posible*, representa la incógnita a resolver en el estudio de Despacho Económico. Las *unidades generadoras* se definen como el grupo de elementos que conforman el sistema de conversión de energía primaria en energía eléctrica.

El Despacho Económico en su forma más simple consiste en conocer la forma más óptima de asignación de unidades que en operación consumen menos recursos energéticos para producir un aumento determinado de potencia. Para esto se deben respetar las restricciones operativas de las centrales eléctricas y de operación de la red eléctrica, tales como: la rapidez para tomar carga en la caldera, turbina y el generador, los límites de generación, límites de transmisión, calidad del servicio, la reserva rodante, los tipos de combustible, etc. Para todo esto existen diversas normas operativas que regulan y detallan el comportamiento del sistema de generación eléctrica.

A través del tiempo se han propuesto distintas formas de solucionar el problema de Despacho Económico, una de las cuales es la siguiente:

Atender primeramente las unidades con mayor eficiencia y a medida que la demanda se incrementa se van suministrando el resto de las unidades con base en su mayor eficiencia, esto es, al producirse un incremento en carga, la energía debe suministrarse desde la central de mayor eficiencia hasta llegar a su punto de rendimiento máximo, al continuar el aumento de carga se pone en operación la

central con la segunda mejor eficiencia hasta alcanzar su propio rendimiento máximo y así sucesivamente hasta cubrir en su totalidad la demanda requerida.

Una solución del problema debe considerar tres características principales: las del sistema eléctrico de potencia, las técnicas de optimización y el algoritmo computacional. Cada una de ellas debe interactuar entre sí, en busca de un estado de operación que represente el punto más factible para el sistema. Dicho punto se refiere a los costos de generación. Por ello, el planteamiento del problema de Despacho Económico consiste en tomar los valores de demanda del sistema en un instante dado de tiempo y los generadores se ajustan para cumplir los requerimientos de energía por parte de los consumidores.

2.1.2 Características de Operación de las Unidades Generadoras

Para poder entender cual es la forma más óptima de solucionar el problema de Despacho Económico es importante conocer las características de operación de una unidad generadora, las cuales son descritas mediante gráficas.

Una de las características más importantes del sistema eléctrico es el nivel de demanda máxima y media durante un determinado periodo de tiempo. La demanda máxima del sistema eléctrico es el mayor gasto de energía que ocurre en el mismo durante un periodo dado ya sea día, mes o año, y se obtiene por la máxima potencia media de gasto registrado mediante un intervalo corto de tiempo 15, 30 o 60 minutos, dependiendo de la naturaleza de la carga durante el tiempo considerado. Debido a las variaciones de la demanda durante la misma hora durante un día a otro, en el mismo día de una semana a la siguiente o de una estación a otra, el termino "demanda máxima" no tiene un significado preciso hasta que no se determine claramente el periodo que se considere y la duración del pico de carga. (cita pag. 8). La demanda media del sistema eléctrico es el promedio de energía requerida durante el periodo determinado para el cálculo y es equivalente al

cociente de la energía total consumida durante dicho tiempo (integral del área definida por la curva de carga) por el número de horas que comprende. De esta forma, designando por P_m la potencia media exigida, se tiene para el valor de esta: $P_m = (KWh / horas)$.

En la figura (1) se muestra la curva de carga media probable, en la figura (2), se muestra el sistema de integración de la energía consumida en un determinado día. El valor de la carga media, indicado en la figura (1), se obtiene dividiendo el consumo diario (figura (2)), por 24:

$$Carga\ Media = \frac{53037\ KWh}{24h} = 2210\ KW\ (A)$$

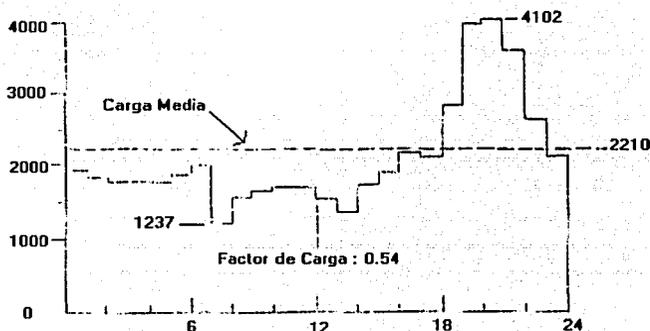


Figura 2.1
Diagrama de Demanda de Carga Máxima y Media

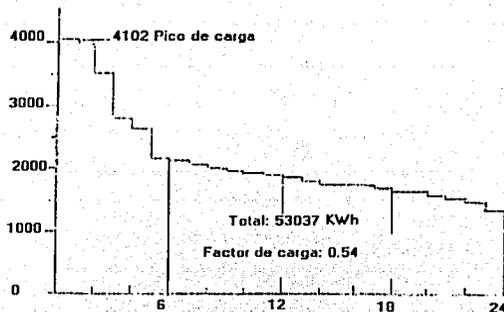


Figura 2.2

Integración de la Energía consumida en un día

El cociente de la carga media obtenida por el pico de carga nos da el factor de carga para un día:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{2210 \text{ KW}}{4102 \text{ KW}} = 0.54 \quad (\text{B})$$

En la práctica este factor es referido a un período de mayor extensión ya sea mensual o anual, dependiendo de las características climáticas y de las variaciones de consumo en la región.

La obtención de la demanda máxima y media de un sistema eléctrico es una operación sencilla que actualmente se realiza de manera automática en todas las centrales eléctricas de importancia, utilizando instrumentos de registro. En los países desarrollados ésta operación es fácilmente realizable con un grado de precisión satisfactorio debido a que generalmente los factores medios de demanda del servicio ya son conocidos para cada hora, día y estación del año, en función de la densidad de población y del nivel de desarrollo industrial y comercial de las diferentes áreas a cubrir. En países en vías de desarrollo el problema es complejo en general, ya que requiere de la consideración de un gran número de casos, en

donde para cada población y área a abastecer se debe considerar separadamente los consumos domésticos y de alumbrado, de los industriales y áreas rurales⁴.

Por lo general el cálculo del consumo doméstico y de alumbrado se puede realizar mediante aproximación satisfactoria a base de coeficientes de gasto medio por habitante. Para el cálculo de la demanda para usos domésticos (alumbrado, calefacción, etc.) se obtiene una gráfica tomando como base la población a estudiar y el índice de consumo por individuo, ya que el consumo por habitante varía con respecto al número de personas que habitan en un inmueble, además del nivel socioeconómico de la ciudad o la región a considerar. Dichas gráficas no muestran la carga instalada, sino el consumo medio mensual.

En la figura 2.3 se muestran dos curvas, de las cuales la primera corresponde al promedio de una zona urbana y la segunda a una zona rural. Para el cálculo del consumo global es entonces, de primera importancia conocer, junto con el censo de población, la proporción rural y urbana de ésta, así como las demandas previsibles para uso industrial.

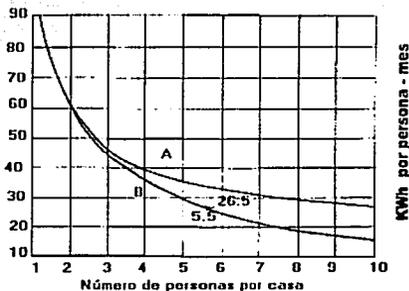


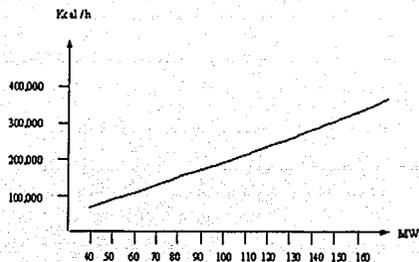
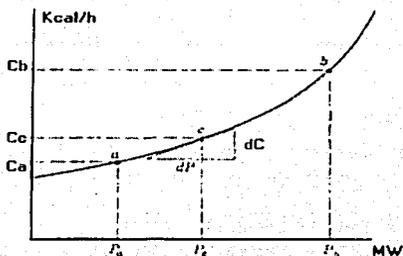
Figura 2.3
Consumo medio mensual por habitante.

⁴ POTESS, E. Santo; pag. 10

Además de las características anteriormente descritas, existen 3 curvas importantes que describen las características de operación de las unidades generadoras. Éstas son:

- La curva de generación y consumo o de entrada - salida
- La curva de consumo específico
- La curva de costos incrementales

La curva de generación y consumo o de entrada - salida muestra la relación de la potencia a la cual trabaja la unidad generadora de energía eléctrica con la cantidad o costo de combustible que ésta misma consume. Ésta característica se obtiene estableciendo un valor fijo en la generación y contabilizando el consumo de los recursos energéticos primarios o su costo en una unidad de tiempo determinada. Dicha contabilización se realiza en diversos valores de generación, lo que nos da como resultado la obtención de la curva de entrada - salida, que puede ser elaborada para cualquier tipo de central eléctrica. Los parámetros para la medición del consumo de las unidades generadoras, dependen del tipo de central eléctrica a evaluar, por ejemplo para una central termoeléctrica el consumo está determinado por la cantidad de kilocalorías por hora o por el número de barriles de hidrocarburo utilizados por día, mientras que para una central hidroeléctrica, el consumo está determinado por el volumen de agua (m^3) utilizado en la unidad de tiempo determinada.



C = Consumo de Combustible
P = Potencia Generada

Figura 2.4
Curvas Entrada Salida

En las figuras anteriores se observa que la curva de entrada - salida siempre es ascendente debido a que al existir un aumento en la generación, al mismo tiempo se produce un aumento en el consumo de combustible, de esta forma se puede afirmar que la generación de energía eléctrica constituye una variable controlable y el consumo de los recursos energéticos es una variable aleatoria que depende del nivel de generación, es decir, el consumo es función de la generación.

La curva de consumo específico indica el costo por MWh que tiene la central para cierta potencia demandada, es decir, representa el total de las entradas (cantidad de combustible) en proporción con las salidas (potencia generada), para un nivel de potencia demandada. Ésta curva muestra que para niveles bajos de potencia demandada se tienen consumos altos de combustible por MWh y a medida que la demanda se incrementa los consumos de combustible son más rentables.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

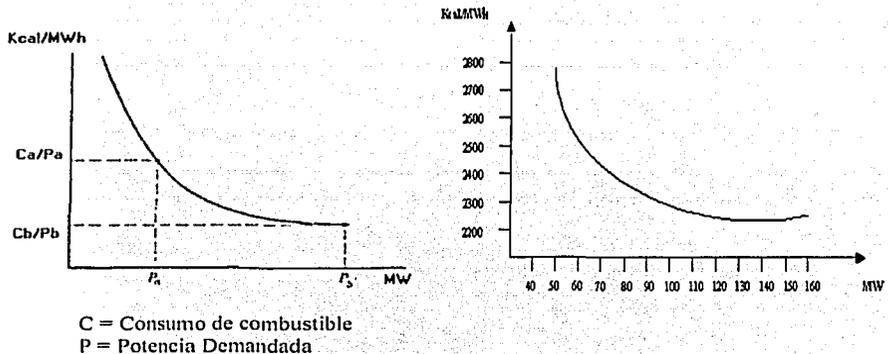


Figura 2.5
Curva de Consumo específico

A los pequeños incrementos en la entrada producidos por variaciones en la potencia demandada se le llama consumo específico incremental y está definido por la relación dC/dP . Se puede elaborar una curva tabulando diferentes puntos de los incrementos para diferentes valores de Potencia demandada, dicha curva se llama *curva de consumo específico incremental*.

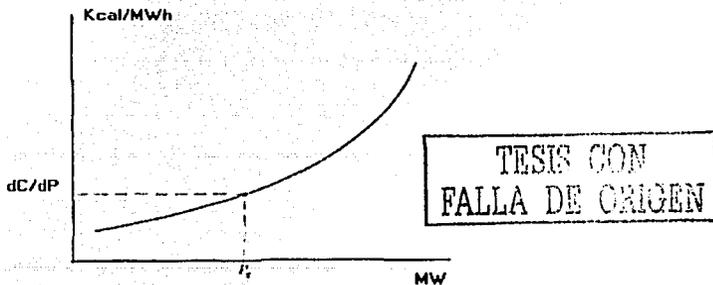


Figura 2.6
Curva de Consumo específico incremental

La *curva de costos incrementales* representa el incremento en el costo o consumo de combustible que se requiere al existir un incremento en la potencia de la generación. Indica la variación del costo del combustible en función de la salida de Potencia. La curva se obtiene a partir de la medición de la pendiente de la curva de entrada – salida.

La curva de costos incrementales es definida por el producto del consumo específico incremental y el costo incremental del combustible, en donde se aplica la siguiente relación:

$$\frac{dF}{dP} = \frac{dC}{dP} (f) \quad (C)$$

donde: dF/dP es el costo incremental de generación

dC/dP es el consumo específico incremental

f es el costo incremental de combustible.

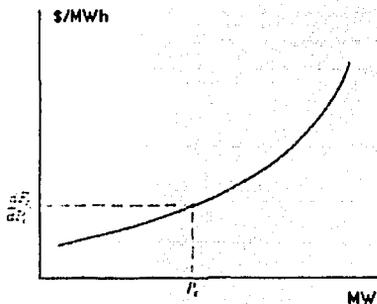


Figura a

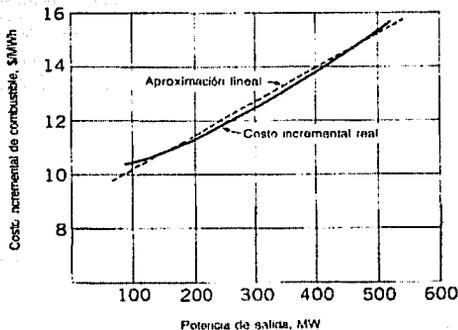


Figura b

Figura 2.7

Curva de Costos Incrementales

En la figura 2.7 -b se observa que la variación del costo es aproximadamente lineal con respecto a la salida de potencia en un intervalo amplio, por lo que esta curva generalmente se aproxima a una recta

2.1.3 Costos de Operación de las Unidades Generadoras

La energía eléctrica producida en las centrales generadoras puede considerarse como un producto o artículo de manufactura que es vendido a los consumidores. La entrada económica del servicio público eléctrico proviene principalmente de los consumidores domésticos y de fuerza motriz.

Desde el punto de vista comercial, el abastecimiento de energía eléctrica es un servicio público y como tal, se debe garantizar que su producto o servicio, esté disponible todo el tiempo, y debe estar de acuerdo con las necesidades del público servido. Esta vigilancia constante de los intereses públicos hace que en las tarifas vigentes se realiza un correcto prorrato de los costos de la energía eléctrica.

Para determinar el costo de la energía eléctrica que se vende al consumidor se evalúan distintos elementos como son:

- los gastos generales
- los gastos de operación
- los gastos de distribución
- la utilidad para los inversionistas

Los gastos generales están sujetos a la cantidad invertida en la central y a las tarifas de financiamiento. Estos gastos permanecen siendo una suma fija y no toma en cuenta la calidad de la energía suministrada. Los gastos de operación están directamente relacionados con el rendimiento de la planta. Los gastos de distribución son proporcionales al número de clientes y son casi independientes de

la inversión de la central y de los KWh de producción. La utilidad es aquello que se espera obtener de ganancia como en cualquier empresa o negocio.

Para el estudio de Despacho Económico los gastos más importante a evaluar son los costos de operación, ya que éstos están directamente relacionados con el funcionamiento de las unidades generadoras y la cantidad de energía generada.

Los costos de operación de las unidades generadoras están basados en el gasto de este concepto por cada KWh y está relacionado directamente con la cantidad de KWh que son consumidos por los usuarios del servicio eléctrico. El costo unitario de operación se obtiene sumando los gastos totales ocurridos en la generación de energía y dividiéndolo por los KWh utilizados por los consumidores.

Los costos de operación varían de acuerdo al tipo de central generadora a analizar, por ejemplo en una central termoeléctrica los costos de operación conforman en su mayoría el costo total del funcionamiento de la central, mientras que en las centrales hidráulicas, los costos de inversión superan ampliamente a los relativamente bajos costos de operación.

Existen diversos factores que influyen en los costos de operación de las unidades generadoras tales como:

- El costo del combustible
- Costo del personal,
- Costo del agua utilizada para: alimentar la caldera, condensadores y el sistema de enfriamiento
- Aceite, desperdicios y otros materiales
- Mantenimiento

Cada uno de estos factores contribuye en pequeña o en gran medida al costo de operación de las unidades, por ejemplo: el costo de personal constituye una parte

mínima del costo por cada KWh generado, mientras que en algunos tipos de unidades los costos del combustible pueden ser muy altos. Bajo el mismo contexto, el combustible empleado en las diferentes centrales generadoras no puede ser utilizado como factor de comparación entre las unidades, debido a que su costo varía dependiendo del tipo de energético empleado, su disponibilidad y la ubicación geográfica de la central generadora. Por ello es necesario determinar la relación existente entre el energético utilizado y su costo económico, logrando conocer de esta forma el costo del combustible utilizado para un determinado nivel de potencia generado. Este dato conocido como *costo de generación* es muy útil en el estudio de Despacho Económico, ya que en él están incluidos en su totalidad los costos de producción de las unidades y gracias a ello es posible realizar una comparación del rendimiento económico entre las diferentes unidades generadoras.

Existe otro factor que forma parte de los costos de operación pero que es independiente de las causas que originan a la energía eléctrica, el cual se conoce como variación de carga. Dicho factor es controlado por diversos parámetros tales como: la magnitud de la capacidad de reserva con la que se cuenta, las condiciones de operación de la central, los gastos de mantenimiento y operación de las máquinas de reserva y la contabilización del número de veces que es necesario parar y arrancar las unidades.

La capacidad de reserva depende en gran medida de las interconexiones del sistema y de los reglamentos de operación del sistema. Los gastos de operación y mantenimiento de las máquinas de reserva son un requisito de las unidades para servicio público e industria que implica algunas pérdidas. Por último, la contabilización del número de veces que es necesario parar y arrancar las máquinas de reserva es conformado por los gastos de combustible, personal y mantenimiento ocurridos durante las maniobras respectivas, y es independiente del rendimiento de la central.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

El concepto de variación de carga no resulta en sí un costo de operación, pero al ser cargado sobre los KWh, se incluye en los costos de operación.

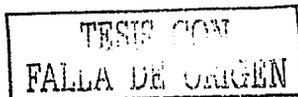
Con el fin de reducir los costos de operación de las centrales generadoras, a lo largo del tiempo se ha ido mejorando de manera continua la calidad y la eficiencia de las calderas, turbinas y generadores. Al operar un sistema para una condición de carga dada se debe determinar la aportación de cada central generadora y dentro de ellas, la aportación de cada unidad, de manera que el costo de la energía aportada sea mínima. Al proceso de repartir la carga total sobre un sistema, entre las diferentes fuentes con el fin de hacer el funcionamiento de manera más económica se le llama *distribución económica*⁵.

En la actualidad las centrales eléctricas en un sistema están controladas continuamente por medio de computadoras a medida que cambia el consumo, de manera que la generación se distribuye para tener un funcionamiento más económico.

2.2 Despacho Económico entre Unidades Térmicas

El problema básico de Despacho Económico consiste en que dos o más unidades den servicio a los requerimientos de energía del sistema eléctrico de potencia que está sujeto a la capacidad mínima de las unidades y otras restricciones. Para ello es necesario plantear la manera en que se puede dividir la demanda entre todos los generadores, sin tomar en cuenta los costos por el arranque de las unidades, debido a que el estudio de Despacho Económico se aplica sólo a aquellas unidades que se encuentren sincronizadas al sistema, considerando para ello los costos de producción de energía de las unidades tales como las características de entrada-salida y costos incrementales.

⁵ STEVENSON, William D. pag 6



Cuando se tienen conectados una serie de generadores a una sola barra que alimentan a una carga concentrada, es el caso a resolver para una planta que debe suministrar la demanda en la barra de salida, despreciando la red eléctrica. La solución de este problema será encontrar las aportaciones de potencia de los generadores para satisfacer la demanda. Este caso, se muestra en la figura 2.8

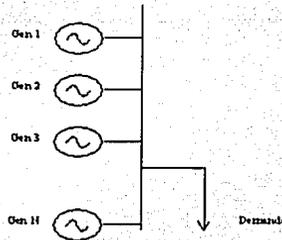


Figura 2.8
Despacho sin pérdidas

Desde sus orígenes, el problema de Despacho Económico se considera como la sintonización de todos los generadores operando a un mismo costo incremental, de esta forma **el criterio para resolver el Despacho Económico entre unidades térmicas es que todas las unidades deben funcionar con la misma variación del costo del combustible**, es decir, si se necesita aumentar la salida de la central, la variación del costo a que funciona cada unidad, también aumentará pero conservándose igual para todas ellas.

El problema se formula como la minimización del costo de los N generadores formando una sola función objetivo y empleando las curvas de entrada – salida, considerando la restricción de satisfacer la demanda. El criterio anteriormente establecido se puede desarrollar matemáticamente. Sea una central con K unidades, se tiene:

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_K = \sum_{n=1}^K F_n \quad (1)$$

$$P_R = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^K P_n \quad (2)$$

Donde:

F_T = Costo total del combustible

P_R = Potencia total en las barras de la central transferida al sistema.

F_1, F_2, \dots, F_K = Costo de combustible de las unidades individuales (entrada)

P_1, P_2, \dots, P_K = Potencia de las unidades individuales (salida)

El objetivo es obtener un valor mínimo del costo total del combustible (F_T) para una potencia total dada (P_R), por lo que el diferencial total será $dF_T = 0$. Debido a que el costo del combustible depende de la salida de potencia de cada unidad.

$$dF_T = \frac{\partial F_T}{\partial P_1} dP_1 + \frac{\partial F_T}{\partial P_2} dP_2 + \dots + \frac{\partial F_T}{\partial P_K} dP_K = 0 \quad (3)$$

Con el costo total de combustible dependiendo de las diferentes unidades, el requisito de que la potencia total dada (P_R) sea constante significa que la ecuación (2) es una restricción al mínimo valor del costo total del combustible (F_T). La restricción de que la potencia total (P_R) permanezca constante, hace necesario que $dP_R = 0$, y de esta forma

$$dP_1 + dP_2 + \dots + dP_K = 0 \quad (4)$$

Multiplicando la ecuación (4) por λ y restando la ecuación resultante de la ecuación (3) resulta, cuando se agrupan términos,

$$\left(\frac{\partial F_T}{\partial P_1} - \lambda\right)dP_1 + \left(\frac{\partial F_T}{\partial P_2} - \lambda\right)dP_2 + \dots + \left(\frac{\partial F_T}{\partial P_K} - \lambda\right)dP_K = 0 \quad (5)$$

Esta última ecuación se logra si cada término es igualado a cero. Cada una de las derivadas parciales se convierte en derivada total, puesto que el costo del combustible de una unidad varía sólo si la salida de potencia de esa unidad cambia. Por ejemplo $\frac{\partial F_T}{\partial P_1} \rightarrow \frac{dF_T}{dP_1}$ se hace $\frac{dF_T}{dP_K}$. La ecuación (5) se logra si:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = \lambda, \frac{dF_2}{dP_2} = \lambda, \dots, \frac{dF_K}{dP_K} = \lambda \quad (6)$$

De esta manera, todas las unidades deben funcionar a la misma variación del costo del combustible, para obtener un costo mínimo en \$/hora. De esta forma se demuestra matemáticamente el criterio anteriormente establecido.

El procedimiento anterior, se conoce como el método de los multiplicadores de Lagrange.

La variación del costo de combustible de las unidades es aproximadamente lineal respecto a la salida de potencia en el campo de funcionamiento que se considera, las ecuaciones que representan las variaciones del costo del combustible como funciones lineales, hacen más simple el cálculo. Se tiene finalmente un sistema de ecuaciones para resolver el Despacho Económico con dos restricciones, que la potencia de salida no debe salirse de los límites de generación y que la suma de las potencias de salida, deben ser iguales a la potencia demandada:

$$\frac{dF_K}{dP_K} = \lambda \quad \text{Ecuación}$$

$$P_{\min K} \leq P_K \leq P_{\max K}$$

$$\sum_{n=1}^K P_n = P_R$$

Restricciones

En la práctica se puede realizar un programa mediante el cual se asignen las cargas a cada unidad de una central, considerando valores diversos de λ , obteniendo las salidas correspondientes de cada unidad y sumando las salidas para determinar la carga de la central para cada valor supuesto de λ . La curva de λ en función de la carga de la central establece el valor de λ al cual debería funcionar cada unidad para una carga dada de la central. En caso de conocer las cargas máximas y mínimas para cada unidad, algunas unidades no podrán funcionar con la misma variación de costo del combustible que las otras unidades y permanecer dentro de los límites especificados de cargas muy pequeñas y muy grandes de la central.

Por ejemplo: Se tiene que la variación unitaria del costo de combustible en \$/MWh está dada por las dos unidades de una central cuyas ecuaciones son las siguientes:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 0.025P_1 + 5.0 \qquad \frac{dF_2}{dP_2} = 0.029P_2 + 4.2$$

Las dos unidades trabajan todo el tiempo y la carga total varía de 40 a 240 MW. Se ha determinado además que las cargas mínima y máxima para ambas unidades debe ser de 15 y 125 MW respectivamente. El problema de Despacho Económico consiste en determinar la variación del costo del combustible y la distribución de carga entre las unidades para tener de esa forma el costo mínimo en varias cargas totales.

Se observa que para cargas pequeñas la variación del costo de combustible será mayor para la unidad 1 y ésta trabajará en su límite inferior de 15 MW. Al sustituir este valor de salida se tiene:

$$\frac{dF_1}{dP_1} = 0.025(15) + 5.0 = \underline{\underline{5.375[\$/MWh]}}$$

$$\frac{dF_2}{dP_2} = 0.029(15) + 4.2 = \underline{\underline{4.635[\$/MWh]}}$$

Debido a que la variación del costo de combustible es menor en la unidad 2 , a medida que la salida de la central aumenta, la carga adicional debe provenir de dicha unidad hasta que el valor $dF_2/dP_2 = 5.375$ [\$/MWh] , es decir, el costo de combustible λ de la central se determina únicamente por la unidad 2 hasta que se alcance dicho punto de variación.

Se determina entonces la salida de la unidad 2 cuando la variación del costo de combustible es 5.375 [\$/MWh]:

$0.029P_2 + 4.2 = 5.375$; despejando P_2 se tiene :

$$P_2 = \frac{5.375 - 4.2}{0.029} = \underline{\underline{40.51[MW]}}$$

Como se observó anteriormente el valor de la salida en la unidad 1 para el mismo valor de $\lambda = 5.375$ es de 15 MW. De esta forma se puede determinar la salida de la central en su forma más económica, sumando las salidas de sus unidades correspondientes:

$$P_T = P_1 + P_2 = 15 + 40.51 = \underline{\underline{55.51[MW]}}$$

De la misma forma se pueden determinar las demás condiciones de funcionamiento tomando distintos valores de λ y calculando la salida de cada unidad y la total de la central:

Central (λ) [\$/MWh]	Unidad 1 (P_1) [MW]	Unidad 2 (P_2) [MW]	Central $P_1 + P_2$ [MW]
5.75	30	53.4	83.4
6.1	44	65.5	109.5
6.6	64	82.8	146.8
6.45	58	77.6	135.6
6.8	72	89.7	161.7
7.15	86	101.7	187.7
7.5	100	113.8	213.8
7.85	114.86*	125*	239.86

Tabla 2.1

Salida de cada unidad y salida total para diversos valores de λ .

En la tabla 2.1 se puede observar que para $\lambda=7.85$, la unidad 2 tendría una salida de potencia de 125.86 [MW], lo cual supera su límite de operación máximo, por lo que ésta unidad trabaja hasta su límite y la carga adicional tendría que provenir de la unidad 1, cuya aportación económica tendría que ser de 114 MW.

Se puede realizar una gráfica, en donde se representan los valores de λ en función de la salida de la central.

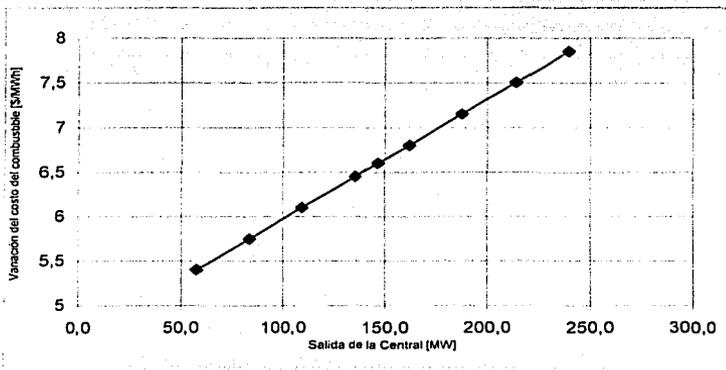


Figura 2.9

Variación del costo de combustible en función de la salida de la central, con la carga total distribuida económicamente entre las unidades

Para conocer la distribución de la carga entre las unidades para una salida determinada, solo se debe obtener el valor de λ mediante la figura 2.9 y calcular las salidas de cada unidad sustituyendo dicho valor en las ecuaciones dadas.

Para obtener el ahorro conseguido por medio del despacho económico entre unidades térmicas, se integra la expresión que da la variación del costo y se comparan los incrementos y decrementos de costo en las unidades cuando la carga se reparte en partes iguales entre las unidades.

Si se observa la tabla 2.1, se tiene que para una carga total de 187.7 MW, la unidad 1 debe suministrar 86 [MW] y la unidad 2 debe suministrar 101.7 [MW] . Si cada unidad suministrara 93.85 [MW], el aumento en el costo de la unidad 1 sería:

$$\int_{86}^{93.85} (0.025P_1 + 5.0)dP_1 = 0.0125P_1^2 + 5.0P_1 \Big|_{86}^{93.85} = 40.020[\$/ hora]$$

De la misma forma para la unidad 2 se tendría:

$$\int_{101.7}^{93.85} (0.029P_2 + 4.2)dP_2 = 0.0145P_2^2 + 4.2P_2 \Big|_{101.7}^{93.85} = -32.07[\$/ hora]$$

El signo negativo en el último resultado indica un decremento en el costo debido a la disminución de la salida. El aumento en el costo final se determina realizando la suma de los incrementos en ambas unidades:

$$F_1 + F_2 = 40.020 + (-32.07) = \underline{\underline{7.97 [\$/ hora]}}$$

Aunque el ahorro en el costo de combustible pareciera mínimo, la cantidad ahorrada durante un año continuo de trabajo sería de \$69,817.2

El ahorro conseguido con la distribución económica de la carga, justifica la existencia de dispositivos para controlar automáticamente la carga de cada unidad.

Como ya se mencionó anteriormente, para encontrar una solución factible al problema de Despacho Económico entre unidades térmicas, los valores de potencia de salida (potencia generada) en las unidades deben encontrarse dentro de ciertos límites.

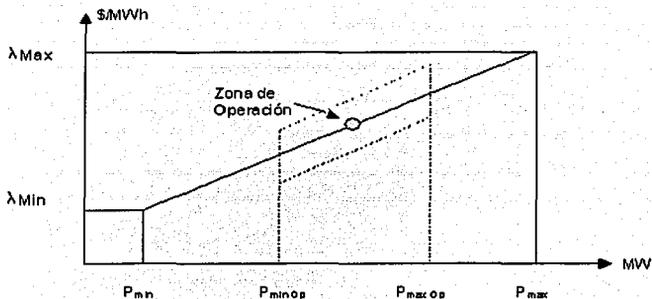
$$P_{\min K} \leq P_K \leq P_{\max K} \quad (7)$$

Si después de encontrar una solución al método iterativo, algún generador viola alguno de sus límites como en el ejemplo anterior, existen procedimientos alternos para obtener una solución factible.

Uno de ellos consiste en la formulación del generador equivalente, la cual establece que para cada generador se debe encontrar su costo incremental máximo y mínimo en función de su potencia mínima y máxima. Para ello se traza la curva de costo incremental equivalente con los valores de λ mínimo y máximo de todos los generadores. Con este procedimiento, automáticamente se toma en cuenta los límites de cada generador y se obtiene en un solo paso las potencias de cada generador y el costo incremental.

Algunas unidades no pueden cambiar su potencia de salida en un tiempo corto, lo que significa que exista otro tipo de restricciones al problema, velocidad de cambio en el sistema caldera – turbina – generador, por lo que se propone otros límites a la unidad, entendiéndose como límites a la velocidad de cambio.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



$$P_{\min opK} \leq P_{K op} \leq P_{\max opK} \quad (8)$$

Figura 2.10
Límites Operativos

La ecuación anterior nos permite revisar límites en el cambio de potencia en un punto de operación, antes del Despacho Económico. Existen unidades que no pueden realizar cambios en su potencia llamadas unidades de carga fija, para este tipo de unidades se propone que no entren directamente al proceso de solución. La manera de resolver el problema es restarle a la demanda la cantidad que aporta esta unidad (unidad no-coordinable) y que las demás unidades se coordinen para una nueva demanda, considerando que el generador violó alguno de sus límites.

2.2.1 Despacho Económico considerando pérdidas de transmisión

El incluir una red en el problema Despacho Económico se puede considerar como todos los generadores conectados a una caja negra que representa a la red, la cual suministra la demanda. La red eléctrica está formada principalmente por las líneas de transmisión; en este caso una parte de la cantidad de potencia que se transmite, se pierde por calentamiento. Por lo tanto los generadores también suministran las pérdidas del sistema y la demanda misma.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

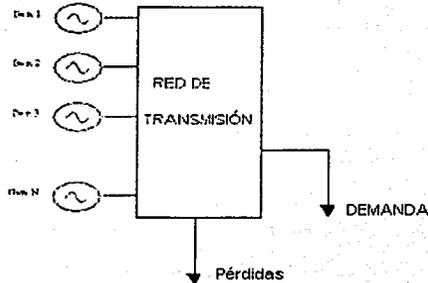


Figura 2.11
Despacho con Pérdidas

En la figura 2.11 se muestra al sistema de generación suministrando la demanda más las pérdidas

De igual forma que en el Despacho Económico sin pérdidas, ahora se escribe la función y la restricción de igualdad incluyendo pérdidas:

$$F_T = F_1 + F_2 + \dots + F_K = \sum_{n=1}^K F_n \quad (9)$$

$$\sigma = P_R + P_L = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^K P_n \quad (10)$$

donde:

$$\sigma = \sum_{n=1}^K P_n$$

F_T = Costo total del combustible

P_R = Potencia total en las barras de la central transferida al sistema.

P_L = Potencia de Pérdidas

P_1, P_2, \dots, P_K = Potencia de las unidades individuales (salida)

Ahora, se establece la función objetivo para el Despacho con pérdidas:

$$F_n = F_T(P_n) + \lambda \sigma(P_n) \quad (11)$$

De igual forma que en el despacho sin pérdidas, se deriva el costo total del combustible con respecto a la salida de potencia de cada unidad y se iguala a 0, la única diferencia en este caso es que existirán derivadas parciales de pérdida con respecto a las potencias de generación. Para ello se aplica el mismo método que en el caso anterior:

$$\frac{dF_n}{dP_n} = \frac{dF_T}{dP_n}(P_n) + \frac{dP_L}{dP_n} \lambda - \lambda = 0 \quad (12)$$

La ecuación (12) se arregla de tal forma que sea más fácil encontrar la potencia de generación en función de las pérdidas:

$$\frac{dF_n(P_n)}{dP_n} \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right) = \lambda \quad (13)$$

Las ecuaciones (12) y (13) son conocidas como "ecuaciones de coordinación" donde el factor $\frac{\partial P_L}{\partial P_n}$ se conoce como la "pérdida incremental del generador n ".

Además:

$$Pf_n = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_L}{\partial P_n}} \right) \text{ es llamado "factor de penalización del generador } n"$$

El concepto de estos dos términos es muy importante ya que de ello depende el incremento o decremento de las pérdidas, en función de la disminución o aumento de la generación.

De igual forma que en el Despacho Económico sin pérdidas, todas las unidades operan al mismo costo incremental, además cada unidad tiene diferente pérdida incremental y factor de penalización.

Existen diversas maneras de evaluar las pérdidas totales, las pérdidas incrementales y los factores de penalización. Dependiendo del valor que tenga el factor de "pérdida incremental del generador n ", se pueden tener ciertas conclusiones:

- Si $0 < \frac{\partial P_L}{\partial P_n} < 1$, el valor del factor de penalización será mayor que la unidad, haciendo que éste generador sea menos adecuado para decrementar las pérdidas.
- Si $\frac{\partial P_L}{\partial P_n} < 0$, el valor de factor de penalización será menor que la unidad, haciendo que el generador n sea más conveniente para incrementar su potencia
- Si $\frac{\partial P_L}{\partial P_n} = 1$, será equivalente a resolver el problema de despacho sin pérdidas.

En la figura 2.12 se muestra la manera en que el factor de penalización afecta al costo incremental de los generadores.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

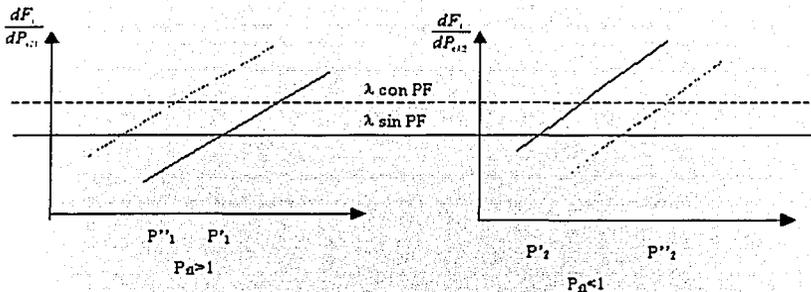


Figura 2.12
Despacho económico con factores de penalización

Como se puede apreciar en la figura anterior, el generador 1 tiene un factor de penalización mayor a 1 y su potencia disminuye, el generador 2 tiene un factor menor a 1 y su potencia aumenta.

La resolución de las ecuaciones de coordinación (12) y (13), no resulta tan sencilla como en el caso de Despacho sin pérdidas, debido a que ahora se tiene un sistema de ecuaciones no lineales, ya que las pérdidas y los factores de penalización van cambiando conforme varían los niveles de generación, por lo que se requiere de un procedimiento iterativo para su solución.

2.3 Despacho de la demanda entre Unidades Generadoras

Antes de la solución del problema de Despacho Económico, es necesario realizar una planificación general de la operación de las unidades generadoras. Dicha planificación consiste en determinar que unidades deben ponerse en servicio y en que orden deben entrar a generar, clasificando a las centrales generadoras conforme a su función dentro del sistema eléctrico y tomando en cuenta el nivel de demanda de los consumidores en un periodo de tiempo determinado, con la

finalidad de obtener el funcionamiento más económico y cumpliendo con los índices de confiabilidad. A este problema se le conoce como *Asignación de Unidades*.

El problema de Asignación de Unidades se refiere principalmente a una planeación económica para un horizonte de tiempo determinado, involucrando para ello la manera más adecuada de arrancar y parar las unidades de acuerdo con los propios requerimientos del sistema, mientras que el problema de Despacho Económico optimiza las unidades que ya se encuentran sincronizadas al sistema.

Como se explicó en el subtema 2.1.2, la demanda en un sistema eléctrico es el consumo de la energía eléctrica por parte de los consumidores durante un período de tiempo determinado. Dicha demanda es variable dependiendo de diversos factores como el nivel socioeconómico de la región a considerar y la densidad de población.

En una región determinada la demanda diaria de energía eléctrica varía dependiendo de factores como los cambios climáticos y el horario de trabajo de la población. A pesar de las variaciones en el nivel de consumo de la población, se puede establecer un patrón de consumo periódico mediante el cual se facilite el análisis de la demanda con el fin de solucionar el problema de la asignación de Unidades.

Dicho patrón de consumo se establece tomando en cuenta que la demanda se empieza a incrementar en las primeras horas de la mañana debido a que inicia el consumo de energía eléctrica en casas y empresas. El nivel de demanda continúa en ascenso por las labores de oficinas, comercios e industrias. Pasado el mediodía se llega a un nivel de consumo estable debido a que la actividad de la población está en su punto más alto. Alrededor de las 4 de la tarde el consumo comienza a decrecer debido a que las labores terminan y las personas se trasladan a sus casas o a sitios de recreo y por ello se reduce la demanda en las empresas. Alrededor de

las siete de la noche la demanda se incrementa hasta llegar a su punto más elevado durante el día debido al consumo de luz artificial en las casas y el alumbrado público. Finalmente durante la madrugada el consumo va reduciéndose de manera gradual hasta llegar a su nivel más bajo.

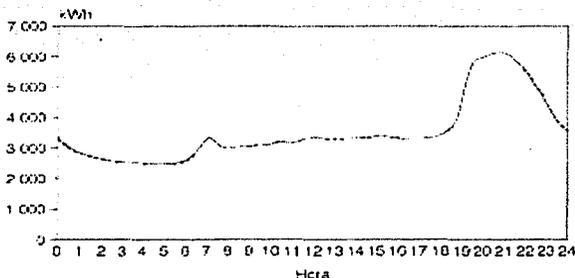


Figura 2.13
Curva de Demanda horaria

La característica de periodicidad en la demanda, también puede ser considerada por semana, ya que existirá menor demanda durante los fines de semana, ya que por lo general las empresas e industrias no laboran durante esos días, que en los días laborables normales. Para cubrir las variaciones de la demanda las unidades generadoras entran, salen o cambian su nivel de generación, dependiendo de los requerimientos del sistema.

Como se observa en la gráfica anterior, se pueden considerar diversos intervalos de demanda, que para ser cubiertos es necesario considerar una gran variedad de opciones, combinaciones y restricciones para elegir correctamente las unidades disponibles. Dichas restricciones dependen de distintos factores como la facilidad de obtención de los combustibles, estrategias de operación de centrales hidroeléctricas, el arranque y paro de las unidades, el tiempo necesario para que las unidades tomen una determinada carga, la velocidad de cambio y factores

relacionados con el personal que labora en las unidades, así como el presupuesto de egresos por concepto de consumo de combustibles el cual posteriormente es aprobado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Para satisfacer la demanda requerida, las unidades generadoras deben combinarse tomando en cuenta los márgenes de regulación y la reserva operativa con el fin de que se pueda responder a cualquier contingencia en caso de ser necesario.

Una forma de resolver el problema de asignación de unidades sería asignar la menor cantidad de unidades a su máxima capacidad, lo que ocasionaría riesgos en la operación, como el no cumplir con los márgenes de seguridad establecidos. Otra forma de resolver el problema es la de mantener las unidades a su mínima capacidad, condición que no satisface la minimización de los costos. Para tener una solución efectiva al problema es necesario realizar una estimación de la demanda en el período de tiempo a analizar.

La manera de obtener la combinación más económica en la generación que debe tenerse durante un período de tiempo determinado, se basa en una comparación del costo total de generación para diferentes combinaciones posibles de unidades generadoras.

Las unidades de generación se clasifican según su tipo de combustible, capacidad nominal, jerarquía de operación y restricciones a las que están sujetas. Para el problema de Despacho Económico las centrales generadoras se clasifican según la función que desempeñan adentro del sistema eléctrico. Para la asignación de unidades solo se consideran 3 tipos principales de unidades, éstas son:

- *Unidades Base:* Son aquellas que tienen la mayor capacidad y cuyas variaciones en su salida son mínimas. Esta característica les permite suministrar una carga constante y continua durante el año. Este tipo de

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

unidades están sincronizadas al sistema de manera permanente, es decir, sin interrupciones de funcionamiento de la instalación, estando en marcha durante largos períodos de tiempo. Estas centrales, preferentemente nucleares, térmicas e hidráulicas mantienen una confiabilidad alta y solo salen de operación por maniobras de mantenimiento o la existencia de alguna falla.

- *Unidades de Entrada:* Son aquellas que tienen capacidad media y que operan en períodos de tiempo limitados. Algunas unidades de este tipo poseen carga fija, como los generadores de centrales que han operado durante algún tiempo y por lo general tardan en operar a su máxima capacidad.
- *Unidades Pico:* Estas unidades tienen una generación esencialmente variable y tienen la función de cubrir los picos de carga existentes en la curva de consumo. Su funcionamiento se puede considerar periódico, en breves espacios de tiempo, o sea, casi todos los días durante determinadas horas. Por lo general, su costo de producción es alto y por sus propias condiciones de operación son utilizadas en último lugar. Dentro de esta clasificación se encuentran las centrales de turbogas que sirven de apoyo a las clasificadas como base.

Estableciendo la clasificación anterior se puede iniciar la aplicación del Despacho de la demanda.

Las unidades base se encuentran operando permanentemente, las unidades de entrada entran al sistema gradualmente a medida que la demanda aumenta, mientras que las unidades pico solo operan cuando las unidades de entrada han llegado a su máxima capacidad y no pueden cubrir los picos de demanda.

TESIS CON
FECHA DE ORDEN

Para seleccionar el orden en que las diferentes unidades entran y salen del sistema en distintas horas, se propone un esquema de generación para llegar a un punto óptimo de operación, estableciendo una *Lista de prioridades* en la que se tomen en cuenta diferentes criterios para asignar correctamente las unidades.

Como ya se mencionó anteriormente para la correcta Asignación de Unidades, es necesario tomar en cuenta las restricciones operacionales de las unidades, por ejemplo: algunas de las restricciones de tipo térmico que presentan los generadores de vapor son los esfuerzos en las aspas de las turbinas debido a enfriamientos y los puntos de cierre y apertura de las válvulas. La restricción principal que se presenta es la de satisfacer a la demanda, por lo que todas las unidades que se asignen deben cumplir con los consumidores.

Además de las mencionadas anteriormente, las principales restricciones que se presentan en las unidades son:

- *Restricción de tiempo mínimo de permanencia:* que consiste en el tiempo mínimo en que la unidad debe permanecer conectada al sistema.
- *Restricción de tiempo mínimo de apagado:* es el tiempo mínimo en el cual la unidad una vez desconectada del sistema debe esperar para ser reasignada.
- *Restricción de prioridades de encendido:* Los centros de control cuentan diferentes normas y criterios para establecer el orden de encendido de las unidades, este orden debe respetarse ya que establece las bases del proceso de solución.
- *Restricción de rampa de carga:* Cuando una unidad entra en operación, ésta se encuentra a su mínima capacidad y no puede llegar a su máximo

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

instantáneamente. El cambio en la potencia de salida resulta en un punto en el cual la unidad no puede responder tan rápidamente. La potencia de salida se puede representar graficando los valores de la potencia de salida con respecto al tiempo.

- *Restricción de personal:* El personal que labora en las centrales eléctricas representa un límite en el manejo de éstas, ya que por lo general aunque existen varias unidades en una misma central, éstas no pueden entrar en operación al mismo tiempo.
- *Restricción de Potencia Mínima y Máxima:* Como ya se ha mencionado con anterioridad, las unidades deben operar dentro de un rango de potencia establecido previamente, y esta condición se debe respetar siempre en el proceso de asignación de unidades.
- *Restricción de Unidades con carga fija:* Son aquellas unidades que generan a capacidad nominal y su aportación de potencia tiene muy poca variabilidad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

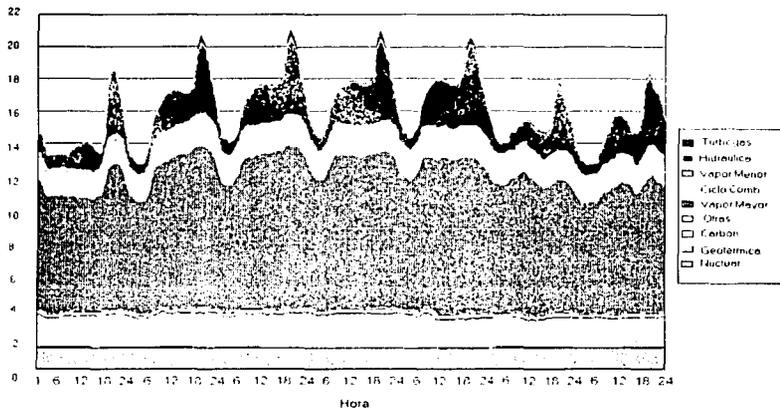


Figura 2.14
Despacho de la Demanda

2.3.1 Reserva Rodante

La reserva rodante es la capacidad de energía excedente que posee el sistema con el fin de ser utilizada en casos de contingencia como la pérdida de una unidad, problemas en alguna central, o variaciones imprevistas de la carga. Ésta energía sobrante también se conoce como *margen de regulación* y corresponde a un determinado porcentaje de la demanda total y representa un factor de confiabilidad del sistema que mientras más alto sea éste, el sistema tendrá una mayor capacidad de responder ante alguna situación de contingencia.

La reserva rodante se considera como una función de la velocidad de cambio de las unidades, ya que debido a la restricción de rampa de carga el cambio en la potencia

varía de una unidad a otra. Por ello, la reserva rodante no debe ser asignada a unidades que estén apagadas aunque puedan entrar al sistema de manera rápida, ya que igualmente requieren de un cierto intervalo de tiempo para obtener su respuesta. De la misma manera, siempre existe un intervalo de tiempo necesario entre la entrada de la unidad al sistema y la operación a plena carga.

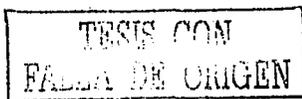
Las unidades generadoras pueden estar en 2 tipos de reserva: *La reserva rodante caliente* y *la reserva rodante fría*.

Se define como *reserva rodante caliente* a la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía y se puede disponer de ella de manera rápida y tiene como finalidad que la unidad generadora participe efectivamente en la Regulación Primaria de la Frecuencia. La magnitud de esta reserva es aproximadamente del 3% de la generación en cada hora.

Se define como Reserva Rodante Fría a las unidades generadoras que no están sincronizada al sistema de potencia ni asignadas a cubrir la demanda, pero que pueden entrar al sistema en caso de presentarse alguna contingencia, además de que siempre está disponible para otros requerimientos operativos. Algunas de las unidades en reserva rodante fría pueden entrar al sistema desde cero como las turbo-gas otras como las unidades térmicas se mantienen a condiciones de operación adecuadas para que puedan entrar rápidamente al sistema cuando sea necesario.

Al ser parte de la asignación de unidades, la reserva rodante participa en ella considerando la siguiente restricción:

$$\sum_{\text{unidad}} P_{\text{generada}} = \text{Demanda} + \text{Reserva}$$



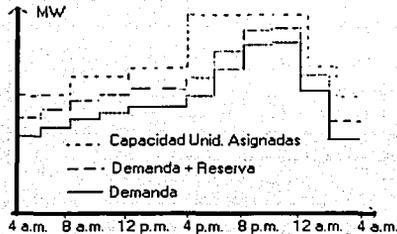


Figura 2.15
Capacidades y Demanda en Asignación de Unidades

Como se observa en la figura anterior la capacidad de las unidades asignadas siempre debe ser mayor que la demanda y la reserva en su conjunto, de esta forma se puede establecer la siguiente regla de la asignación de unidades: *Suficientes unidades deben ser asignadas para satisfacer la demanda.*

El mantener una cantidad de reserva en una unidad implica un costo, dependiendo del tipo de unidad, ubicación, y costo del combustible. En el caso en que alguna unidad participe en la reserva se especifica la cantidad de potencia con la que debe participar; su límite superior de operación está afectado por esta cantidad

$$P_n^{Total} = P_n^{Max} - P_n^{Reserva} \quad (14)$$

La ecuación anterior define un límite máximo operativo a causa de la potencia que debe aportar la unidad en caso de una contingencia. En caso de tomar en cuenta las pérdidas, se establece una parte extra proporcional a la carga que se perderá en la transmisión cuyo porcentaje estará entre 2% y 6%. Por lo tanto para considerar un estado factible debe cumplir con la siguiente restricción:

$$Demanda + Pérdidas \leq \sum_{i=1}^n P_{total} - \sum_{i=1}^n P_{reserva} \quad (15)$$

2.3.2 Costos en la Asignación de Unidades

Los costos de producción de unidad generadora depende de varios factores como el punto de operación, el costo incremental de la unidad y el costo de combustible.

Para los estudios de asignación de unidad es se consideran 2 tipos de costos:

- **Costo de Transición:** Éste costo está asociado al cambio de encendido o apagado de una unidad, aunque en algunos casos no se considera el costo por el apagado. Existen 2 formas para encontrar el costo de arranque de una unidad:

- a.) Dependencia del tiempo. El costo de arranque de la unidad depende del tiempo en que estuvo apagada y de la condición en la cual se encuentre la caldera, si arranca en frío o se encuentra en las condiciones de presión y temperatura óptimas para su entrada inmediata al sistema (también llamada *caldera embotellada*):

$$Costo_{frío} = C_0(1 - e^{-\alpha t}) + K \quad (16)$$

donde: C_0 = Costo de arranque de la caldera fría

α = Constante térmica de la unidad

t = Tiempo en que la unidad está apagada

K = Costo de mano de obra por arranque.

$$Costo_{Embotellada} = C_E t + K \quad (17)$$

donde: C_E = Costo por mantener embotellada la caldera.

t = Tiempo en el cual de mantuvo embotellada la caldera

b.) *Costo fijo*: Es el costo de arranque de una unidad y se considera como una cantidad fija independiente del tiempo arranque y no se considera dentro de este costo al costo de mano de obra y costo por la obtención del combustible para el arranque.

- *Costo Promedio*: Una unidad presenta este costo para satisfacer una parte de la demanda, se considera el costo incremental a plena carga de la unidad. Depende del punto de operación de la unidad el cual puede ser el punto de máxima eficiencia y del combustible, se expresa en \$/MWh. Si no se conoce el costo incremental, se calcula el costo de la unidad a partir de la curva de entrada – salida y el punto de operación.

2.3.3 Métodos de solución de la Asignación de Unidades

Para resolver satisfactoriamente el problema de Asignación de Unidades se debe establecer eficazmente que unidades se deben asignar para satisfacer a la demanda, para ello existen diversas metodologías tratando de resolver el problema de la asignación de unidades, entre las cuales se pueden encontrar las siguientes:

- Lista de Prioridades
- Métodos de Enumeración
- Programación Dinámica

Cada una de las formulaciones anteriores presentan ventajas y desventajas. Unas son muy complejas y otras requieren de una gran cantidad de datos para su ejecución. Para seleccionar el método adecuado de solución se deben tomar en cuenta el tipo de unidades, bases de datos, restricciones, equipo de cómputo, etc.

La lista de prioridades en combinación con las políticas de operación fueron el primer intento de solución al problema, actualmente los métodos más usados son los basados en programación dinámica, ya que con la llegada de la computadora digital fue posible implementar programas de asignación de unidades a sistemas de gran escala que manejaran una gran cantidad de restricciones

Método de Enumeración: En este método, se considera la asignación de unidades como la búsqueda de la combinación de unidades que satisfaga la demanda de manera económica, dentro de un grupo de unidades disponibles. Por ejemplo: si se tienen 15 unidades disponibles y se desea seleccionar la combinación ideal de que, de esas 15 unidades, 8 suministren la carga. De esta forma, por medio de un análisis combinatorio se tiene el siguiente número de eventos posibles:

$$N = \frac{15!}{8! \times 7!} = 6,435$$

De las 6,435 combinaciones, muchas son infactibles, sin embargo el proceso de evaluarlas se vuelve lento y tedioso, es por eso que se han formulado métodos como la lista de prioridades y la programación dinámica que facilitan la resolución del problema.

Lista de prioridades: Éste método constituye una solución más objetiva al problema de asignación de unidades, consiste en formar una lista de prioridades, en las que las unidades son asignadas en un orden previamente establecido hasta cumplir con una carga y los requerimientos de reserva. Los criterios por los cuales las unidades deben ser ordenadas son los siguientes:

- Mínimo costo incremental
- Tiempos de permanencia
- Tipo de unidad
- Jerarquías en la operación

En este método todas las unidades deben cumplir con sus propias restricciones. El procedimiento para calcular el orden de prioridades con un mínimo costo es la formulación con mínimo costo incremental. El método consiste en que conociendo la curva de entrada y salida para un modelo cuadrático de la forma:

$$F = a + bP + cP^2 \quad (18)$$

Su consumo específico (Heat Rate) se expresa como:

$$HR = \frac{F}{P} = \frac{a}{P} + b + cP \quad (19)$$

Y la potencia para el consumo específico se determina como:

$$\frac{d(HR)}{dP} = -\frac{a}{P^2} + c = 0 \quad (20)$$

$$\text{despejando a P, se tiene: } P = \pm \sqrt{\frac{a}{c}} = A \quad (21)$$

donde: A = Potencia óptima

Con la potencia óptima se determina el mínimo consumo específico:

$$HR_{\text{mín}} = \frac{a}{A} + b + cA \quad (22)$$

Una vez calculado el mínimo consumo específico, las unidades son ordenadas desde la unidad con mínimo HR hasta la unidad con mayor HR en forma ascendente. Este procedimiento se explica en el siguiente ejemplo.

El ejemplo consiste en formar una lista de prioridades para la asignación de unidades mediante el criterio de mínimo consumo específico. Los datos se muestran en la siguiente tabla.

Unidad	Coeficientes de Entrada – Salida			Potencia [MW]	
	a	b	c	Min	Max
1	111.5	3	0.005	40	160
2	120.0	4	0.002	80	280
3	115.0	2.5	0.001	80	400
4	110.0	3.9	0.003	80	200

Tabla 2.2

Datos de las Unidades

Con las ecuaciones anteriores se calculan las potencia óptima A y el HR_{Min} , posteriormente se ordenan de manera ascendente. Los resultados se pueden ver en la siguiente tabla:

Unidad	A	HR_{Min}	Capacidad
3	339.11	3.178	400
1	149.30	4.493	$4(0) + 160 = 560$
2	244.95	4.980	$56(0) + 280 = 840$
4	191.48	5.049	$84(0) + 200 = 1040$

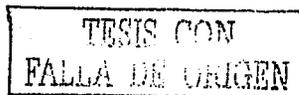
Tabla 2.3

Lista de Prioridades

De la manera anterior las unidades van entrando al sistema dependiendo de la demanda requerida. La inclusión de otras restricciones implica que se deben tomar las mejores decisiones dentro del marco de los costos, jerarquías operativas y los márgenes de seguridad. Cualquier decisión tomada a cada hora representa un impacto en el costo total para el período de tiempo a analizar. Para la correcta incorporación y desincorporación de las unidades es necesario tomar en cuenta ciertas reglas importantes las cuales son las siguientes:

Para asignar una unidad: Para incorporar una unidad se deben cumplir las siguientes condiciones:

- 1.) Tiempo mínimo de permanencia
- 2.) Prioridad de encendido y operación



3.) Mínimo costo incremental y de encendido

Para deasignar una unidad: El apagar una unidad no es una decisión tan simple como el encender una unidad. Para hacerlo se deben satisfacer las siguientes condiciones:

- 1.) Seleccionar la unidad a apagar como la que tenga el mayor costo incremental
- 2.) Haber cumplido con el tiempo mínimo de permanencia
- 3.) Identificar en el pronóstico de carga en cuanto tiempo se vuelve a incrementar la demanda; si éste tiempo es mayor que el mínimo de apagado la unidad no puede ser desincorporada.

Programación Dinámica: Una alternativa efectiva de solución al problema de Asignación de Unidades, es la *Programación Dinámica*. La cual consiste en un procedimiento metódico que sistemáticamente valúa un número determinado de posibles decisiones de pasos múltiples. Es un método rápido, no iterativo y que encuentra el despacho óptimo de las unidades asignadas.

El principio básico de la programación dinámica es que el problema de encontrar el punto óptimo de la potencia entregada por varias unidades, para una carga dada, es sustituido por el problema de seleccionar el tipo de unidades y encontrar la cantidad de potencia entregada por estos generadores para cualquier carga que se pueda ubicar entre las capacidades máxima y mínima de las unidades. Además se debe cumplir con las restricciones propuestas dentro de los márgenes de seguridad y calidad establecidos durante una etapa fija de tiempo. Se toma la decisión de cómo y cuáles unidades deben cubrir la demanda en esa etapa, dado que en las siguiente etapa se toma la información proporcionada por la etapa anterior para inferir sobre la mejor decisión o grupo de decisiones posibles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

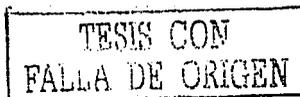
Se continúa avanzando en el tiempo evaluando decisiones en cada etapa hasta el final del tiempo de estudio. Al llegar a esta parte se evalúa cual fue la mejor decisión, realizando un recuento de la información obtenida en las etapas anteriores y se traza el despacho de potencia de las unidades, así como el estado de encendido o apagado de los generadores. A este proceso de solución se le conoce como *Programación Dinámica hacia adelante* con búsqueda de camino óptimo hacia atrás. Existe otro método adicional llamado *Programación Dinámica hacia atrás*, el cual se desarrolla de manera inversa al anterior, el cual consiste en que al tener un estado final se evalúa la información en forma inversa (hacia atrás). Éste método fue el primero en ser implementado pero se descartó debido a que no cubre todas las características prácticas del estudio de Asignación de Unidades.

Para implementar el algoritmo de programación dinámica se toman en cuenta los siguientes aspectos:

- 1.) El primer escenario consiste en un arreglo de unidades
- 2.) Se considera al costo de arranque como una cantidad fija
- 3.) No existen costos por paro de unidades
- 4.) Se consideran prioridades y jerarquías en las unidades, una cantidad fija especificada de carga es suministrada por la generación base y la demás carga por otro tipo de unidades
- 5.) Por estado factible se considera solo a las situaciones donde se pueda cumplir con la demanda y los requerimientos de reserva
- 6.) No se consideran pérdidas de transmisión.

2.4 Despacho Económico y su Relación con la Asignación de Unidades

Como se explicó anteriormente la Asignación de Unidades es un proceso que consiste básicamente en una planeación a mediano y corto plazo que conjuntamente con las políticas hidráulicas establecidas tienen como objetivo



minimizar el costo global de operación de las centrales eléctricas. Este proceso considera para su análisis la intervención de diversos factores tales como los requerimientos de combustible en las diferentes centrales, nivel de embalses en las centrales hidroeléctricas, cambios climáticos que afecten directamente a la generación de energía y disponibilidad de las centrales para entrar en operación. Dichos factores contribuyen a establecer un esquema global de generación adecuado para un determinado período de tiempo, las necesidades energéticas a corto plazo, así como la obtención del valor de los costos de producción de la energía.

En su estudio, el Despacho Económico utiliza todos los datos proporcionados por la planeación energética, realizando con ellos los cálculos y el análisis necesario para la obtención de la potencia óptima de las unidades generadoras.

El Despacho Económico por sí solo, constituye la penúltima etapa del control de la producción de energía, pues dicho control es conformado por diferentes subprocesos que culminan con un programa denominado Control Automático de Generación (AGC) que aprovechando los datos proporcionados por el Despacho Económico, realiza de manera práctica la distribución económica de la generación entre las unidades disponibles, minimizando los costos de operación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

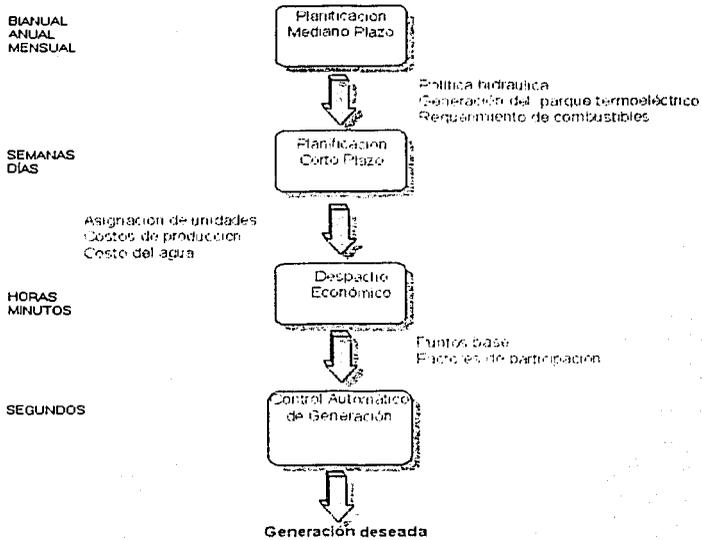


Figura 2.16
Proceso de Producción Económica

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPÍTULO 3

DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO

3.1 Introducción

Como se mencionó en el capítulo 1, el organismo encargado de generar, transmitir y distribuir la energía eléctrica en todo el país es la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que cuenta con diferentes áreas que aportan diferentes elementos, cada uno de los cuales, resulta esencial para garantizar el correcto suministro de energía eléctrica.

En particular el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) realiza una variedad de funciones entre las que destacan: la operación del sistema, el despacho de generación, las transacciones de energía con compañías eléctricas extranjeras y permisionarios externos y el acceso a la red de transmisión.

Ésta entidad tiene la responsabilidad de administrar la operación y control del Sistema Eléctrico Nacional, y está organizado en 3 niveles jerárquicos: 1 Centro Nacional, 8 Áreas de control y 28 Subáreas de control. Las funciones de los Centros de Control de Área son distintas a los del Centro Nacional. Desde los Centros de Control de Área y Subárea se programa y dirige la operación segura del Sistema, vigilando en todo momento la continuidad y la calidad del servicio.

Las áreas de control son ocho, una se ubica en Mexicali, Baja California; para la parte de Sonora y Sinaloa, el área de control está en Hermosillo, Sonora; para la zona del Norte que incluye Durango, Chihuahua y un fragmento de Coahuila, el centro de control está en Gómez Palacio, Durango; para Tamaulipas, Nuevo León y parte de San Luis Potosí, en lo que es La Huasteca, el centro de control está en Monterrey, Nuevo León; para la parte de Occidente: Jalisco, Aguascalientes y todo el Bajío, el área de control está en Guadalajara, Jalisco; para la zona

metropolitana del DF, Estado de México, Hidalgo, parte de Puebla y Morelos, es decir, el área Central, el control se localiza en la ciudad de México; para la parte Sureste Oriental, el centro de control está en Puebla, Puebla y, para la parte de la Península, el centro de control está en Mérida, Yucatán.

El Centro Nacional actúa centralmente y coordina la operación continua del Sistema Eléctrico Nacional a través de los Centros de Control de Área. Así mismo, tiene la función sustantiva de la seguridad y la economía global del sistema, además del control de calidad de la frecuencia eléctrica. Estas funciones deben cumplir con la seguridad en la operación y economía global. En general, los objetivos básicos de la Operación del Sistema Eléctrico son: la seguridad, la continuidad, la calidad y la economía.

La seguridad obliga a mantener las condiciones del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de los márgenes operativos que eviten o minimicen la ocurrencia de disturbios. La continuidad consiste en la acción de suministrar ininterrumpidamente el servicio de energía eléctrica a los usuarios de acuerdo con las normas y reglamentos vigentes aplicables. La calidad implica que los valores de voltaje y frecuencia se ubiquen dentro de los estándares internacionales. La economía se refiere a satisfacer en todo momento la demanda de energía eléctrica al menor costo posible en el largo y mediano plazo, tomando en cuenta la disponibilidad de unidades generadoras, recursos energéticos, aportaciones hidráulicas y las restricciones en la red de transmisión

Al encontrarse con el reto de suministrar con eficiencia la energía eléctrica a la población y considerando el crecimiento de los Sistemas Eléctricos de Potencia, se ha necesitado una evolución paralela en las estrategias de operación y control de los mismos, así como el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos del país. Para ello, se hace indispensable el uso de herramientas que atiendan los objetivos básicos de la Operación del Sistema Eléctrico. Una de ellas es el

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

programa "**Despacho Económico Restringido (DER)**", cuyo objetivo principal es la obtención de un punto base de operación económico y factor de participación para cada una unidad despachable, de tal manera que se satisfaga la demanda a un costo mínimo, además de contemplar las restricciones de operación y seguridad.

3.2 Requerimientos del Programa DER

La implementación del programa utilizado para resolver el problema de Despacho Económico se inicia mediante la consideración del modelo eléctrico de la red, el cual es proporcionado por el *Estimador de Estado*, siendo preciso mantener las restricciones del flujo de potencia en ciertas líneas, además es imprescindible tomar en cuenta la restricción de mantener una reserva suficiente para ser utilizada en caso de presentarse alguna contingencia. El *Estimador de Estado* es un proceso matemático mediante el cual se obtiene la mejor estimación posible de los voltajes nodales, los cuales a su vez se usan para determinar el resto de las cantidades de interés a ser supervisadas, éste se usa debido a que las mediciones obtenidas directamente en las unidades pueden llevar consigo errores inherentes a el manejo de los datos, lo cual las haría poco confiables para su utilización en el manejo del sistema. Además de la anteriormente señalada, la modelación para la resolución del Despacho Económico debe considerar las siguientes restricciones:

- Los límites operativos en las unidades
- El flujo en líneas, transformadores y grupos de líneas y transformadores
- El Balance de potencia activa por área y sistema interconectado (isla)

Una vez determinadas las restricciones a tomar en cuenta para la implantación del programa, se elabora el modelo matemático a optimizar, ya que la determinación de un punto de operación en el que la producción de potencia tenga un valor mínimo, encierra la solución de un problema de optimización. Posteriormente el problema se linealiza mediante técnicas de programación lineal, calculando y actualizando

también los factores de penalización. Finalmente se determina la solución del problema obteniendo la diferencia de generación entre la estimación y el resultado obtenido mediante el *Programa de Flujos*. El Programa de Flujos identifica el orden de importancia de las distintas contingencias basadas en las condiciones del sistema y posteriormente evalúa el efecto de dichas contingencias de acuerdo a su importancia fijada. Éste programa le da al operador una herramienta muy importante para el análisis de redes.

Los resultados aportados por el Despacho Económico son el punto base económico y los factores de participación y operación.

Para explicar de manera sencilla la obtención del punto base entre diferentes unidades, se puede tomar como ejemplo el caso de 3 unidades cuyas curvas de costos incrementales son diferentes, con la finalidad de que las 3 unidades trabajen bajo un mismo costo de operación.

Para encontrar la potencia óptima entre diferentes unidades se tiene que lograr que los costos incrementales sean iguales. Como se observa en la figura 3.1, se debe encontrar un valor de costo incremental λ que corresponde a la potencia de salida de cada una de las unidades analizadas. La suma de las potencias de cada una de las unidades, debe cubrir la potencia demanda. De no cumplir esta condición se busca un nuevo valor de λ con la finalidad de obtener una solución que satisfaga la demanda. De no ser así, se retoman las 2 soluciones encontradas anteriormente para acercarse al valor de la potencia total demandada mediante una simple interpolación o extrapolación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

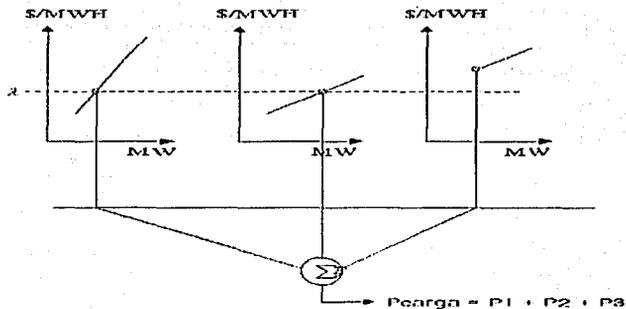


Figura 3.1

Obtención de un punto incremental común para diferentes unidades

Con base en el procedimiento anterior se puede elaborar un algoritmo sencillo para la obtención de los puntos base de diferentes unidades:

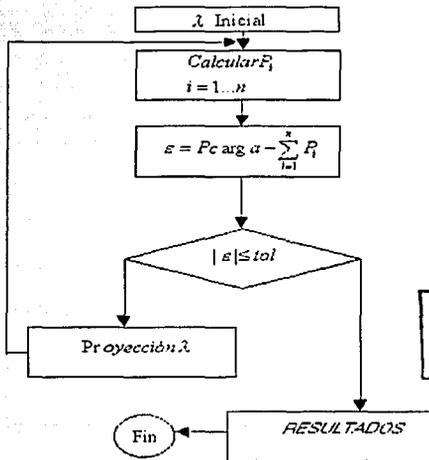


Figura 3.2

Diagrama de Flujo para la obtención de lambdas iguales

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Como se puede observar en la figura 3.2 el procedimiento inicia fijando un valor de λ común a todas las unidades por analizar. Posteriormente se calcula la potencia de salida de las n unidades correspondientes al valor de λ fijado. Un vez realizado este paso, se procede a determinar un valor de tolerancia ϵ que es definido por la potencia total de la carga demandada menos la suma de las potencias de salida de las n unidades. Una vez obtenido el valor de la tolerancia ϵ , se procede a compararla con el valor de tolerancia tol previamente fijado, si se satisface la condición de que el valor de ϵ sea igual al valor de la tolerancia tol , se imprime el resultado, en caso contrario, se propone otro valor de λ y se repite nuevamente el proceso.

El algoritmo del programa real de Despacho Económico Restringido resulta mucho más complejo que el simple procedimiento de iteración descrito anteriormente, puesto que además de encontrar los puntos base de las unidades, también calcula otros datos importantes ya mencionados anteriormente que son esenciales para el control de generación.

3.3 Características del Programa DER

El programa de Despacho Económico Restringido calcula el punto base óptimo de generación de la potencia activa para las unidades que están en operación, con la finalidad de minimizar el costo total de generación necesaria para cubrir la demanda instantánea en el sistema eléctrico, observando siempre las condiciones de seguridad en la red eléctrica. Este programa obtiene casi instantáneamente (en tiempo real) un esquema de generación económica y segura para ser aplicada sobre los generadores en línea.

El costo total de generación que se optimiza, incluye el costo de los recursos energéticos usados en las unidades generadoras, el factor de eficiencia de las

unidades y factor de penalización por las pérdidas de transmisión de la potencia activa.

Además, el programa puede calcular, resúmenes de generación y reserva por áreas, regiones, e islas, según sea necesario.

3.3.1 Unidades y Áreas en el DER

Una de las características más importantes de las unidades dentro del Despacho Económico es su modo de control. Ésta característica se refiere a la disponibilidad de cada una de ellas para el ajuste de su punto base de generación. Los diferentes modos de control que pueden tener las unidades son:

Modo Auto: Son las unidades que poseen el controlador de manera automática y son asignadas a control remoto. El programa DER les proporciona el punto base y los factores de participación.

Modo Base: Son las unidades que poseen el controlador de manera automática pero su participación en el control de generación está limitada a los casos de emergencia.

Modo Base y Regulación: Son aquellas unidades cuya generación se encuentra dentro de un rango y punto base especificado por el operador, entre los límites de regulación.

Modo Rampa: Son las unidades que están en proceso de alcanzar su generación objetivo. Una vez alcanzado este valor, automáticamente cambian a modo base.

Modo Manual: Son unidades cuyo punto base se asigna por el operador de la planta. El programa DER toma este punto base asignado como generación constante.

Modo Manual Despachable: Es similar al modo de control de Manual, excepto que el Despacho Económico de tiempo-real recomienda un punto base económico para la unidad.

Modo Disponible: Son unidades que se encuentran en paro caliente, es decir, que no están sincronizadas al sistema pero que se encuentran listas para entrar en operación cuando se desee, este tipo de unidades no son consideradas en el DER.

Modo no Disponible: Son las unidades que se encuentran fuera de operación y no son consideradas en el programa DER.

Modo Económico: Similar al modo de control BASE, excepto que el punto base de la unidad es calculado por el despacho económico del tiempo real.

Cada una de las áreas también tiene su propio modo de control, éste se puede considerar de la siguiente forma:

CENAL: El área recibe señales del Centro Nacional de Control

Área: El área mantiene intercambios fijos con el resto del sistema y se encarga del control de sus unidades de manera local. El DER trata la generación de ésta área como fija.

3.3.2 Interfaz del operador con el DER

El operador del programa Despacho Económico Restringido interviene en la definición de las condiciones de la optimización. El conjunto total de las restricciones de red que pueden ser candidatos para considerarse en la optimización, está definido en la base de datos. El programa ofrece por medio de los desplegados del DER las facilidades para definir qué restricciones de la red se van a considerar en las condiciones específicas de operación del sistema. Cuando las restricciones y los elementos de la red no están operando cerca de sus límites, se inhiben con la finalidad de simplificar el cálculo necesario en el DER. En resumen, las opciones consideradas en el programa DER habilitan al operador para lo siguiente:

- a.) Definir si los factores para la demanda interna (los factores de participación de generadores y de sensibilidad de áreas para la demanda interna) y para la demanda externa (factores de sensibilidad de áreas para la demanda externa) deben ser restringidos o no.
- b.) Inhibir el cálculo de resúmenes de los resultados del DER para los desplegados.

3.3.3 Modelado de la unidades

Las unidades despachables se representan con una curva de costos cuadrática [\$/h vs. MWh] linealizada y dividida en 7 segmentos continuos. Cada segmento se define por el tamaño (MWh) y la pendiente de costo (\$/MWh).

La curva de las unidades termoeléctricas se obtiene a partir de la curva de consumo, modelándola por el costo de combustible utilizado, tomando en cuenta la proporción de cada combustible en la generación total, más la eficiencia de la unidad. Actualmente existen unidades que utilizan 2 tipos de combustible para la generación de potencia, debido a esto existe una cantidad base de consumo de

cada combustible considerado por el Despacho Económico para una generación determinada. En la curva de consumo se encuentra un punto de generación base mínima que corresponde a la entrada de combustible constante. El costo de la generación base es la siguiente:

$$CBASE = BASE1 \times COSTO1 + BASE2 \times COSTO2 \quad (3.1)$$

donde:

BASE1, BASE2 = La entrada constante de combustible 1 y 2 respectivamente
[Gcal/h]

COSTO1, COSTO2 = Son el costo de combustible 1 y 2 respectivamente
[\$/Gcal]

La generación base mínima es considerada por el DER como el límite mínimo de generación despachable de la unidad. El costo de generación base mínima entra en el costo total de generación de la unidad.

Las pendientes de los segmentos que corresponden al incremento de la generación, son afectadas por el costo de los 2 combustibles que participan en la variación de la generación de la siguiente manera:

$$COSTO(l) = PEND(l) \times FUELCO \times 100 / EFACT \quad (3.2)$$

donde:

FUELCO = Es el costo compuesto de combustibles usados en la variación de generación [\$ / Gcal].

EFFECT = Factor de eficiencia de la unidad [%]

Analizando la curva de costo incremental, se aprecia que cada segmento lineal tiene asociado un coeficiente de costo (FUELCO), el cual depende, tanto de la eficiencia

de la unidad, como del consumo y costo de combustible empleado para la generación. Por lo tanto el coeficiente de costo está definido como:

$$FUELCO = [COSTO1 \times (INCR1)/100 + COSTO2 \times (INCR2)/100] / EFACT \quad (3.3)$$

Posteriormente se afecta el coeficiente de costo (FUELCO) por el factor de penalización de la unidad para obtener λ de la unidad contemplando pérdidas de transmisión

$$\lambda = FUELCO \times FUNPF \quad (3.4)$$

donde:

INCR1, INCR2 = Son los porcentajes de participación en el incremento de la generación de los combustibles 1 y 2 (consumo incremental), respectivamente. $INCR1 + INCR2 = 100$.

FUNPF = Factor de penalización

Los datos de curva de costo se definen en las áreas pero se actualizan en una base de datos por el Centro Nacional.

En el caso de las centrales hidroeléctricas, las curvas de costo son determinadas mediante un programa especial (Coordinación Hidrotérmica), ya que los factores que intervienen en su conformación son muy distintos a los de las centrales térmicas.

La asignación del punto base toma en cuenta los límites reales hasta donde se puede variar la generación por razones de tiempo de observación, rampa de cambio de la salida del generador, entrada de combustible base mínima y límites nominales de la unidad. Con base en estos factores el programa DER asigna el siguiente rango permisible para el punto base económico de generación:

Límite Mínimo: $PMIND = MAX (PMIN, PBASE, PGEN - RAMPA \times TDER)$

Límite Máximo : $PMAX = MIN (PMAX, PGEN + RAMPA \times TDER)$

donde:

PMIND = Límite mínimo despachable

PMAXD = Límite máximo despachable

PMIN = Límite mínimo nominal

PMAX = Límite máximo nominal

PBASE = Generación mínima por combustible base

PGEN = Generación actual

RAMPA = Razón de cambio sostenido del generador

TDER = Tiempo de período DER

Las unidades cuyo punto de generación actual se encuentra fuera de los límites nominales de operación o abajo del punto de generación mínima constante definido por la entrada base de combustible, o tienen asignada una curva de costo inválida, no se pueden despachar en el DER. Su modo de control sea económico o base pasa automáticamente a modo de generación fija para fines del DER y al mismo tiempo se produce un mensaje adecuado par el operador.

Otras características importantes del programa DER son:

- Optimiza la generación del sistema dividido en islas eléctricas
- Optimiza la generación de las áreas en modo de control remoto y mantiene fija la generación de las áreas que se encuentran en modo de control local o sin comunicación con el Centro de Control Nacional

3.4 Características del algoritmo del Programa DER

Como ya se mencionó, el algoritmo está compuesto por distintos módulos, en cada uno de los cuales se realizan distintos cálculos que ayudan a resolver el problema de Despacho Económico, tales como la obtención del punto base de los generadores, los límites económicos, etc.

Para la optimización de los puntos base de los generadores, se realiza un modelo matemático que comprende un conjunto de restricciones de la red, las cuales han superado los límites establecidos o están cerca de rebasarlos, en el punto actual de operación del sistema. La función objetivo de la optimización es el costo total de generación despachable de la potencia activa. La generación de la potencia no despachable (fija) se considera en el modelo matemático de optimización como una constante.

El modelo de optimización se implementa mediante un método de programación lineal el cual subdivide el programa total en varios subproblemas, que comprenden las variables y restricciones de cada área del Sistema Nacional, los cuales se resuelven individualmente y posteriormente son acopladas entre sí mediante iteraciones entre el programa maestro y los subproblemas tomando en cuenta las restricciones de la red a nivel del Sistema y de interfaz entre diferentes áreas.

3.4.1 Cálculo de los factores de participación restringidos

El factor de participación restringido indica que proporción de la variación de generación necesaria para el cambio de demanda total interna del Sistema puede aportar un generador asignado a modo económico, sin causar violaciones de las restricciones de red observados por el DER. El factor de participación se calcula de la siguiente manera:

$$FP = \frac{G(T) - G(T + DER)}{DG(AREA)} \quad (3.5)$$

donde:

- FP = Factor de participación de una unidad
- G(T) = Punto base de la unidad para la demanda medida en el tiempo T
- TDER = Periodo de ejecución del DER

$G(T+DER)$ = Punto base de la unidad para la demanda pronosticada para el siguiente ciclo del DER

$DG(AREA)$ = Variación esperada en la generación del área de control, ante la variación en la demanda

La ecuación anterior indica que el cálculo de los factores de participación requiere de los resultados de dos ejecuciones del programa DER; una para la demanda actual (medida) de la potencia activa y otra para la demanda pronosticada para el próximo ciclo del DER.

Las ejecuciones del programa DER para ambas demandas (actual y pronosticada) se realizan bajo las mismas condiciones topológicas y las mismas restricciones de red. La variación de la demanda pronosticada se estima a nivel de cada área, aplicando un porcentaje sobre la demanda medida.

3.4.2 Cálculo de los factores de participación no restringidos

En el caso de presentarse una reserva de generación desahogada y flujos de potencia activa por debajo de sus límites críticos se puede optar por el cálculo de los factores de participación no restringidos.

Este factor refleja el costo de variación de generación de potencia activa y se asigna de tal manera que la unidad que cuenta con un mayor factor de participación es la que contribuye de manera más significativa a la economía del sistema. En el caso de demanda creciente el factor de participación no restringido se calcula como la inversa de la pendiente del segmento de la curva de costo donde se encuentra el punto base de la unidad. Si el punto base se llegara a encontrar en el punto de flexión entre 2 segmentos continuos, el factor de participación corresponderá a la inversa de la pendiente superior. La expresión matemática queda entonces de la siguiente forma:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$FP = \frac{\text{Costo}(k)^{-1}}{\text{SUMA}(\text{Costo}(k)^{-1})} \quad (3.6)$$

donde:

FP = Factor de participación de una unidad económica

Costo(k) = Costo del segmento k en la curva de costo de la unidad Correspondiente.

SUMA = Suma de los costos de los segmentos de los puntos de las unidades económicas

En el caso de la demanda decreciente, el factor de participación no restringido será la función del costo directo del segmento donde se ubica el punto base en la curva de costo de la unidad . Si el punto base se encuentra en punto de flexión entre 2 segmentos, se considera el segmento superior. La expresión matemática se muestra a continuación:

$$FP = \frac{\text{Costo}(k)}{\text{SUMA}(\text{Costo}(k))} \quad (3.7)$$

donde:

Las variables FP, Costo (k) y SUMA(Costo (k)) tienen el mismo significado que el caso anterior.

3.4.3 Cálculo de los límites económicos de los generadores

La característica de límite económico define hasta que punto puede variar la generación de una unidad que participa en modo económico, sin causar violaciones de restricciones consideradas en el Despacho. Ésta condición se cumple si el punto base de una unidad se cambia según su factor de participación restringido y no

rebasa el valor óptimo calculado para la variación pronosticada de la demanda. El límite económico se determina de la siguiente forma:

$$LE = G(T) + FP \times DDA = G(T+TDER) \quad (3.8)$$

donde:

LE = Límite económico de una unidad

G(T) = Punto Base para la demanda actual

FP = Factor de participación de la unidad

DDA = Variación esperada de la demanda del área de control

TDER = Período de ejecución del DER

G(T+TDER) = Punto base de la unidad para la demanda pronosticada en el próximo ciclo del DER.

El límite económico de las unidades también se aplica según la tendencia de la variación de la demanda: Para la demanda creciente será:

$$LEMAX = LE$$

$$LEMIN = G(T)$$

Para la demanda decreciente será:

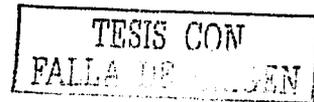
$$LEMIN = LE$$

$$LEMAX = G(T)$$

donde:

LEMAX, LEMIN = Límite económico máximo y mínimo respectivamente

En caso de los factores no restringidos, los límites económicos equivalen a los límites del segmento de la curva de costo donde se encuentra el punto base de la unidad. Si el punto base se encuentra en el punto de flexión entre 2 segmentos, los límites corresponden a los límites del segmento superior para el caso de la



demanda creciente, o a los límites del segmento inferior para el caso de la demanda decreciente.

3.5 Activación y Resultados del Programa DER

Antes de realizar la ejecución del programa DER se realizan mediciones remotas de campo en tiempo real, las cuales proporcionan las condiciones del estado actual y la topología del sistema. Éstas mediciones se realizan aproximadamente cada 15 minutos y posterior a la obtención de cada una de ellas se ejecuta el programa DER.

El programa DER en algunas ocasiones se ejecuta automáticamente en forma extemporánea a la obtención de las mediciones remotas, esto sucede cuando ocurren cambios en la topología de la red, cambios en el modo de control de las unidades despachables, violaciones a los límites de las restricciones consideradas por el propio programa DER. Además el programa también puede ejecutarse extemporáneamente a petición del operador.

Al activarse el programa DER, el programa principal verifica las condiciones iniciales para la ejecución, se reciben los mensajes del sistema de comunicación entre los programas y se comprueba la obtención de los resultados de las mediciones remotas, así como la no existencia de alguna suspensión al programa solicitada por el operador.

La terminación de la ejecución se produce al obtener los resultados proporcionados por el programa DER. En el caso de no poder obtener los resultados, la ejecución se interrumpe y el programa manda un mensaje de aviso al operador. Las posibles causas de interrupción son las siguientes:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- La existencia de archivos de información para el programa DER no accesibles porque se encuentran en uso por otros programas
- La presencia de una solución no factible debido a que el problema de Despacho Económico se encuentre sobre restringido.
- Cuando la convergencia global del programa o de algoritmo de optimización lineal, o el cálculo del punto base del sistema no se obtiene en el número de iteraciones preestablecidas.

Una vez terminado el programa, ya sea exitoso o no, todos los archivos y base de datos del sistema usados en el programa DER quedan liberados y disponibles para otros programas.

A partir de los puntos base obtenidos en la optimización de la generación, el programa DER calcula los siguientes resúmenes:

1.) Para cada área de control, región de reserva y el sistema interconectado (global o islas eléctricas):

- La Generación Total Termoeléctrica (MW).
- La Generación Total Hidroeléctrica (MW).
- La Reserva Rodante Termoeléctrica (MW).
- La Reserva Rodante Hidroeléctrica (MW).

2.) Para cada área de control y el sistema interconectado (global o islas eléctricas):

- La Reserva Reguladora Termoeléctrica.
- La Reserva Reguladora Hidroeléctrica.

3.) Para el Sistema Global o las islas eléctricas:

- El número total de generadores en línea (Hidroeléctricas y Termoeléctricas).

- El número total de generadores en línea por cada modo de control: auto, base, rampa y manuales.

Durante la ejecución del programa DER se obtienen también los factores de penalización por las pérdidas de transmisión para cada generador en línea.

Los resultados proporcionados por el programa DER se actualizan en las bases de datos del sistema y se accesan mediante desplegados.

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN PRÁCTICA DEL DESPACHO ECONÓMICO RESTRINGIDO

4.1 Introducción

La operación de un sistema eléctrico requiere de información y control en tiempo real, además de herramientas de estudio, que permitan optimizar cada uno de los procesos del control.

Como ya se mencionó en el capítulo anterior, el CENACE cuenta con programas de cómputo sofisticados que permiten auxiliar a los operadores y supervisores en la toma de decisiones durante la operación del Sistema Eléctrico Nacional. Uno de estos programas es el programa DER el cual es indispensable para el aprovechamiento óptimo de los recursos en la generación de la energía.

La operación en tiempo real consiste en satisfacer la demanda utilizando los recursos de generación transmisión y transformación disponibles con seguridad, economía y calidad, supervisando estrechamente las condiciones del sistema eléctrico (demanda, niveles de embalses, red eléctrica, disponibilidad de generación, etc.) para llevar a cabo las funciones principales entre las que destacan:

- Ejecutar el Despacho de Generación (operación al mínimo costo)
- Efectuar el control de la frecuencia (balance carga – generación)
- Mantener el control del sistema bajo condiciones seguras
- Supervisar el control de embalses hidráulicos

Las herramientas básicas utilizadas para la realización de esta función son: el Sistema de Información en Tiempo Real para la Administración y Control de Energía (SITRACEN) y el Sistema de Información para la Administración, Análisis y Estudios (SIPAE), además del sistema de comunicaciones y el esquema de generación.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

En este capítulo se mostrará la aplicación práctica del programa DER utilizado en el CENACE para un caso en tiempo real, en el cual se utilizan los conocimientos planteados anteriormente.

4.2 Definición del caso práctico

Dentro de los programas del CENACE se encuentra el programa DER que como ya se mencionó en el subtema 3.4 puede ser considerado como una subrutina del Control Automático de Generación que es el encargado de llevar a la práctica todos los datos obtenidos por el programa DER.

Los desplegados del programa DER consisten básicamente en tablas en las que se muestran los resúmenes de los datos calculados para cada una de las unidades estudiadas. A lo largo de este capítulo se mostrarán los principales desplegados más importantes del programa DER, explicando brevemente cada una de las columnas de las tablas.

El estudio de Despacho Económico que se presenta a continuación se realizó para un caso en tiempo real, considerando únicamente las áreas que en ese momento se encontraban en el modo CENAL, que es el modo de control de área en el que las áreas reciben señales del propio Centro Nacional de Control de Energía.

La hora de inicio para la realización de este estudio fue a las 7:41 AM, considerando esta condición, solo algunas áreas se encontraban conectadas de manera remota al CENACE (modo CENAL). Esta condición se debe a que a esa hora la demanda de energía a nivel nacional es relativamente baja en comparación a las horas pico, por ello, la mayoría de las Áreas de Control Nacional, pueden ser manejadas localmente en ese instante.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

A continuación se mostrarán y analizarán los desplegados con los resultados más representativos del DER para el caso de estudio en tiempo real.

4.3 Resultados de la Aplicación del DER

El primer desplegado que se muestra en la ejecución del programa es el **estado del Sistema Nacional** en donde se observan el estado de las diferentes áreas de Control.

En este desplegado se puede observar el estado general de las ocho áreas mostrando en cada una de ellas el error de control de área, el estado del Control Automático de Generación (AGC), el modo de control de área y el estado del enlace al sistema.

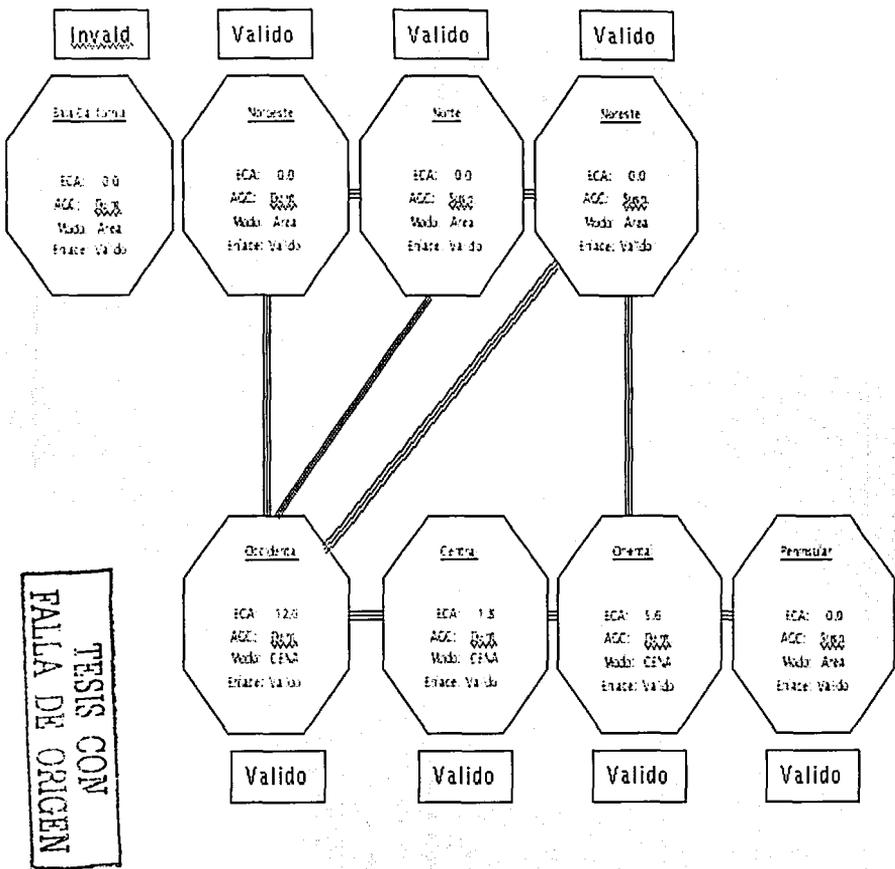
El Error de Control de Área (ECA) determina la cantidad de generación o corrección de potencia en el área para retornar a la condición normal de un valor cero. La corrección es contraria al signo, esto es, $ECA > 0$, el área debe disminuir su generación; $ECA < 0$ debe aumentar generación. La corrección se hace con regulación secundaria, que se refiere a regresar el valor de frecuencia al nominal (60 Hz), y el valor del enlace al programado (predisturbio).

El estado de AGC, se refiere a si el Control Automático de Generación del CENACE interviene o no en el área correspondiente.

El modo de Control de Área indica el tipo de modo en que se encuentra el área correspondiente ya sea en modo CENAL o en modo área.

Finalmente el estado de enlace del sistema indica si el enlace al sistema es válido o no.

Como se puede apreciar en el primer desplegado, las áreas que en ese momento se encontraban en modo CENAL son las áreas Occidental, Central y Oriental, por ello el estudio de Despacho Económico dentro del CENACE solo puede ser realizado para estas áreas, ya que las áreas Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, y Peninsular, son controladas desde los propios centros de control de área por las condiciones propias del sistema.



Desplegado 1: Estado del sistema interconectado

El segundo desplegado que se presenta es el **Resumen de Generación Deseada por Unidad**. Este desplegado es un resumen del resultado de la aplicación de los métodos anteriormente descritos para obtener el punto de operación óptimo de las unidades.

En la parte superior del desplegado se pueden observar datos generales tales como el Error de Control de Área, el Modo de Control de Área, el estado del AGC y el valor de la frecuencia actual, así como el Intercambio Neto Programado

El Intercambio Neto Programado indica si se está haciendo una transacción de energía entre áreas de control pertenecientes a CFE o algún productor externo, actualmente el intercambio neto es cero, debido a que no se realiza el control de ningún intercambio (en forma automática, mediante AGC).

En la primera columna se muestra el nombre de la unidad analizada. El nombre de la unidades se representa mediante una nomenclatura que se asigna a cada generador. Dicha nomenclatura se compone mediante las tres primeras letras del nombre real de la unidad, en caso de que la central tenga una sola palabra por nombre y en caso de que la central tenga un nombre compuesto, la nomenclatura se forma tomando la primera letra de la primera palabra y las dos complementarias de la segunda o tercera según sea el caso. Por ejemplo:

Nombre Real de la Central	Nomenclatura
Infiernillo	INF
Manuel Moreno Torres	MMT
Francisco Villa	FVL

En la segunda columna se indica el Modo de Control en el que operan las diferentes unidades. Como ya se explicó anteriormente, las únicas unidades en las que puede aplicarse el DER desde el CENACE son aquellas que están en modo Automático.

Como se observa en los desplegados, las unidades que se encuentran en modo Automático son:

Infiernillo: INF U1 Y U2

Malpaso: MPS U1 Y U2

Peñitas: PEA U1

Manzanillo Dos MND U1 Y U2

Petacalco: PEO U3 Y U5

Villa de Reyes: VDR U1 Y U2

El resto de las unidades no pueden ser controladas desde el CENACE en ese instante de tiempo.

La tercera, cuarta y quinta columnas se refieren a la generación de las diferentes unidades analizadas.

En la *tercera columna* se indica la generación de las unidades para ese instante de tiempo. En la *cuarta columna* se muestra la generación deseada que, como su nombre lo indica, se refiere a la cantidad de potencia que es necesario generar para cada unidad y cuyo valor está compuesto por dos partes, la parte económica producto de la ejecución del DER y la parte de regulación de frecuencia. Este concepto también es exclusivo del AGC. La *quinta columna* es el punto base calculado por el programa DER, es decir, el punto de operación al que teóricamente debe ser llevado la unidad.

La sexta y séptima columna se refieren a los límites de regulación de las unidades. Estos límites, son datos teledados que definen el rango de acción del Control Automático de Generación para cada unidad. En caso de que así lo requiera el sistema, el operador, puede sobrescribir los límites de regulación.

Las últimas 4 columnas se refieren a los datos de regulación. El factor de regulación es la fracción de la contribución normal de una unidad en comparación con otras unidades en regulación. La *octava columna* y la *novena columna* muestran el factor normal de regulación y el factor de regulación de emergencia, los cuales son utilizados por el AGC para el cálculo de la Generación deseada de la unidad. Estos factores son normalizados, por lo tanto, indican la contribución de la unidad para la corrección del ECA. Estos factores no son utilizados por el DER. La *décima columna* muestra la componente de regulación que es la contribución de la unidad a la regulación de la frecuencia. Finalmente la *última columna* indica el error de control que no es otra cosa que la diferencia que existe entre la Generación actual de la unidad y la Generación deseada.

Analizando los desplegados se pueden observar los siguientes datos:

La unidad INF-U1 trabaja correctamente dentro de los límites de regulación (120 - 165 MW), siendo su generación actual de 120.1 MW, valor muy cercano al del punto Base obtenido por el DER que es de 122 MW. Así mismo, la unidad INF-U2 con límites de regulación iguales a la U1 se encuentra generando 118.1 MW, valor un poco bajo en comparación con el de su punto base calculado que es de 121 MW.

La unidad MPS-U1 trabaja correctamente dentro de sus límites de regulación (110 - 140 MW), ya que genera 110.6 MW, teniendo un punto base calculado de 113 MW. Así mismo, la unidad MPS-U2 con límites de regulación (109 - 134 MW) se encuentra generando a 107.9 MW, valor que se encuentra abajo del límite de regulación inferior y cercano al valor del punto base calculado que es de 111 MW.

La unidad PEA -U1 se encuentra trabajando dentro de los límites de regulación (71 - 84 MW), generando a 74.7 MW, con un punto base de 75 MW.

La unidad MND - U1 que tiene límites de regulación de 309 a 343 MW, se encuentra trabajando a 311.4 MW y tiene un punto base de 310 MW. La unidad

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

MND – U2 tiene límites de regulación de 305 a 349 MW y se encuentra generando 308.1 MW y tiene un punto base de 317MW.

La unidad **PEO – U3** se encuentra generando a 328.6 MW, valor que se encuentra debajo de los límites de regulación que son de 330 a 346 MW. Su punto base de 330 MW. La unidad **PEO – U5** tiene límites de regulación de 329 a 351 MW y se encuentra generando dentro de los límites, ya que trabaja a 331.8 MW.

La unidad **VDR – U1** con límites de regulación de 308 a 336 MW genera 307.8 MW, valor que se encuentra debajo de dichos límites y tiene un punto base de 313 MW. La unidad **VDR – U2** genera 325.8 MW que está dentro de los límites de regulación que son de 314 a 328 MW, con un punto base de 322 MW.

Fricciones

Desplazados

Almas

Ver

Utilizas

15 / AGO / 03

73727

Indices y Nombres ING Report

Relación Suspecho

AGC AGC

RESÚMEN DE GENERACIÓN DESEADO POR UNIDAD

Método ECA CF Intercambio Neto Programado : 0 Modo de Control : Área Frecuencia 60.07
 ECA 145 Unidad de Control Selectivo Estado AGC Dent

Nombre de la Unidad	Modo Ctrl Unidad	Generación			Límites de Regulación		Datos de Regulación			
		Actual	Deseada	Punto	Alto	Bajo	Factor	Factor	Compo	Error
		MW	MW	Base	MW	MW	Normal	Emerg.	Reg.	Ctrl
01INF-U1	Auto	120.1	120.0	122	165	120	2	4	-2	0
01INF-U2	Auto	118.1	120.0	121	165	120	2	4	-1	0
01INF-U3	Disp	0.1	0.1	0	145	120	2	4	0	0
01INF-U4	Disp	0.1	0.1	0	145	120	2	4	0	0
01INF-U5	Disp	0.2	0.2	0	150	112	2	4	0	0
01INF-U6	Disp	0.2	0.2	0	146	120	2	4	0	0
02MPS-U1	Auto	110.6	110	113	140	110	4.5	9	-3	0
02MPS-U2	Auto	107.9	109	111	134	109	0.85	9	-2	0
02PEA-U1	Auto	74.7	71	75	84	71	2.3	4.6	-4	0
03MND-U1	Auto	311.4	309	310	343	309	0.2	0.4	-1	0
03MND-U2	Auto	308.1	309.5	317	349	305	0.2	0.4	-7	0
03PEO-U3	Auto	328.8	330	330	346	330	0.2	0.4	0	0
03PEO-U5	Auto	331.8	329	332	351	329	0.2	0.4	-3	0
03VDR-U1	Auto	307.8	308	313	336	308	0.2	0.4	-5	0
03VDR-U2	Auto	325.8	314.8	322	328	314	0.2	0.4	-7	0

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

El Tercer desplegado que muestra el DER es el referente al **Punto Base de Unidades Generadoras y costos Incrementales**.

En la parte superior de este desplegado se pueden apreciar datos generales tales como la fecha y hora de la última ejecución del DER; el costo de Producción total para las unidades conectadas al sistema en ese instante de tiempo (\$/hr); el costo incremental (\$/MWh) solamente para unidades que operan en los modos Automático y Económico que son unidades que el AGC está controlando automáticamente; y el costo incremental total (\$/MWh) que además de incluir las unidades en los modos anteriormente descritos, se anexan también las unidades que se encuentran en modo Manual Despachable (MAND). Es importante recordar que multiplicando la curva de consumo incremental por el costo de combustible (\$/Gcal), se obtiene la curva de costo incremental, que es la que utiliza el Despacho Económico para obtener las lambdas iguales.

En la *primera columna* se muestra la nomenclatura de cada una de las unidades analizadas.

En la *tercera y cuarta columnas* se observa el valor del Punto Base calculado para cada una de las unidades, así como su respectivo costo incremental pero únicamente tomando en cuenta las unidades que se encuentran en modo Automático y en modo Económico

Analizando los desplegados se pueden observar los siguientes datos:

El valor del costo incremental es válido para todas las unidades en modo AUTO, este valor es de 96.81 [\$/MWh]. Los puntos base que se muestran en este desplegado corresponden a los obtenidos en el desplegado anterior.

Funciones

Desplegados

Alamas

Ver

Utilizadas

15 / AGO / 03 07:41:56

Indices Utilizados: ING Report

Reh labor Suspende: 1
PGC PGC

PUNTO BASE DE UNIDADES GENERADORAS Y COSTO INCREMENTAL PARA 1, 2, 3

ED T-R Última Ejecución: 15 / Ago / 2003 7:39:43

Costo Producción (\$/hr): 6904617.0

Costo Incremental (\$/MWh): (Auto + Eso) 96.81

(Auto + Econ + Mand): 456.78

Nombre de la Unidad	Modo Ctrl Unidad	(Auto, Econ)	
		Punto Base MW	Costo Incr. MW
01INF-U1	Auto	122	96.81
01INF-U2	Auto	121	96.81
01INF-U3	Disp	0	0
01INF-U4	Disp	0	0
01INF-U5	Disp	0	0
01INF-U6	Disp	0	0
02MPS-U1	Auto	113	96.81
02MPS-U2	Auto	111	96.81
02PEA-U1	Auto	75	96.81
03MND-U1	Auto	310	96.81
03MND-U2	Auto	317	96.81
03PEO-U3	Auto	330	96.81
03PEO-U5	Auto	332	96.81
03VDR-U1	Auto	313	96.81
03VDR-U2	Auto	322	96.81

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El cuarto desplegado mostrado, es el referente al **Resumen de Límites de Unidades Generadoras**.

En la parte superior de este desplegado se pueden observar los mismos datos generales incluidos en el desplegado 2.

En la *primera columna* del desplegado se muestra la nomenclatura de cada una de las unidades.

En la *segunda columna* se muestra el modo de control de las unidades

La *tercera, cuarta y quinta* columnas se refieren a la generación. En la primera de ellas se aprecia la generación real, en la segunda de ellas se observa la generación deseada y en la última se muestra el rango de generación de las unidades. Este último concepto significa el rango en el cual la unidad moverá su generación al rededor del punto base para el control de la frecuencia y únicamente para unidades con modo de control BREG.

La *sexta y séptima columnas* se refieren los límites de regulación, la primera columna muestra el límite alto y la segunda muestra el límite bajo.

La *octava y novena* columnas se refieren a los límites económicos. Dichos límites establecen los valores entre los cuales las unidades pueden operar de manera óptima, fuera de este rango, las unidades sufrirían un déficit económico o de combustible.

Las *últimas 2 columnas* se refieren a la capacidad real de las unidades. En la primera columna se muestra la capacidad máxima y en la segunda la capacidad mínima de las unidades. Estos valores muestran el rango de la cantidad de potencia que pueden generar las unidades de manera general. Cabe señalar que los límites

económicos, de regulación y el punto base se encuentran dentro del rango de la capacidad real de las unidades. En el siguiente esquema se puede apreciar claramente el concepto anterior.



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4.1
Límites Económicos

Analizando este desplegado, se pueden observar los siguientes datos:

La unidad INF – U1 genera 116.6 MW, con una generación deseada de 120.0 MW y un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 120 a 145 MW y su capacidad real es de 0 a 175 MW. La unidad INF – U2 genera 121.3 MW con una generación deseada de 120 MW y un rango de 15 MW. Sus límites económicos y su capacidad real son iguales a la unidad anterior. De estos datos se puede afirmar que la unidad INF – U1 trabaja fuera de sus límites económicos y de regulación en ese instante de tiempo.

La unidad MPS – U1 genera 110.6 MW, con una generación deseada de 110 MW y tiene un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 110 a 140 MW y una capacidad real de 0 a 185 MW. La unidad MPS - U2 genera 110.9 MW, siendo su generación deseada de 109 MW y un rango de 15 MW. Sus límites económicos van de 111 a 134 MW y su capacidad real es de 0 a 189 MW. Estas 2 unidades trabajan dentro de sus límites económicos y de regulación.

La unidad PEA – U1 genera 71 MW, con una generación deseada de 71 MW y un rango de 10 MW, teniendo límites económicos de 73 a 83 MW y una capacidad real de 0 a 110 MW. Esta unidad trabaja dentro de los límites de regulación pero afuera de los límites económicos.

La unidad MND – U1 genera 306.8 MW y tienen una generación deseada de 309 MW, con un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 310 a 343 MW y su capacidad real va de 0 a 350 MW. La unidad MND – U2, por su parte, genera 312.3 MW, teniendo una generación deseada de 305 MW y un rango de 15 MW. Así mismo, sus límites económicos son de 310 a 249 MW y su capacidad real va de 0 a 355 MW. La unidad MND - U1 trabaja fuera de los límites de regulación y económicos. Por su parte la unidad MND – U2 genera dentro de sus límites de regulación y económicos.

La unidad PEO – U3 tienen una generación real de 331 MW y una generación deseada de 330 MW, con un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 331 a 343 MW y su capacidad real va de 0 a 355 MW. La unidad PEO – U5 genera 330.6 MW y tiene una generación deseada de 329 MW con un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 329 a 346 MW y una capacidad real que va de 0 a 355 MW. Ambas unidades se encuentran generando dentro de los límites económicos y de regulación.

La unidad VDR – U1 genera 313.6 MW teniendo una generación deseada de 310 MW y un rango de 15 MW. Sus límites económicos son de 308 a 335 MW y su capacidad real es de 0 a 355 MW. La unidad VDR – U2 trabaja a 315.4 MW con una generación deseada de 314 MW y un rango de 15 MW, siendo sus límites económicos de 314 MW a 328 MW y su capacidad real va de 0 a 355 MW. Ambas unidades se encuentran dentro de los límites económicos y de regulación.

Fracciones Despejados Alamos Ver Utiliteras
 Indices Relicitar Suspended
 Utiliteras ING Report AGC AGC

15 / AGO / 03 07:48:00

RESÚMEN DE LÍMITES DE UNIDADES GENERADORAS

Método ECA CF Intercambio Neto Programado : 0 Modo de Control : Área Frecuencia 60.16
 ECA -319 Unidad de Control Selectivo Estado AGC Dent

Nombre de la Unidad	Modo Cntrl Unidad	Generación			Límites de Regulación		Límites Económicos		Capacidad Real	
		Real	Deseada	Rango	Alto	Bajo	Alto	Bajo	MW	MW
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Max	Min
01INF-U1	Auto	116.6	120.0	15	165	120	145	120	175	0
01INF-U2	Auto	121.3	120.0	15	165	120	145	120	175	0
01INF-U3	Disp	0.1	0.1	15	145	120	145	120	175	0
01INF-U4	Disp	0.1	0.1	15	145	120	145	120	175	0
01INF-U5	Disp	0.2	0.2	15	150	112	150	120	185	0
01INF-U6	Disp	0.2	0.2	15	146	120	145	120	185	0
02MPS-U1	Auto	110.6	110	15	140	110	140	110	185	0
02MPS-U2	Auto	110.9	109	15	134	109	134	111	189	0
02PEA-U1	Auto	71	71	10	84	71	83	73	110	0
03MND-U1	Auto	306.8	309	15	343	309	343	310	350	0
03MND-U2	Auto	312.3	309.5	15	349	305	349	310	355	0
03PEO-U3	Auto	331	330	15	346	330	346	331	355	0
03PEO-U5	Auto	330.6	329	15	351	329	346	329	355	0
03VDR-U1	Auto	313.6	308	15	336	308	335	308	355	0
03VDR-U2	Auto	315.4	314.8	15	328	314	328	314	355	0

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El siguiente desplegado es el referente al **Mantenimiento de la Reserva del Sistema Interconectado**.

Al igual que en los desplegados anteriores, en la parte superior se muestran los datos generales del sistema.

La *primera columna* muestra el nombre de las unidades correspondientes.

La *segunda columna* despliega el modo de control de cada una de las unidades.

En la *tercera columna* se observa la generación actual de cada una de las unidades.

La *cuarta y quinta* columnas muestran los Límites de Regulación Alto y Bajo respectivamente.

La *sexta columna* despliega la capacidad máxima de generación de cada de las unidades.

La *séptima columna* muestra los MW medidos, que representa la generación actual, pero al ser un dato medido directamente en la unidad, puede no ser muy exacto.

La *octava columna* proporciona el valor de la rampa, que como se explicó anteriormente, es la velocidad con que la unidad se mueve (MW/min), y sirve para tener un control adecuado, de tal forma de que cada cambio de generación, siempre respete la velocidad de la unidad.

Las *dos última columnas* se refieren a la reserva secundaria, la primera de ellas muestra la reserva rodante para cada una de las unidades y la segunda de ellas se refiere a la cantidad de potencia que se maneja como reserva fría.

Analizando los resultados obtenidos en este desplegado se pueden observar los siguientes datos:

La unidad INF – U1 genera en ese instante 105.7 MW, con los límites de regulación y capacidad máxima mostrados en los desplegados anteriores. Su generación medida es de 116 MW con valor de rampa de 60 MW / min. Esta unidad presenta una reserva rodante de 49 MW y una reserva fría de 0 MW. La unidad INF – U2 genera 119.6 MW con una generación medida de 120 MW y una rampa de 60 MW / min. Además presenta una reserva rodante de 45 MW y una reserva fría nula.

La unidad MPS – U1 genera 115.5 MW, con una generación medida de 116 MW y tiene una rampa de 80 MW / min. Su reserva rodante es de 25 MW y una reserva fría de 0 MW. La unidad MPS - U2 genera en ese instante 116.5 MW, siendo su generación medida 117 MW y una rampa de 80 MW / min. Su reserva rodante es de 80 MW, mientras que su reserva fría es de 0 MW.

La unidad PEA – U1 genera 72.9 MW, con una generación medida de 73 MW y una rampa de 41 MW / min, teniendo una reserva rodante de 11 MW y una reserva fría nula.

La unidad MND – U1 genera en ese instante 304.7 MW y tiene una generación medida de 305 MW, con una rampa de 4 MW / min. Su reserva rodante es de 38 MW. La unidad MND – U2, por su parte, genera 294.9 MW, teniendo una generación medida de 295 MW y una rampa de 4 MW / min. Así mismo, su reserva rodante es de 54 MW.

La unidad PEO – U3 tienen una generación real de 331.3 MW y una generación medida de 333 MW, con una rampa de 4 MW / min. Su reserva rodante es de 14 MW. La unidad PEO – U5 genera 332.1 MW y tiene una generación medida de 332 MW con una rampa de 4 MW y una reserva rodante de 18 MW.

La unidad VDR – U1 genera 316.1 MW, teniendo una generación medida de 316 MW y una rampa de 4 MW / min, presentando una reserva secundaria de 22 MW. La unidad VDR – U2 trabaja a 315.5 MW con una generación medida de 315 MW y una rampa de 4 MW, siendo reserva rodante de 16 MW.

Fracciones Desplegados Abamas Ver Utilizas
 Índices Relajar Suspende
 Límites ING Report AGC AGC

15/AGO/03 07:51:14

MANTENIMIENTO DE RESERVA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Método ECA CF Intercambio Neto Programado : 0 Modo de Control : Área Frecuencia 60.12
 ECA 239 Unidad de Control Selectivo Estado AGC Dent

Nombre de la Unidad	Modo Cntrl Unidad	Gen. Actual	Límites de Regulación		Cap. Máxima	MW Medido	Rampa MW/min	Reserva Secundaria	
			Alto	Bajo				Rodante	Fría
			MW	MW					
01INF-U1	Auto	115.7	165	120	175	116	60	49	0
01INF-U2	Auto	119.6	165	120	175	120	60	45	0
01INF-U3	Disp	0.1	145	120	175	0	60	0	145
01INF-U4	Disp	0.1	145	120	175	0	60	0	145
01INF-U5	Disp	0.2	150	112	185	0	60	0	150
01INF-U6	Disp	0.2	146	120	185	0	60	0	146
02MPS-U1	Auto	115.5	140	110	185	116	80	25	0
02MPS-U2	Auto	116.5	134	109	189	117	80	17	0
02PEA-U1	Auto	72.9	84	71	110	73	41	11	0
03MND-U1	Auto	304.7	343	309	350	305	4	38	0
03MND-U2	Auto	294.9	349	305	355	299	4	54	0
03PED-U3	Auto	331.3	346	330	355	333	4	14	0
03PED-U6	Auto	332.1	351	329	355	332	4	18	0
03VDR-U1	Auto	316.1	336	308	355	316	4	22	0
03VDR-U2	Auto	315.5	328	314	355	315	4	16	0

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

El siguiente Desplegado es el referente al **Resumen General de Control Sistema**.

Los datos principales de este desplegado se encuentran en la parte superior central. En ella se pueden apreciar los datos del estado del AGC, la generación total del Sistema para ese instante, la reserva rodante total y el valor del costo incremental para las unidades generadoras, así como el valor de la frecuencia del sistema en ese instante de tiempo.

Analizando los datos mostrados en este desplegado se observa que la generación total para ese instante de tiempo es de 21356 MW, la reserva rodante total es de 2503 MW y el costo incremental calculado para todas las unidades despachables es de 96.81 [\$/MWh]. El valor de la frecuencia es de 60.016 Hz.

Franchises Desplazados Alamos Ver Utilizas 15/AGO/03 07:55:47
 Indices Reli Suspende
 Utilizas ING Report AGC AGC
CONTROL DE GENERACIÓN RESUMEN SISTEMA

DATOS DEL SISTEMA

Estado del AGC	Dentr
Generación	21358 [MW]
Reserva Rodante	2504 [MW]
Costo Incremental	96.81
Frecuencia Actual	60.016

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El Siguiete Desplegado se refiere al **Resumen de la Reserva por Áreas de Generación**

En la parte superior de este desplegado se pueden apreciar los datos generales del sistema.

En la *primera columna* se tiene el nombre de cada una de las áreas del Sistema Interconectado

Cabe señalar que la contabilidad de la reserva actualmente se realiza en función de la velocidad de la unidad (MW / min.), y del tiempo en que se desea hacer efectiva dicha reserva, este tiempo puede ser primario o secundario (3 o 20 minutos, respectivamente), estos tiempos son sintonizables por el operador. Con este concepto se evita caer en cálculos ficticios de reserva si se calcula únicamente como la diferencia del límite máximo menos la generación actual de la unidad.

Las siguientes cuatro columnas se refieren a la Reserva Primaria (para un tiempo menor a 3 minutos). La *segunda columna* muestra el valor de regulación actual de cada área, así como la regulación requerida en ese instante. La *tercera columna* muestra la regulación máxima de cada área. La *cuarta columna* muestra los datos de la reserva Rodante Primaria tanto actual como requerida para ese instante. La *quinta* columna muestra los datos referentes a la reserva fría.

El siguiente par de columnas despliegan los datos de la Reserva Secundaria. En la *sexta columna* se aprecian los datos de la reserva secundaria tanto actual como requerida. La *séptima columna* se aprecian los datos de la reserva Fría para cada una de las áreas.

Finalmente en las últimas 2 columnas se aprecian los datos de la Generación Interrumpible. Ésta generación se divide en Carga Interrumpible e Intercambio

Interrumpible. La carga interrumpible se refiere a la cantidad de carga que se puede cortar de acuerdo a un contrato en un período primario / total. El intercambio interrumpible se refiere a la cantidad de potencia programada que debe ser transportada a las áreas o sistemas vecinos, la cual en sobredemanda puede ser descontinuada descontinuada en un periodo primario /total.

En la parte inferior de este desplegado se muestra los datos totales de cada una de las columnas anteriormente mencionadas.

Analizando los datos resultados de este desplegado, se pueden observar los siguientes datos:

Para el *área Central*, sus datos de Reserva Primaria son los siguientes: Su regulación actual y máxima es de 32 MW, mientras que su regulación requerida es nula. Tiene una reserva rodante actual de 158 MW y requerida de 0 MW. Su reserva fría es de 876 MW. Los datos de Reserva Secundaria son los siguientes: Su reserva actual es de 564 MW y requerida de 0 MW. Su reserva fría es de 1698 MW. Sus valores de reserva interrumpible son nulos.

El *área Oriental* tiene los siguientes datos de Reserva Primaria: La regulación actual y máxima es de 32 MW, su regulación requerida es de 0 MW. La reserva rodante actual es de 1396 MW y la requerida es de 0 MW. La reserva fría es de 2784 MW. Para la reserva secundaria se tiene: La reserva actual es de 1527 MW con una requerida de 0 MW. Así mismo la reserva fría es de 4210 MW. Los valores de reserva interrumpible son nulos.

El *área Occidental* presenta los siguientes datos de Reserva Primaria: Su regulación actual es de 42 MW, la reserva máxima es de 55 MW y su regulación requerida es de 0 MW. La reserva rodante actual es de 268 MW y la requerida es de 0 MW. La reserva fría es de 906 MW. Para la reserva secundaria se tienen los siguientes

valores: Su reserva actual es de 523 MW su reserva requerida es nula. Por otra parte tiene una reserva fría de 2481 MW. Sus valores de reserva interrumpible son nulos.

Finalmente, los datos de reserva total del Sistema, considerando el resto de las áreas , son los siguientes: Para la reserva primaria se tiene una regulación actual de 106 MW, una regulación máxima de 119 MW, una reserva rodante de 2513 MW y una reserva fría de 6102 MW. Para la reserva secundaria se tiene una reserva rodante de 4999 MW y una reserva fría de 11878 MW.

Funciones Desplegados Atamas Ver Utilitas

15 / AGO / 03 07:56:55

Indice
Miles ING Report Relajar Sides de r
AGC AGC

RESERVA POR ÁREAS DE GENERACIÓN RESUMEN

Estado AGC Dent
Frecuencia 59.85

MÉTODO ECA: CF
ECA: -296

Área	Reserva primaria Tiempo < 3 minutos					Reserva Secundaria Tiempo < 20 minutos				INTERRUMPIBLE	
	Regulación		Regulación Máxima	Rodante Primaria		Rodante Secundaria			Intercam.	Carga	
	Actual	Requerida		Actual	Requerida	Fría	Actual	Requerida			Fría
CEL	32	0	32	158	0	876	564	0	1698	0.0	0.0
ORI	32	0	32	1306	0	2784	1527	0	4210	0.0	0.0
OCC	42	0	55	288	0	906	523	0	2481	0.0	0.0
NOR	0	0	0	208	0	907	582	0	1407	0.0	0.0
NTE	0	0	0	56	0	136	358	0	480	0.0	0.0
NES	0	0	0	379	0	147	1283	0	1172	0.0	0.0
BCA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.0	0.0
PEN	0	0	0	48	0	346	162	0	450	0.0	0.0
SISTEMA	106	0	119	2513	0	6102	4999	0	11878	0	0

TESIS CONT
 FALLA DE ORIGEN

El siguiente desplegado es el referente a los factores de Penalización de las Unidades Generadoras

En este desplegado se observan 4 columnas. En la *primera* de ellas se muestra la nomenclatura de cada una de las unidades.

La *segunda columna* despliega el modo de control de cada una de las unidades.

La siguiente columna se refiere al factor de penalización calculado por el DER para cada una de las unidades analizadas.

La *cuarta columna* muestra los factores de penalización utilizados en forma práctica. Los factores de penalización utilizados en ocasiones no son los mismos que los obtenidos mediante el DER debido a que se utilizan diferentes métodos para su obtención dependiendo de los requerimientos del sistema.

La *última columna* despliega si los factores de penalización calculados se están utilizando o no en la práctica.

Observando el desplegado obtenido se pueden apreciar los siguientes datos:

La unidad INF – U1 tiene un factor de penalización calculado de 0.9777. La unidad INF – U2 tienen un factor de penalización calculado de 0.9777.

Las unidades MPS – U1 y MPS – U2 tienen un factor de penalización calculado de 0.9377.

La unidad PEA - U1 posee un factor de penalización calculado de 0.9378.

Las unidades MND – U1 y MND – U2 tienen un factor de penalización calculado de 0.9891.

Para las unidades PEO – U3 y PEO – U5 el factor de penalización calculado es de 0.9799.

Las unidades VDR – U1 y VDR – U2 tienen un factor de penalización de 1.0483.

Francias

Desplegados

Alamas

Ver

Unidades

15 / AGO / 03 08:04:44

Indices numeras

ING

Report

Rel. Car. Siso de l

AGC

AGC

FACTORES DE PENALIZACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

RTAPPS

Nombre de la Unidad	Modo Ctrl Unidad	Factor de Penalización Calculado	Factor de penalización Usado Actualmente	Sustituir Valores Calculados
01INF-U1	Auto	0.9777	0.9777	NO
01INF-U2	Auto	0.9777	0.9777	NO
01INF-U3	Disp	1.0000	1.0000	NO
01INF-U4	Disp	1.0000	1.0000	NO
01INF-U5	Disp	1.0000	1.0000	NO
01INF-U6	Disp	1.0000	1.0000	NO
02MPS-U1	Auto	0.9377	0.9377	NO
02MPS-U2	Auto	0.9377	0.9377	NO
02PEA-U1	Auto	0.9378	0.9378	NO
03MND-U1	Auto	0.9891	0.9891	NO
03MND-U2	Auto	0.9891	0.9891	NO
03PEO-U3	Auto	0.9799	0.9799	NO
03PEO-U5	Auto	0.9799	0.9799	NO
03VDR-U1	Auto	1.0483	1.0483	NO
03VDR-U2	Auto	1.0483	1.0483	NO

TERCIS CON
 FALLA DEL ORIGEN

El último de los de los desplegados analizados en este caso es el referente al **Despacho de Generación Termoeléctrica**.

En la parte superior de este desplegado se aprecian nuevamente datos generales tales como la hora en que se realizó la última ejecución del Despacho Económico, el costo de producción (\$/hr), el costo incremental total (\$/MWh) para las unidades en modo Automático y Económico, así como el costo incremental (\$/hr) para las unidades en modo Automático, Económico y Manual Despachable.

En la *primera columna* de este desplegado se aprecia el nombre de cada una de las unidades térmicas que se pueden controlar desde el CENACE.

En la *segunda columna* se muestra el modo de control de cada una de estas unidades (que siempre es Automático o Manual Despachable)

En la *tercera columna* se muestra la generación actual de las unidades generadoras.

En la *cuarta columna* se aprecia el punto Base de cada una de las unidades

En la *quinta columna* se aprecia la generación a solicitar de cada una de ellas

En la parte inferior de este desplegado se encuentran los datos más importantes. En primer lugar se tiene los datos de la suma de los datos de las columnas anteriormente mencionadas. Posteriormente se pueden apreciar los datos del Costo de Producción Real en centrales térmicas para ese instante; los datos del Costo de producción Económica y el Error de Despacho Económico.

Analizando los datos mostrados por este desplegado se observa que la unidad TUL – U2 (en modo Manual Despachable) tiene una generación actual en números

redondos de 271 MW y tiene un punto Base de 148 MW, resultando una generación a solicitar de 123 MW.

Las unidades MND – U1 y MND – U2 tienen una generación actual de 343 MW y sus puntos base son 332MW y 338MW con una generación a solicitar de –10 MW y –5 MW respectivamente.

Las unidades PEO – U3 y PEO – U5 tienen una generación actual de 344 MW y 351 MW, con puntos base de 344 MW y 348 MW respectivamente. Como se puede apreciar la unidad PEO – U3 opera en su punto base, por lo que solo la unidad PEO – U5 muestra un valor de generación a solicitar cuyo valor es de –3 MW.

La unidad VDR – U1 presenta una generación actual de 337 MW y un punto base de 334 MW, por lo que su generación a solicitar es de –3 MW.

La generación total para las unidades térmicas despachables es de 1988 MW y el punto base total para las mismas unidades es de 1844 MW, así mismo, la generación total a solicitar es de -144 MW.

Finalmente se observa que es Costo de Producción Real es de 6871166.84 [\$ / hr] y el costo de producción económica es de 6821577.65 [\$ / hr].

Francias Desplegados Atamas Ver Utilitar 15 / AGO / 03 08:40:29

Indices + Millares ING Report Relicbr Strzde del
 AGC AGC
 DESPLEGADO DE DESPACHO DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

ED T-R Última Ejecución : 15 / Ago / 2003 8:39:31
 Costo incremental (\$/MWh) : (Auto + Eco) 98.81

Costo Producción (\$/hr) : 7052847.5
 (Auto + Econ + Mand) : 456.78

Nombre de la Unidad	Modo Cntrl Unidad	Gen. Actual	Punto Base	Generación a Solicitar
01TUL-U2	Mand	271	148	-123
03MND-U1	Auto	343	332	-10
03MND-U2	Auto	343	338	-5
03PEO-U3	Auto	344	344	0
03PEO-U5	Auto	351	348	-3
03VDR-U1	Auto	337	334	-3
Total		1988	1844	-144

Costo Producción Real (\$/hr):
 6871166.84

Costo Producción Económico (\$/hr):
 6821577.65

EDE
 1.0072695

Diferencia (\$/hr):
 49589.19

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

CONCLUSIONES

El rápido crecimiento económico, social y demográfico que ha tenido el país en los últimos años, ha hecho necesario que los diversos factores que son fundamentales para su desarrollo, crezcan a la par de las necesidades que el país va requiriendo. Uno de los factores más importantes es el sector eléctrico que no queda ajeno a las necesidades de evolución y crecimiento que conlleva el desarrollo de la propia nación.

En cuestión de generación de energía eléctrica, durante los últimos años se ha privilegiado la construcción masiva de centrales eléctricas que utilizan a los hidrocarburos como principal recurso energético. De hecho, casi el 65% de las centrales eléctricas con las que cuenta la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utilizan este tipo de combustible para generar energía eléctrica.

Al ser los hidrocarburos recursos no renovables, no pueden ser explotados de forma desmesurada tomando en cuenta que su disponibilidad es limitada y que en el transcurso del tiempo se irá complicando su explotación y aprovechamiento. Este hecho, hace necesario que se evalúe la idea de privilegiar otras alternativas en la generación de energía eléctrica, así como establecer programas efectivos que ahorren y optimicen los recursos energéticos utilizados actualmente.

Uno de las herramientas utilizadas actualmente para la optimización de los Recursos Energéticos es el Despacho Económico, el cual mediante un planteamiento matemático, hace posible encontrar la manera de que todas las centrales eléctricas utilizadas en la generación de energía, trabajen en el punto de operación más económicamente posible, optimizando los recursos energéticos por un lado y al mismo tiempo obteniendo un ahorro económico en los costos de operación de las centrales eléctricas.

La CFE a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) no queda al margen del uso de las herramientas adecuadas para optimizar el proceso de la generación de energía eléctrica, por ello, en dicha institución se aplica un Sistema Integral de Planeación que se encarga de establecer las bases de operación del Sistema Eléctrico Nacional en el mediano plazo (1 a 5 años). Dicho proceso hace posible que se genere energía eléctrica de manera segura, eficiente, económica además de satisfacer la creciente demanda de este servicio por parte de la sociedad.

El programa denominado Despacho Económico Restringido (DER) que es utilizado por el CENACE, es una parte importante del proceso de Producción Económica de la energía eléctrica, ya que este programa minimiza el costo de operación del sistema, calculando el punto base económico y factores de participación económicos para las unidades despachables, considerando restricciones de seguridad, y pérdidas de transmisión mediante factores de penalización por unidad. Con los datos calculados por este programa se ejecuta el Control Automático de Generación (AGC) que es la parte final del proceso y por consiguiente es donde se aplica de manera práctica todos los resultados calculados y obtenidos por los programas que conforman el Sistema Integral de Planeación.

Durante la ejecución del programa DER en tiempo real se obtuvieron una serie de desplegados que muestran el estado del sistema para ese instante de tiempo, así como los diferentes datos obtenidos para cada unidad analizada. Con base en los resultados obtenidos por el programa DER y tomando en cuenta la hora a la que se realizó el estudio (7:40 AM – 8:40 AM), se puede llegar a las siguientes conclusiones:

En el momento del estudio, solo 3 de las Áreas de Control con las que cuenta el país se encontraban conectadas al sistema del CENACE. De esas 3 Áreas, sólo 11 unidades se encontraban en modo AUTO, es decir, controladas desde el CENACE,

44 unidades se encontraban en modo Disponible, 35 unidades en modo Manual, 9 unidades en modo Sinc y una unidad en modo No Disponible. La gran cantidad de unidades en modo Disponible, se debe a que de acuerdo con el patrón de demanda, a la hora que se realizó el estudio es precisamente el instante en el cual la carga empieza a incrementarse debido a el inicio gradual de las actividades en los diferentes sectores. Por esta razón, en las primeras horas de la mañana, las unidades en modo disponible se van sincronizando al sistema conforme al incremento de la demanda.

Analizando las unidades que se encuentran en modo AUTO observamos que todas las unidades, se encuentran generando muy cerca del valor de la generación deseada y no respecto al punto base calculado por el DER. Esto se debe a que el valor de la frecuencia generada se encuentra por encima del límite establecido (± 0.05 Hz) respecto a la frecuencia nominal, y por lo tanto es necesario acercar la generación actual de las unidades a un valor de generación calculado por el AGC, que incluye un factor de regulación obtenido específicamente para satisfacer los requerimientos de demanda y compensar las variaciones de frecuencia, dejando como segunda prioridad al punto base calculado por el DER.

Idealmente, los valores de generación actual, deseada y el punto base calculado deben ser iguales para lograr una generación óptima, sin embargo, esta condición es muy difícil de conseguir porque a pesar de que existe un pronóstico de carga para distintos períodos de tiempo, se sabe de antemano que la demanda es muy variable y depende de diversos factores, por ello, la generación de las unidades se desvía del punto base con el fin de regular la frecuencia, que varía por los incrementos o decrementos de la carga.

Las unidades que se encuentran en modo *AUTO* y *Manual*, cuentan con un valor de reserva rodante que se obtiene mediante la diferencia entre el límite alto de regulación y la generación actual, este valor de reserva se tiene en cada una de las

unidades con la finalidad de utilizarse en caso de ser requeridos. Por otra parte, las unidades que se encuentran en modo *Disponible* tienen un valor de reserva fría que es igual a su límite de regulación alto, esto es, que el total de su generación se encuentra disponible para sincronizarse al sistema en la medida que se requiera.

Los factores de penalización calculados por el DER para cada una de las unidades son los utilizados en ese instante de tiempo, dichos factores indican el grado de influencia de las pérdidas del sistema de transmisión de cada unidad, un mayor valor indica que el aumento de generación de la unidad tiene una mayor influencia en las pérdidas globales del sistema. Dicho factor de penalización afecta a la curva de costo incremental propia de cada unidad, modificando la potencia de generación de cada unidad.

El total de las reservas rodante y fría secundarias de las ocho áreas que conforman el sistema es casi el doble que los valores de las reservas primarias, esto es debido a que la reserva secundaria se considera a las unidades que se encuentran disponibles pero no sincronizadas al sistema y unidades que requieren de un periodo de tiempo largo para ser puestas en operación, mientras que la reserva primaria considera aquellas unidades que pueden ser puestas en operación en un lapso muy corto de tiempo.

Es muy importante supervisar constantemente la reserva de generación con la que se cuenta para mantener la operación del sistema eléctrico de manera segura. Esta reserva es requerida para absorber las posibles variaciones en la carga, las fallas imprevistas en los equipos y cualquier otro tipo de incertidumbre, minimizando los riesgos de interrupciones que se pudieran presentar en el servicio.

Como ya se mencionó, es necesario desviar la generación de las unidades generadoras con respecto al punto base calculado por el DER, debido a las variaciones de frecuencia. Dicha variación provoca que el costo de producción real

de las unidades difiera con respecto al costo de producción más económico que es producto de la consideración de emplear únicamente los puntos base calculados. En este caso, a pesar de que la diferencia entre el costo de producción real y el costo de producción económico para las unidades térmicas despachables parezca alta, el costo de producción real representa el 99.2783% con respecto al costo de producción económico. Este valor se encuentra dentro la tolerancia permitida por el CENACE, que establece que la diferencia entre ambos valores no puede ser mayor del 2%. Cabe señalar que el costo de producción económico en algunos casos puede ser mayor que el costo de producción real debido a las componentes de regulación y a que el DER es ejecutado cada cinco minutos, por lo que las variaciones de carga son fuertes en ese período de tiempo.

El proceso de producción de energía esta compuesto por varias etapas. El Despacho Económico es parte de este proceso, anteriormente a él, se elabora una planeación estratégica que incluye: el estudio de un pronostico de carga, variación en la densidad pluvial (para las centrales hidroeléctricas), períodos de mantenimiento en las centrales eléctricas, disponibilidad de unidades mantenimiento, etc. Ésta etapa es la que reditúa el mayor ahorro económico de todo el proceso, en consecuencia, el Despacho Económico trabaja únicamente con los datos que le son proporcionados en las etapas anteriores, de esta manera se infiere que el ahorro energético y económico es mayor en la etapa de asignación de unidades. Sin embargo el Despacho Económico es indispensable para la lograr que las unidades generadoras trabajen en el punto más económicamente posible, equilibrando la potencia generada con el costo del combustible, logrando así la optimización de los recursos energéticos para la producción de energía eléctrica.

Realmente todas las etapas que conforman el proceso de producción de energía eléctrica, se utilizan únicamente como un estudio, para ser empleados efectivamente en la práctica por el Control Automático de Generación.

Para lograr una producción económica más efectiva mediante el DER, sería necesario tener siempre un mayor número de unidades en modo AUTO, ya que de esta forma los puntos base de las unidades serían calculados mediante el programa de cómputo y no por el operador, ya que las unidades en este modo llevan inmersas en ellas el concepto de economía al estar completamente automatizadas, logrando así una operación más económica. Por otra parte, además de desviar los puntos base para regular la frecuencia, es necesario también, tener perfiles de reserva adecuados para complementar los factores de regulación y de esta manera no alejarse demasiado del punto base calculado por el DER.

Finalmente, se puede afirmar que la aplicación del Despacho Económico y el proceso de producción de energía en general pueden mejorarse automatizando la mayor parte de las etapas, ya que si dichos procesos se realizan en su totalidad a criterio de los operadores, se producirían errores inherentes al manejo de los datos que finalmente alejarían la generación de las unidades de su punto más económico. Otra forma de mejorar este estudio sería la implementación de diferentes métodos para pronosticar de manera más efectiva las variaciones de carga en las diferentes áreas y regiones para diversos periodos de tiempo, de esta forma se lograría que la frecuencia no se alejara en gran medida de su valor nominal, y en consecuencia la generación deseada sea más próxima al punto base calculado por el DER.

Como se pudo verificar a lo largo de este trabajo, la evolución del país depende de un adecuado y oportuno suministro de energía eléctrica, y para ello es necesario estar a la par de los requerimientos del país conforme este lo demande, garantizando la seguridad, continuidad y economía del servicio, siendo necesario mejorar los sistemas que regulan la generación aprovechando las ventajas que ofrece la tecnología moderna, tales como la aplicación del Despacho Económico de Generación de manera automatizada, de esta forma se logra que el Sistema Eléctrico Nacional opere de manera óptima y adecuada.

REFERENCIA BIBLIOGRÁFICA

- 1.) ALAVEZ NOLASCO, Alejandro. Curso de Control Automático de Generación. CENACE, México, 1999
- 2.) ALAVEZ NOLASCO, Alejandro. Curso de Despacho Económico. SITRACEN. CENACE, México, 1999
- 3.) ARMSTEAD, H. Christopher. Energía Geotérmica. Ed. Limusa, México 1989
- 4.) BARBOSA CANO, Fabio. Exploración y Reservas de Hidrocarburos en México. Ed. Instituto de Investigaciones Económicas: M.A Porrúa. México, 2000
- 5.) CÁDIZ DELEITO, Juan Carlos. La Energía Eólica: Tecnología e Historia. Ed. H. Blume, Madrid, 1984
- 6.) CARRANZA TORRES, Eduardo. "Centros de Control para Sistemas Eléctricos de Potencia" en Rv. **CENACE**, México, 1992
- 7.) CENACE, Área de Control Noroeste. Manual de Despacho Económico en Tiempo Real. Ed. CFE, México
- 8.) CENACE. Plan de Entrenamiento SICTRE: Despacho Económico Restringido. Ed. CFE, México
- 9.) DENDUEY, Daniel. Raudales de Energía: El Potencial de la energía Hidroeléctrica. Ed. Instituto Mexicano de tecnología del Agua, México, 1991

- 10.) ENRÍQUEZ HARPER, Gilberto. Elementos de Centrales Eléctricas I. Ed. Limusa, México, 1995
- 11.) GONZÁLEZ APAOLAZA, Raúl. Plantas Eléctricas. Ed. Trillas, 1ª Edición, México, 1974
- 12.) LORENZO PIGUEIRAS, Eduardo. Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos. Ed. Universidad Politécnica de Madrid: Instituto de Energía Solar, Madrid, 1994
- 13.) MORSE, Frederick T. Centrales Eléctricas (Teoría y práctica de las plantas generadoras eléctricas estacionarias). 3ª Edición, México, 1980
- 14.) PUIG, Joseph. La ruta de la energía. Ed. Anthropos, Barcelona, 1990
- 15.) SANTO POTES, E. Centrales Eléctricas. Ed. Gustavo Gili, 1ª Edición, Barcelona
- 16.) STEVENSON, William D. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia. Ed. Mc Graw Hill, 2ª. Edición, México, 1979

Páginas de Internet Consultadas:

- a.) CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN EMPRESARIAL SOBRE IBEROAMÉRICA (CIDEIBER) - INFORMACIÓN DE LOS PAÍSES <http://www.cideiber.com/infopaises/Mexico/Mexico-05.html>
- b.) CEPB (Paraguay) – E. NUCLEAR <http://www.cepb.una.py/nuclear/intro.htm>
- c.) COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD (CFE) <http://www.cfe.gob.mx>
- d.) IESPAÑA - ENERGÍA <http://www.iespana.es/natureduca/indice.htm>

- e.) INEGI (México) <http://www.inegi.gob.mx>
- f.) SECRETARIA DE ENERGÍA <http://www.sener.gob.mx>
- g.) SINDICATO MEXICANO DE ELECTRICISTAS <http://www.sme.org.mx>
- h.) UNIVERSIDAD DE CHILE – FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS <http://cipres.cec.uchile.cl/~gneira/>