

que el vapor absorbido por el aire en su camino ascendente es vertido directamente a la atmósfera por la parte superior de la chimenea. Todos estos circuitos de refrigeración, aunque llamados cerrados, deben incorporar un sistema para reponer el agua evaporada en la torre.

11.4.1 Centrales termoeléctricas y medio ambiente

Los efectos de las centrales termoeléctricas clásicas sobre el medio ambiente tienen lugar fundamentalmente, a través de las emisiones efectuadas a la atmósfera, como consecuencia del retroceso de combustión y por vía térmica.

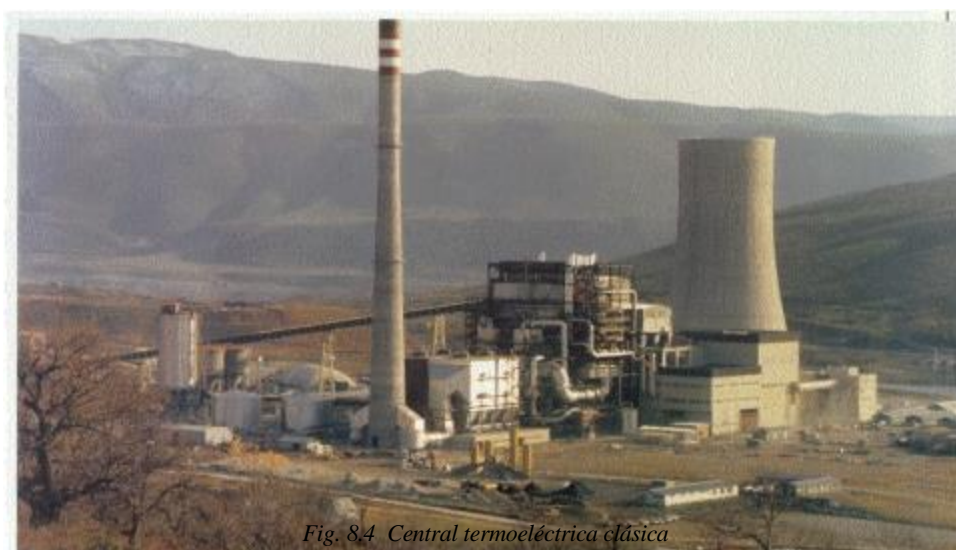


Fig. 8.4 Central termoeléctrica clásica

Fig. 11.4 Central termoeléctrica clásica

11.4.1.1 Las emisiones atmosféricas. Nuevas tecnologías de combustión

Por lo que se refiere al primero de los aspectos citados, este tipo de contaminación consiste fundamentalmente en la emisión a la atmósfera de óxidos de azufre, de nitrógeno y de carbono, así como partículas. No todas las centrales termoeléctricas ejercen el mismo impacto medioambiental. Por ejemplo, las centrales que utilizan gas no emiten óxidos de azufre ni partículas. Las que utilizan fuel-óleo, no emiten partículas y sus emisiones de óxidos de azufre son muy inferiores a las emisiones de las centrales de carbón.

A comienzos de los años 70, la legislación medioambiental española estableció para cada central termoeléctrica unos límites específicos de emisiones de partículas, de óxidos de azufre y de óxidos de nitrógeno. Ello condujo a la introducción masiva de sistemas de protección ambiental tales como separadores mecánicos, ciclones, electrofiltros, instalación de chimeneas de gran altura, etc., asimismo se desarrolló un estudio del impacto y seguimiento medioambiental en dichas instalaciones.

Posteriormente, el incremento de la preocupación por la conservación del entorno, y el desarrollo de políticas y normas comunitarias, a las cuales España tenía lógicamente que adaptarse, hicieron que el sector eléctrico se planteara la necesidad de promover reducciones adicionales en las emisiones de las

centrales termoeléctricas clásicas. Ello condujo a la introducción de medidas tales como: utilizar en dichas instalaciones mezclas de combustibles que reducen el impacto ambiental; incrementar el uso de gas natural; o aplicar nuevas tecnologías de reducción de emisiones y de combustión limpia de carbones.

Así, en el terreno de la retención de partículas, se ha generalizado la utilización de ciclones, precipitaciones electrostáticos y electrofiltros. Con algunos de estos nuevos sistemas, se llega a rendimientos de eliminación de entre el 95% y el 99%, y se está empezando a desarrollar un sistema de combustión de carbón pulverizado a presión y alta temperatura que permite la fusión de las cenizas. Existe ya una planta piloto en Alemania.

En el terreno de la reducción de óxidos de azufre, cabe destacar el empleo de diferentes alternativas en la etapa de precombustión, tales como la combustión mixta de carbón y gas, el uso de carbones de mayor calidad, la desulfuración y lavado previo del combustible, o la conversión del carbón en otro combustible más limpio.

Referente al último aspecto, hay soluciones tales como la gasificación de carbón, que es utilizado en un ciclo combinado (es decir, mediante el empleo de una turbina de gas y una turbina de vapor). Este sistema permite una reducción de hasta el 99% en las emisiones de óxidos de azufre, una apreciable reducción de óxidos de nitrógeno y un importante incremento del rendimiento energético de la instalación, con lo que el nivel de emisiones por unidad de energía generada es mucho menor. En España, se encuentra en funcionamiento desde 1997 una de las instalaciones de gasificación de carbón con ciclo combinado más importantes del mundo con 335 MW de potencia.

También se está ensayando la licuefacción de carbón, es decir, la conversión del carbón en una mezcla de combustibles líquidos y gaseosos.

La reducción de emisiones de óxidos de azufre durante el proceso de combustión se consigue mediante la inyección, en las calderas convencionales, de absorbentes que fijan el azufre, o mediante la adopción de nuevas tecnologías de combustión limpia del carbón (combustión en lecho fluido).

Esta tecnología consiste en quemar carbón en un lecho de partículas inertes (de caliza, por ejemplo), a través de la cual pasa una corriente ascendente de aire. Esta corriente soporta el peso de las partículas y las mantiene en suspensión, de modo que da la impresión de encontrarnos con un líquido en ebullición. Se consigue de esta forma, una considerable reducción de las emisiones de óxidos de azufre (de entre el 60% y el 85%, dependiendo del tipo de lecho) y un aumento del rendimiento energético de la instalación. En España, existe una central de combustión en lecho fluido con 80 MW instalados, existiendo algunas unidades más en fase de desarrollo.

En la fase de combustión empiezan a alcanzar interesantes difusiones los diversos sistemas de desulfuración de los gases de combustión (por vía húmeda, atomización/secado, sistemas de regeneración, utilización de cal o caliza, etc.). Estos sistemas están siendo ya aplicados en varios países y el sector eléctrico español ha desarrollado varios proyectos de investigación como paso previo a su posterior aplicación en nuestras centrales termoeléctricas.

Por lo que se refiere a la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno, las medidas más extendidas son la modificación de los quemadores de la central o la modificación de las condiciones de combustión.

Entre estas medidas, cabe citar la combustión con reducción del aire suministrado a los quemadores (a menor proporción de aire, menor proporción de nitrógeno), el empleo de quemadores con bajos óxidos

de nitrógeno, la reducción selectiva de óxidos de nitrógeno en los gases de combustión mediante inyección de amoníaco o catalizadores, etc. Los rendimientos de eliminación con estas medidas oscilan entre un 20% y un 70%.

Finalmente, la reducción de las emisiones de óxidos de carbono supone en estos momentos el mayor reto ambiental de las instalaciones termoeléctricas. La vía más eficaz para conseguirlo es el incremento del rendimiento energético de dichas instalaciones, a fin de disminuir el nivel de emisión por unidad de energía generada.

Algunas de las nuevas tecnologías de combustión anteriores, proporcionan importantes resultados en este terreno. Así, por ejemplo, las tecnologías de gasificación y de combustión de carbón en lecho fluido, asociadas a un ciclo combinado, permiten reducciones en las emisiones de óxidos de carbono de alrededor del 20%, y la tecnología de combustión de carbón pulverizado a presión permitiría disminuciones aún mayores.

Una nueva tecnología, asociada a las anteriores, haría posibles reducciones aun mayores en la emisión de óxidos de carbono, se trata de las llamadas *pilas de combustible*. Estas pilas, son células electroquímicas que convierten directamente la energía química, procedente de las reacciones entre combustibles (generalmente gaseosos) y el oxígeno, en energía eléctrica. Este proceso de conversión directa reduce significativamente las pérdidas termodinámicas y mecánicas de energía en relación con los sistemas en los que la conversión tiene lugar por medio de un calentamiento intermedio y posteriores procesos mecánicos.

La principal ventaja medioambiental de estos sistemas es su bajo nivel de emisiones por la alta depuración a la que se somete el gas combustible procedente de la gasificación del carbón que llega a la pila de combustible, una depuración que es necesaria para garantizar la protección de los elementos de las pilas. La reducción neta de emisiones de óxidos de carbón con respecto a una planta de combustión de carbón pulverizado oscila entre el 26% y el 44%, y el nivel de contaminantes disminuye casi en un 100% en relación con la producción convencional de energía. Esto se debe a que las pilas funcionan a temperaturas relativamente bajas que no permiten la formación de óxidos de nitrógeno o de azufre.

11.4.1.2 Afluentes y vertidos químicos

Como se ha señalado, el agua que utiliza la central, tras ser convertida en vapor y empleada para hacer girar la turbina, es enfriada en unos condensadores para volver posteriormente a los conductos de la caldera.

Para efectuar la operación de refrigeración, pueden emplearse las aguas de algún río próximo o del mar, a las cuales se transmite el calor incorporado por el agua de la central que pasa por los condensadores. Se trata entonces, de sistemas de refrigeración en circuito abierto. Debe garantizarse que la disipación del calor producido por la central en estas aguas no perjudique a las comunidades animales y vegetales que vivan en ellas, siendo muy importante la cuidadosa selección de los puntos de vertido y el aprovechamiento de los calores residuales para preservar los ecosistemas.

Sin embargo, si el caudal del río es pequeño, o no existe curso de agua suficiente en las proximidades de la central, se utilizan sistemas de refrigeración en circuito cerrado, mediante torres de refrigeración, a fin de evitar la contaminación térmica, las cuales ya han sido explicadas en este mismo capítulo.

11.5 Las centrales nucleares

Una central nuclear es una central termoeléctrica, es decir, una instalación que aprovecha una fuente de calor para convertir en vapor a alta temperatura un líquido que circula por un conjunto de conductos, y que utiliza dicho vapor para accionar un grupo turbina-alternador, produciendo así energía eléctrica.

La diferencia esencial entre las centrales termoeléctricas nucleares y las centrales termoeléctricas clásicas reside en la fuente de calor. En las segundas, se consigue mediante la combustión de carbón, gas o fuelóleo en una caldera, mientras que en las primeras, el calor se consigue mediante la fisión de núcleos de uranio en el reactor.

11.5.1 Fisión nuclear

Los neutrones que resultan emitidos en la reacción de fisión provocar, en determinadas circunstancias, nuevas fisiones de otros núcleos; este proceso se repite continuamente multiplicándose la generación de calor. Se dice entonces que se ha producido una reacción nuclear en cadena.

11.5.2 Los reactores nucleares: componentes principales

Los reactores nucleares son los elementos o máquinas que permiten iniciar, mantener y controlar una reacción en cadena de fisión nuclear. Por analogía con las centrales termoeléctricas clásicas, el uranio que se consume en las centrales nucleares se le denomina combustible nuclear, si bien en estas instalaciones no se produce ninguna reacción de combustión química. Por la misma analogía, en ocasiones al reactor se le denomina caldera de la central nuclear.

11.5.2.1 El combustible nuclear

Este es el componente principal de una central nuclear, hallándose en el núcleo del reactor. Para ser considerado apto para las reacciones de fisión, este combustible tiene que cumplir dos requisitos esenciales: por una parte será un elemento fisionable, es decir, apto para el proceso de fisión, asimismo en ausencia de neutrones que impacten sobre él, deberá mantenerse estable permitiendo su transporte, manipulación y almacenamiento.

No existen demasiados elementos que cumplan las dos condiciones a la vez, concretamente sólo tres isótopos: el uranio-233, el uranio-235 y el plutonio-239. De todos ellos, sólo el segundo se encuentra en la naturaleza de forma natural, y aun en muy baja proporción ya que sólo está presente en el 0.7% del uranio natural. Los otros dos se obtienen artificialmente bombardeando con neutrones el torio-232 y el uranio-238, respectivamente. A estos dos últimos se les suele denominar isótopos fértiles, ya que permiten obtener elementos fisionables (como son el uranio-233 y el plutonio-239), y además, estos dos isótopos son fisionables con neutrones rápidos, lo que representa una gran ventaja, ya que no necesitan de la presencia del moderador de velocidad, siendo éste necesario cuando el combustible es el uranio-235.

Normalmente, el combustible nuclear suele ser una mezcla de isótopos fisionables e isótopos fértiles. Así, los neutrones liberados en la reacción de fisión que afecta a los elementos fisionables pueden impactar a su vez en los elementos fértiles, los cuales darán lugar a nuevos elementos fisionables.

El combustible que se emplea en una central nuclear depende del tipo de reactor que ésta posea. Los más habituales son uranio natural, óxido de uranio natural y óxido de uranio enriquecido en su isótopo U-235.

El combustible se presenta normalmente disperso en una matriz cerámica en forma de pastillas. Estas pastillas se encuentran encapsuladas en vainas de acero inoxidable o de una aleación de zirconio, llamada *zircaloy*. Estas vainas suelen tener cuatro a cinco metros de longitud por un centímetro de diámetro. A su vez, estas vainas están reunidas en varios haces de sección cuadrada o circular. Estos haces reciben el nombre de *elementos de combustible*.

11.5.2.2 El moderador

Componente importante en la mayoría de los reactores nucleares, ya que modera la velocidad de impacto de los neutrones, adecuándola a las características de los elementos de combustible fisionables empleados.

Los neutrones emitidos en el proceso de fisión disponen de una gran energía cinética, es decir, son liberados a gran velocidad. Para asegurar que dichos neutrones impacten de forma efectiva en nuevos núcleos de uranio, es preciso reducir dicha energía, o en otras palabras, moderar su velocidad. Esto se consigue mediante el concurso de una serie de sustancias, entre las cuales las más eficaces son el agua pesada, el carbono (grafito), el agua ligera, el berilio, etc. No obstante, no suele utilizarse el berilio, a pesar de ser un buen moderador, debido a su considerable toxicidad.

Si los sistemas funcionaran solamente con isótopos fértiles, éstos podrían ser bombardeados con electrones rápidos, aunque incluso en estos casos la presencia del moderador resulta adecuada, pero no imprescindible.

11.5.2.3 Las barras de control

El tercer elemento importante (quizás el más importante, ya que de él depende en gran medida la seguridad de la reacción) se encuentra en el núcleo del reactor. Las barras de control, constituyen un mecanismo que permite regular el nivel de potencia del mismo. La potencia, depende del calor que se genera en el núcleo, el cual depende a su vez del número de neutrones en acción durante la reacción de fisión en cadena. En otras palabras, si se consigue reducir el número de neutrones, se disminuirá el número de choques, la energía calorífica será menor y el nivel de potencia disminuirá. Al revés, si no se actúa sobre el número de neutrones que entran en acción durante la acción de fisión, se obtiene el proceso contrario, más fisiones, más calor y más potencia.

La regulación del número de neutrones se consigue mediante la inserción en el núcleo del reactor de sustancias que absorben neutrones. Estas sustancias son introducidas en el núcleo en forma de barras y de aquí su nombre de barras de control del reactor.

Para comprender el proceso veamos un ejemplo: una reacción empieza por el impacto de un neutrón sobre un núcleo de uranio-235, provocando su fisión. De esta fisión, aparte de desprenderse calor, se obtienen: tres neutrones, un átomo de criptano y otro de boro. Cada uno de los tres neutrones liberados vuelve a impactar con otros núcleos de uranio-235, repitiéndose el proceso. En muy poco tiempo la reacción habrá alcanzado altísimos niveles energéticos, por lo que es necesario estabilizarla. Para estabilizar la reacción, introducimos las barras de cadmio en el interior del reactor (las cuales muestran una gran apetencia por los neutrones), de forma que de los tres neutrones liberados por una fisión, dos sean captados por las barras, consiguiéndose que sólo un neutrón de cada fisión impacte sobre otro núcleo de uranio-235, estabilizándose por tanto la reacción.

Finalmente, para detener la reacción completamente, es suficiente con terminar de introducir las barras de cadmio en el reactor, así los tres neutrones liberados por cada fisión serán captados por las barras de cadmio, no quedando ningún neutrón libre para volver a impactar sobre un núcleo de uranio-235, no progresando la reacción.

Los materiales que se utilizan en la fabricación de las barras de control suelen ser aleaciones. Las más utilizadas son la aleación de cadmio con plata, a la que a veces se añade aluminio y berilio para aumentar su resistencia a la corrosión. Otras aleaciones son el boro en aleación con el acero, el hafnio, etc.

En las centrales con un circuito de refrigeración (reactores de agua en ebullición, BWR), las barras de control se introducen por la parte inferior del reactor, mientras que en las centrales con dos circuitos de refrigeración (reactores de agua a presión, PWR), las barras de control se introducen por la parte superior del reactor.

11.5.2.4 La vasija, el refrigerante y el edificio de contención

El conjunto del núcleo del reactor se encuentra contenido en un recipiente de acero, generalmente de unos cuatro metros de diámetro y más de doce metros de altura (si bien estas dimensiones dependen del tipo de reactor), cuyas paredes de acero alcanzan un espesor de 25 o 30 centímetros. Este recipiente recibe el nombre de vasija del reactor.

Para extraer el calor del núcleo y transportarlo al grupo turbina-alternador, el reactor utiliza un fluido refrigerante. Éste se encuentra en el interior del núcleo, en contacto con los elementos de combustible, el moderador y las barras de control. El refrigerante transporta el calor generado en el núcleo de dos formas distintas: bien directamente, es decir sin necesidad de ningún circuito secundario, siendo el mismo circuito refrigerante (vapor de agua) el encargado de extraer el calor del núcleo y suministrarlo a las turbinas (centrales con reactor de agua en ebullición, BWR); o bien a través de un circuito secundario, en este caso existen dos circuitos refrigerantes (centrales de reactor de agua a presión PWR). En el caso de las centrales PWR, el *circuito primario* (formado por agua a gran presión lo que mantiene su estado en forma líquida) es el encargado de extraer el calor del núcleo y pasarlo, mediante un intercambiador de calor, al segundo circuito formado por agua a menos presión. Al no tener tanta presión, el agua contenida en este segundo circuito se transforma en vapor, siendo este vapor el encargado de accionar los alabes de las turbinas, volviendo después al intercambiador de calor para iniciar de nuevo el ciclo. Los refrigerantes más utilizados son el agua ligera, el agua pesada, el sodio, el litio y el potasio entre los líquidos; y el nitrógeno, el helio, el hidrógeno y el dióxido de carbono entre los gaseosos.

La vasija del reactor y el circuito primario se encuentran contenidos en el edificio de contención de la central. Éste posee muros de gran espesor para resistir las cargas que pudieran producir hipotéticos movimientos sísmicos y evitar la salida de radiactividad al exterior en caso de accidente. Suele tener forma esférica o cilíndrica rematada por una cúpula semiesférica. Como ejemplo, con reactores de 1.000 MW, el edificio de contención puede alcanzar los 60 metros de altura y los 40 metros de diámetro.

11.5.3 Otros edificios e instalaciones

Las centrales nucleares poseen además otros edificios que están destinados a operaciones concretas; por ejemplo, el edificio de turbinas, que contiene el grupo o grupos turbina-alternador, los edificios de almacenamiento, los edificios de manipulación, las torres de refrigeración, etc.

El edificio de las turbinas-alternador estará en la zona controlada o protegida de la central, o bien se situará en las dependencias comunes de la misma. La elección depende del número de circuitos de refrigeración de los que consta la central:

- En el caso de las centrales cuyo sistema de refrigeración consta de un único circuito (BWR), este edificio está controlado y protegido, ya que el vapor que mueve los álabes de la turbina puede contener elementos radiactivos.
- En los reactores cuyo sistema de refrigeración se compone de dos circuitos (PWR), tal control no es necesario, ya que el líquido del circuito secundario nunca entra en contacto con el refrigerante del reactor y, en consecuencia, no transporta elementos radioactivos.

Las centrales nucleares disponen asimismo de un edificio de manipulación de combustible, que sirve tanto para almacenar las nuevas cargas de combustible como para guardar, en piscinas de hormigón recubiertas de acero inoxidable y llenas completamente de agua, el combustible ya utilizado, esperando su traslado a un centro de reprocesamiento, en el que se extraerán de él los materiales aún aprovechables antes de su almacenamiento definitivo.

Como que en el recinto de manipulación de combustible pueden existir aún elementos radioactivos, éste tendrá que estar en la zona protegida y controlada. Para evitar molestias y mejorar la seguridad, el edificio de manipulación suele estar interconectado con el edificio de contención, para así poder trasladar los elementos radiactivos sin salir de la zona controlada de la central, la cual se encuentra completamente aislada del resto de las dependencias.

Las centrales, además cuentan con un sistema que permite refrigerar el vapor a alta temperatura que mueve los álabes de la turbina antes de que éste vuelva a ser enviado al reactor, o al intercambiador de calor (si la unidad posee circuito secundario) para reiniciarse el ciclo productivo.

Este sistema de circulación puede ser de ciclo abierto o de ciclo cerrado. En el primer caso, el agua de refrigeración proviene de un río cercano o del mar, pasa por los condensadores de vapor y es después vertida de nuevo al río o al mar; en el segundo caso, el agua de refrigeración del circuito de vapor pasa a través de una torre de refrigeración, donde se evapora en parte, se enfría y vuelve a entrar en el ciclo. Las centrales de ciclo de refrigeración cerrado suelen poseer, además de éste, de una conexión con el río o con el mar para compensar las pérdidas de agua que se producen en la torre de refrigeración.

Por último, las centrales nucleares poseen edificios de salvaguardia y equipos auxiliares en los que se encuentran contenidos los sistemas de emergencia que entran en funcionamiento en caso de que se produzca una avería, así como los sistemas auxiliares propiamente dichos, es decir, los de recarga de combustible, puesta en marcha del reactor, etc. Asimismo, cuentan con otras dependencias, tales como las de tratamiento de aguas, almacenamiento temporal de residuos, laboratorios, talleres y, sobre todo, un parque eléctrico propio formado por generadores accionados por grupos diesel que se utilizan para las operaciones de parada segura del reactor en caso de emergencia y, en general, en aquellas circunstancias en las que la central no pueda disponer de energía eléctrica procedente de la red.

11.5.4 Funcionamiento de una central nuclear

Una vez efectuada la carga de combustible del reactor, es decir, una vez se han introducido en él los elementos de combustible, se pone en marcha la reacción de fisión en cadena mediante un *isótopo generador de neutrones*, el cual hace que entren en actividad los átomos de uranio contenidos en el combustible.

La presencia del moderador asegura que los neutrones posean la energía cinética adecuada para garantizar la permanencia de la reacción en cadena. La introducción de las barras de control, regula el número de neutrones libres existente y, por tanto, la potencia de la central.

Como consecuencia de las continuas reacciones de fisión nuclear que tienen lugar en el núcleo del reactor, se producen grandes cantidades de energía en forma de calor. Esta energía calorífica eleva considerablemente la temperatura de un fluido refrigerante que circula por un conjunto de conductos. A partir de aquí, el proceso es diferente según de que tipo de reactor se trate:

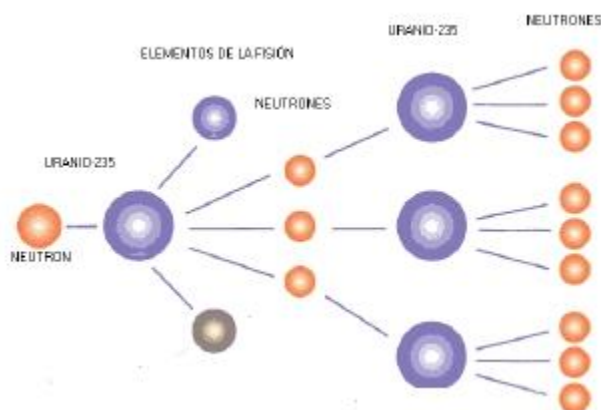


Fig. 11.5 Funcionamiento de una central clásica nuclear de fisión

- Si se trata de un reactor de agua a presión (PWR), el fluido refrigerante, agua líquida en este caso, circula continuamente por un circuito primario cerrado. Este circuito cerrado conduce el refrigerante hasta un generador de vapor o cambiador de calor. Allí, este fluido a alta temperatura convierte en vapor, el agua que circula por un circuito cerrado secundario, siendo este vapor el causante del giro de los álabes del grupo turbina-alternador. Cabe subrayar que en ningún momento el agua a presión del primer circuito entra en contacto con el vapor del segundo circuito.
- En otro tipo de reactores, los reactores de agua en ebullición (BWR), no existen dos circuitos, sino uno sólo; es decir, el propio refrigerante se convierte en vapor por efecto del calor dentro de la vasija y es enviado al grupo turbina-alternador.

En ambos tipos de reactores, el vapor mueve los álabes de una turbina, cuyo eje acciona a un alternador, generando energía eléctrica merced a un ciclo termodinámico convencional.

En los reactores de agua a presión, el fluido refrigerante, una vez ha vaporizado el agua del circuito secundario, vuelve al núcleo del reactor. Por su parte, el vapor de agua, después de accionar el grupo turbina-alternador, es enfriado de nuevo gracias a un sistema de refrigeración y vuelve a su estado líquido. Inmediatamente, pasa por una batería de precalentadores y vuelve a entrar en el generador de vapor para repetir el ciclo.

En los reactores de agua en ebullición, el fluido refrigerante, tras accionar el grupo turbina-alternador, es refrigerado y condensado de nuevo, enviándose al núcleo del reactor para reiniciar el ciclo.

11.5.5 Seguridad de las centrales nucleares

Las centrales nucleares son las centrales eléctricas que han incorporado un mayor y más sofisticado sistema de seguridad, hasta el extremo de que estas medidas llegan a suponer el 30% de la inversión total de la central.

Las centrales nucleares actuales, basan su seguridad en el principio de la seguridad a ultranza. Ello significa evitar que se produzcan fugas radioactivas al exterior de la instalación mediante una serie de barreras de protección sucesivas, concretamente, tres barreras físicas y una tecnológica. Cada una de estas barreras presenta una serie de características y funciones determinadas que se describen a continuación:

- Las vainas de combustible: éstas se fabrican de una aleación especial que impide las emisiones al exterior, aparte de que el propio combustible (que se encuentra encapsulado en ellas) está disperso en una matriz cerámica que se encarga de retener los productos de la fisión.
- La vasija del reactor: la seguridad que ofrece esta segunda barrera consiste en sus paredes de acero con un espesor de hasta 30 cm, ofreciendo, pues, una barrera difícil de superar para las radiaciones.
- El edificio de contención: éste es un recinto hermético de hormigón que dispone de muros de gran espesor, incorporando una segunda capa de contención normalmente de acero.
- Un complejo sistema de seguridad: este sistema se diseña por duplicado y su misión consiste, entre otras, en parar automáticamente el funcionamiento del reactor en caso de avería.

Aparte de estas medidas, existen otras muchas que completan el panorama de seguridad de las centrales nucleares, como por ejemplo: elección de su emplazamiento, vigilancia radiológica del medioambiente próximo, criterio de central de referencia, etc.

Se encuentran finalmente en fase de ensayo los reactores denominados de seguridad pasiva, en los cuales los sistemas fundamentales de seguridad, es decir, los que suministran refrigeración al núcleo en caso de accidente o contienen la actividad de los productos de fisión en caso de fusión del núcleo, no se basan en última instancia en el control del ser humano, ni entran en funcionamiento mediante procesos mecánicos o eléctricos, sino mediante medios pasivos, basados en leyes o principios físicos naturales como pueden ser: la gravedad, la convección, el almacenamiento de energía, etc.

11.5.6 Las centrales nucleares y el medioambiente

Las centrales nucleares transforman la energía térmica en eléctrica, generando impactos ambientales que son comunes a las centrales térmicas, entre los que destacamos: el impacto térmico; el impacto químico que proviene del vapor de agua descargado directamente a los cursos de agua o por las torres de refrigeración; el impacto climático que ejercen estos vertidos a la atmósfera, o incluso el de los embalses de refrigeración; el impacto acústico; el social; el visual, y un largo etcétera. Aunque los más representativos, no son los impactos que comparten con las restantes centrales térmicas, sino los específicos de las centrales nucleares, como son, los efectos radiológicos.

En las centrales nucleares no existe combustión. Estas centrales transforman en energía eléctrica el calor que producen los núcleos de uranio al fisionarse por el impacto de los neutrones. Al producirse una fisión, los nuevos núcleos atómicos que se generan, así como la activación de otros núcleos por absorción de los neutrones y otras partículas atómicas sobrantes, constituyen la fuente del impacto

radiológico ambiental, ya que estos productos radioactivos quedan confinados en el interior de la central, disponiéndose de varias barreras para separarlos del exterior. No obstante, pequeñas cantidades de estos productos pueden llegar a atravesarlas, siendo entonces sometidas a procesos de tratamiento de los que se derivan unos residuos y unos efluentes que serán emitidos al exterior de forma controlada.

Entre los diversos tipos de residuos y efluentes, cabe destacar en primer lugar los elementos combustibles gastados, que son los residuos radioactivos sólidos. Por otra parte, algunos de los productos de fisión que se generan en el interior de las varillas de combustible pueden llegar a atravesarlas (en caso de defectos en las mismas), alcanzando y mezclándose con el refrigerante del reactor, y añadiéndose así, a otros productos de erosión y corrosión ya existentes en el refrigerante, lo que provoca una activación radiológica a su paso por el interior del reactor.

Para evitar las concentraciones apreciables de estos productos en el refrigerante y disminuir las dosis que podrían afectar a los operarios que realizan actividades de mantenimiento en el interior del edificio de contención, el refrigerante es purificado continuamente mediante resinas de intercambio iónico y filtros. Los elementos de purificación y los concentrados de los sistemas de limpieza, así como otros materiales que han podido sufrir contaminación radioactiva, aunque sea ligera, constituyen los residuos, que una vez solidificados, acondicionados y guardados en bidones específicos a tal uso, se almacenan en la central, esperando su retirada y posterior almacenamiento definitivo en emplazamientos adecuados a tal fin.

Los elementos radioactivos gaseosos no condensables son extraídos mediante los sistemas de desgasificación existentes en la instalación. Después de mantenerlos retenidos un tiempo adecuado para que descienda su nivel de actividad, son evacuados al exterior junto con el aire procedente de los sistemas de ventilación de los edificios, pasando previamente por filtros de partículas y de carbón activado.

Finalmente, los residuos radioactivos líquidos son retenidos, tratados y concentrados para su reutilización o para su adición a los residuos que vayan a solidificarse. Los residuos purificados son enviados al exterior respetando los límites establecidos por las leyes pertinentes.

Finalmente, los residuos sólidos se clasifican, dependiendo de su actividad, en alta, media o baja actividad. Los residuos de media y baja actividad son tratados mediante sistemas específicos como su mezcla con aglomerantes (normalmente cemento) que les confiere estabilidad, para su almacenamiento temporal, siendo posteriormente evacuados y enviados a un almacén definitivo. Los residuos radioactivos sólidos de alta actividad están constituidos por los propios elementos combustibles gastados que se conservan en las piscinas que la propia central tiene a tal fin. Así se logra enfriar y disminuir su actividad con el fin de almacenarlos definitivamente y de forma permanente fuera de la central. Es importante recordar que los residuos derivados del cierre definitivo de una central nuclear suelen incluirse en los residuos de media y baja actividad, con los tratamientos específicos que ello conlleva.

En definitiva, desde el inicio de las actividades de una central nuclear es necesario e imprescindible efectuar un seguimiento continuo y exhaustivo de los niveles de radioactividad de sus sistemas y componentes, así como de los niveles de descarga de los efluentes, de su grado de contaminación y, de la situación y condiciones de todos y cada uno de los residuos sólidos generados. Además, el impacto radiológico que los efluentes pueden producir en el entorno es controlado a través del Programa de Vigilancia Radiológica Ambiental, informándose de forma periódica al Centro de Seguridad Nacional de los efluentes descargados y de los resultados de su impacto radiológico en el exterior para su posterior evaluación y control.

11.6 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿Qué es una central eléctrica? ¿Cuál es su principio común de funcionamiento? ¿Por qué se denominan centrales convencionales?
- 2 Clasifica los tipos de centrales eléctricas existentes. Indicar una breve reseña de cada una.
- 3 ¿En sus inicios, cómo estaban accionadas las centrales eléctricas en España? ¿Cuántos MW habían instalados? ¿Y en la actualidad, a cuanto asciende la potencia instalada por sectores (hidroeléctrica, térmica y nuclear)?
- 4 Tipos de centrales hidroeléctricas existentes. ¿Cuál es el principio de funcionamiento de cada una?
- 5 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: Atendiendo a la estructura de la central, ¿qué esquemas de centrales podemos encontrarlos? Explicar brevemente cada uno de estos tipos.
- 6 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: Tipos de presas existentes. ¿En qué condiciones se usará cada una? Explicar brevemente los tipos mencionados.
- 7 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: ¿Qué son los aliviaderos y las tomas de agua? ¿Cómo se efectúa el estudio y diseño de los aliviaderos? ¿Con qué elementos cuenta la toma de agua para realizar su función?
- 8 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: ¿Qué partes componen la central propiamente dicha? ¿Cómo se escoge el tipo de turbina a colocar en la central? ¿Cómo están colocados los componentes que forman la central?
- 9 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: ¿Cómo funciona una central? Explicar su funcionamiento, razonando la respuesta.
- 10 Refiriéndonos a las centrales hidroeléctricas: Estado actual del parque hidroeléctrico español? ¿Por dónde deberían pasar las acciones de futuro para la ampliación de dicho parque?
- 11 ¿Qué son las minicentrales hidroeléctricas? Estado actual del parque español referido a las minicentrales. Tipos de minicentrales existentes. ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrecen estas minicentrales?
- 12 ¿Qué son las centrales de bombeo? Estado actual del parque español referido a este tipo de centrales. Tipos de centrales de bombeo existentes. ¿Qué ventajas e inconvenientes ofrecen estas centrales?
- 13 Efectos medioambientales y medidas correctoras aplicadas a la generación de energía eléctrica mediante los aprovechamientos hidroeléctricos.
- 14 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿En qué se diferencian las zonas de recepción y almacenamiento, dependiendo de las materias primas que utilicen los diferentes tipos de centrales térmicas? Razonar las respuestas.
- 15 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: Una vez en la caldera, ¿cómo se realiza la generación de vapor? ¿De cuántos cuerpos disponen normalmente las turbinas de estas centrales, y cuál es su cometido? ¿Cómo se evita el efecto nocivo, sobre los álabes, de las pequeñas gotas de agua en suspensión que transporta el vapor?
- 16 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿Cuál es la función del giro de los álabes? ¿Se desprecia el calor residual del vapor enfriado al salir éste de la turbina? ¿Cuál es el cometido de las torres de refrigeración? ¿Cómo funcionan las citadas torres?
- 17 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿Cuáles son los efectos medioambientales que estas centrales producen? En cuanto a las emisiones atmosféricas ¿cómo se comporta cada tipo de central dependiendo del combustible utilizado? ¿Cómo y cuándo reaccionó España ante este problema?

- 18 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿Cómo se consigue disminuir la emisión de partículas? ¿Qué métodos se utilizan para reducir la emisión de óxidos de azufre? ¿En qué consiste el método del lecho fluido? ¿Y el método de la gasificación del carbón?
- 19 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿Cómo se consigue disminuir la emisión de óxidos de nitrógeno? ¿Y de los óxidos de carbono? ¿Qué son las pilas de combustible? ¿Cuáles son las ventajas del uso de las pilas de combustible?
- 20 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas clásicas: ¿Cómo se resuelve el problema del agua utilizada en la central para la refrigeración? ¿Qué es un sistema de refrigeración en circuito abierto? ¿Y un sistema de refrigeración en circuito cerrado? Si el caudal de los ríos adyacentes es pequeño, ¿cómo se realiza la operación de refrigeración de una central?
- 21 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Qué es una central nuclear? ¿Cuál es la principal diferencia entre las centrales nucleares y las centrales térmicas clásicas? ¿Qué es la fisión nuclear? ¿Qué componentes forman los reactores nucleares?
- 22 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Qué es el combustible nuclear, (indicar tipos)? ¿Qué condiciones debe reunir este combustible? ¿Qué son los isótopos fisionables y los isótopos fértiles? ¿Cómo se presenta y en qué zona se deposita este combustible normalmente?
- 23 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Qué función desarrolla el moderador? ¿Cuál es su principio de funcionamiento? ¿En qué sistemas podríamos prescindir del moderador?
- 24 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Qué función desarrollan las barras de control? ¿Cómo funcionan? ¿Qué materiales se utilizan para su fabricación? ¿De qué depende el nivel de potencia que entrega el reactor?
- 25 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Qué es la vasija del reactor, y cuáles son sus dimensiones? ¿Qué es el fluido refrigerante? ¿De cuántas formas puede el fluido refrigerante transportar el calor generado en el núcleo?. ¿Qué es el edificio de contención (dar alguna dimensión)?
- 26 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿De qué otros edificios consta una central nuclear? ¿Qué edificios estarán dentro de la zona controlada de la central y por qué? ¿De cuántos tipos puede ser el circuito de circulación del fluido refrigerante?
- 27 Refiriéndonos a las centrales termoeléctricas nucleares: ¿Cómo funciona una central nuclear? ¿Cómo funciona un reactor de agua a presión? ¿Cómo funciona un reactor de agua en ebullición?
- 28 Efectos medioambientales y medidas correctoras aplicadas a la generación de energía eléctrica mediante la fisión nuclear.

VI Funcionamiento económico de los sistemas de potencia

Presentación

El último módulo de libro, formado por dos capítulos, está dedicado de forma íntegra al análisis de los aspectos económicos que dictan en la actualidad el transporte y venta de la energía eléctrica. Es un tema complejo y cambiante, como lo son las leyes que lo rigen, pero se intenta dar una visión global del tema, sin entrar en legislaciones concretas, aunque para el capítulo de las tarifas eléctricas deba seguirse de forma estricta lo marcado por la ley, pero aun en este caso, se dan recomendaciones genéricas válidas para la mayor parte de los sistemas tarifarios actuales.

Concretamente, en el capítulo XII, tarifas eléctricas, se realiza una introducción al sistema tarifario en general, entrando seguidamente en el sistema vigente en la actualidad, el cual se expone de forma detallada. En este capítulo no sólo se indica cada tipo de tarifa con sus correspondientes particularidades, sino que se analizan las mismas indicando en qué caso es más acorde su aplicación. Así, en primer lugar se realiza una clasificación de las tarifas atendiendo al tipo de suministro (baja o media tensión). Posteriormente se detallan los complementos a aplicar a cada tarifa destacando la discriminación horaria o los complementos aplicables, en el caso de la energía reactiva. La determinación de la potencia a facturar, la liberación del sector eléctrico o la comercialización de la energía eléctrica en régimen especial también serán tratados en este capítulo. Finalmente, un elevado número de problemas resueltos referentes a los diversos tipos de tarifas más empleadas nos proporcionará las bases de cálculo necesarias para obtener los resultados esperados con los que poder decidir qué tipo de tarifa será la más adecuada a cada suministro.

Por su parte, el capítulo XIII versa sobre el funcionamiento económico de los sistemas de potencia. En él se realiza un estudio exhaustivo de los condicionantes económicos actuales, de las restricciones en materia de seguridad y, finalmente, de las disposiciones dadas para resguardar el medioambiente. Así, dependiendo del tipo de central utilizada la técnica para conseguir un correcto despacho económico variará de forma sustancial. Posteriormente, se entrará en el control de los sistemas de potencia, dando la formulación y directrices necesarias para su aplicación. El control automático de la generación será uno de los puntos importantes a tratar, ya que de él depende en la actualidad, el correcto funcionamiento económico de los sistemas de potencia. Finalmente, un estudio más detallado de cada una de las situaciones posibles (funcionamiento económico entre unidades de una misma central o funcionamiento económico entre diversas centrales considerando las pérdidas en el transporte), ilustradas con numerosos ejemplos, acabarán de dar el enfoque práctico a un tema ya de por sí complejo.

Unas cuestiones y ejercicios al final de cada capítulo permiten al lector evaluar su nivel de asimilación de la materia, aparte de resultar una forma rápida de repasar, *a posteriori*, cualquier duda o concepto sobre un capítulo.

Contenidos

- Capítulo XII: Tarifas eléctricas
- Capítulo IX: Funcionamiento económico de los sistemas eléctricos de potencia

Objetivos

Tarifas eléctricas

- Introducir al lector en el sistema tarifario.
- Conocer los principios básicos de la tarifa eléctrica: facturación de la potencia y del consumo.
- Conocer la clasificación de las tarifas eléctricas: tarifas en baja tensión y tarifas en media y alta tensión.
- Conocer los complementos a aplicar en el sistema tarifario español: discriminación horaria, tipos de discriminación horaria.
- Conocer los complementos por energía reactiva.
- Saber determinar la potencia a facturar.
- Saber los principios básicos del sistema de liberalización del sector eléctrico: producción eléctrica, mercado de producción, accesibilidad a las redes de transporte, elección del suministro, etc.
- Conocer la comercialización de la energía eléctrica: producciones en régimen especial.
- Conocer los impuestos que gravan la electricidad.
- Saber los principios que rigen la bajada de las tarifas.
- Saber escoger el tipo de tarifas más adecuado para cada suministro.
- Saber realizar los cálculos para cualquier tipo de tarifa, sacando conclusiones de los resultados.

Funcionamiento económico de los sistemas eléctricos de potencia

- Conocer los fundamentos del despacho económico.
- Condicionantes técnicos, de seguridad y medioambientales, que limitan el despacho económico.
- Conocer el funcionamiento básico de las diversas centrales de generación de energía eléctrica convencionales.
- Identificar el control automático de generación.
- Estudio del funcionamiento económico de los sistemas de potencia.
- Conocer la formulación que permite obtener en cada momento y situación, el mayor beneficio económico.
- Saber distribuir las cargas entre unidades de una misma central. Sin tener presentes las pérdidas en el transporte.
- Saber distribuir las cargas entre diversas centrales, teniendo presentes las pérdidas en el transporte, para obtener un correcto despacho económico.
- Conocer los coeficientes de pérdida y penalización de los sistemas eléctricos analizados.
- Resolver problemas referentes al funcionamiento económico de los sistemas de potencia.

12 Tarifas eléctricas

12.1 Introducción

La energía eléctrica se ha convertido, desde hace ya años, en una necesidad indispensable para cualquier país industrializado. Pero la generación, el transporte y su posterior aprovechamiento tiene un coste, que se deriva tanto de la mano de obra como de los combustibles utilizados para su generación. A estos factores económicos hay que añadir la disponibilidad del combustible primario (ya que su obtención es generalmente limitada), siendo necesario racionalizar su consumo.

Todos estos condicionantes tienen un precio que las compañías distribuidoras de energía eléctrica cobran a sus receptores mediante diferentes fórmulas, aunque en todos los casos la base común es la tarifa eléctrica.

Los precios de las tarifas eléctricas son fijados por las empresas suministradoras, que elaboran, sobre las variaciones que sufren los costes de producción del kWh, una petición del reajuste de las tarifas. Esta petición es analizada por la Junta Superior de Precios, la cual solicita información adicional al Ministerio de Industria y Energía. Posteriormente, éste analizará la propuesta de reajuste de tarifas (tras su paso por el comité de ordenación del sector eléctrico), que será formulada por la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos; finalmente, la proposición se remitirá al Consejo de Ministros para su aprobación definitiva.

No existe una tarifa única en su formato dentro de un país concreto, ni es valedera para todos los países; más bien ocurre lo contrario, existen muchos tipos de tarifas y éstas varían a medida que se cruzan las fronteras.

La mayor parte de las tarifas eléctricas presentan una estructura binómica (formada por dos términos): el término de potencia (T_p), que es función de la potencia contratada o demandada por el abonado, siendo su unidad el (kW); el término de energía (T_e), que representa la energía consumida y medida por el contador del abonado, su unidad es el (kWh). La suma de estos dos términos configura la tarifa básica, la cual figurará siempre, independientemente del tipo de tarifa contratada.

Este capítulo trata de las directrices de la Ley sobre Tarifas Eléctricas de enero de 1998, con una explicación general sobre los tipos y clasificaciones más comunes, así como de los parámetros a tener presentes para una correcta elección de las mismas para cada caso concreto. Se debe tener presente que estas tarifas cambian con el tiempo, aunque la base o referencia suele mantenerse o como máximo sufrir pequeñas variaciones.

12.2 Tarifas eléctricas. La factura eléctrica (BOE 31/12/02)

Las tarifas eléctricas se definen con carácter general de aplicación a todos los abonados, sin más condiciones que las derivadas de la tensión a que se realice la acometida (en baja o en alta tensión). El contrato de otra tarifa responde siempre a la libre elección de los usuarios.

12.2.1 Facturación de la potencia y del consumo

La factura eléctrica está compuesta de dos términos básicos:

- Término de potencia (Tp): kW contratados \times meses \times (euros/(kW)) (A)
- Término de energía (Te): kW consumidos \times (euros/(kW/h)) (B)

A estos términos generales, se debe de añadir unos complementos en función de diferentes opciones que nos permiten u obligan las compañías eléctricas:

- Complemento por discriminación horaria, C
- Complemento por energía reactiva, D
- Complementos por estacionalidad e interrumpibilidad, E

Estos complementos se traducen en unos recargos o bonificaciones (en euros) sobre los valores obtenidos para la tarifa básica.

La base imponible del impuesto de electricidad es:

$$(A+B+C+D+E) \cdot 1.05113 \quad (F) \quad [12.1]$$

Se aplica asimismo un impuesto sobre la producción de electricidad del: 4.864% sobre F, a este conjunto se denomina G, es decir, G será $(A+B+C+D+E) \cdot 1,05113 \cdot 0,04864$

El componente regulado del término variable es un nuevo impuesto, se ha comenzado a aplicar a finales del 2002, que se obtiene de:

$$B \cdot 0,0075 \quad (H) \quad [12.2]$$

El componente regulado del término fijo es también un nuevo impuesto, se ha comenzado a aplicar a finales del 2002, se obtiene:

$$\frac{[(\text{Precio Kw año } X) (\text{Precio Kw año } X - 1)] \cdot \text{Potencia contratada año } X}{12} \quad (I) \quad [12.3]$$

Finalmente se añade el valor del alquiler de equipos de medida: J

$$\text{Total FACTURA sin IVA: } (A+B+C+D+E) + G + H + I + J \quad [12.2]$$

Este será el valor total, sin IVA, del montante de la factura eléctrica.

12.3 Clasificación de las tarifas

Los precios de las tarifas no incluyen: impuestos, recargas, alquileres de equipos de medición, derechos de acometidas, etc., aunque por supuesto son valores a tener muy presentes a la hora de inclinarnos por un tipo de tarifa en concreto.

Actualmente es posible elegir entre los siguientes tipos o modalidades de tarificación eléctrica:

- Tarifas de baja tensión
- Tarifas en alta tensión

12.3.1 Tarifas de baja tensión (tensiones menores a 1000 V)

Las tarifas en baja tensión son una de las más frecuentes: viviendas, locales comerciales, oficinas, incluso alguna industria opta por este tipo de suministro.

Los suministros en baja tensión permiten acceder a los siguientes tipos de contratación:

Tarifa 1.0

Con las siguientes características.

- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$, ($T_p=0.268421 \text{€}/Kw$ (mes), $T_e=0.060332$)
- Cualquier tipo de suministro, fase a neutro o bifásico a 127 V o 220 V
- Potencia contratada δ 770 W
- Sin complementos
- Poco utilizada

La potencia de contratación oscila entre 330 W y 770 W, dependiendo de la tensión nominal, tal como se indica en la siguiente tabla:

Tabla 12.1 Potencia contratada para la tarifa 1.0 en función de la tensión

Tensión nominal	Potencia contratada.
127V	445W, 635W
220V	330W, 770W

Tarifa 2.0

Con las siguientes características.

- Aplicable a todos los usos
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$, ($T_p=1.415263$, $T_e=0.080401$)
- Potencia contratada δ 15 kW
- Sin complementos, excepto:
 - Discriminación horaria en tarifa nocturna tipo 0
 - Energía reactiva: aplicable sí, $\cos \varphi < 0.8$
- Tarifa 2.0 Nocturna**

Los precios aplicados sobre el consumo, son los correspondientes a los indicados por el periodo diurno/nocturno.

$$T_p=1.415263; T_e(\text{día})=0.082598; T_e(\text{noche})=0.037456$$

□ **Tarifa 3.0 General (baja tensión)**

Con las siguientes características:

- Aplicable a cualquier tipo de suministro independientemente de la potencia contratada (normalmente para consumos con pocas horas de funcionamiento)
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$ ($T_p=1.38543$, $T_e=0.081104$)
- Complementos añadidos:
 - Energía reactiva
 - Discriminación horaria

□ **Tarifa 4.0 General de larga utilización**

Con las siguientes características:

- Tarifa aconsejable en consumos con largas horas de utilización, pudiéndose aplicar a cualquier tipo de suministro de baja tensión
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kw/h \cdot T_e$, ($T_p=2.2133047$, $T_e=0.074115$)
- No hay límite de potencia
- Con complementos de energía reactiva y discriminación horaria
- Diferenciación entre los términos T_p y T_e
- Punto de equilibrio (año 1999): 118h/mes (por encima de 122h/mes, contratar Tarifa 4.0)

El concepto de horas de utilización responde a la siguiente expresión:

$$h = \frac{kWh}{kW} \quad [12.3]$$

Es decir, si $h > 122h$, el usuario debe solicitar la tarifa 4.0. Si $h < 122h$, deberá solicitar la tarifa 3.0, que le resultará más rentable.

□ **Tarifa B.0**

Con las siguientes características:

- $F(\text{factura}) = kw/h \cdot T_e$ ($T_e=0.070989$)
 - Tarifa mínima (no se paga el término de potencia ya que se contabiliza todo en el término de energía)
 - Alumbrado público contratado por la Administración (central, autonómica o local)
 - Con complemento de energía reactiva, pero no de discriminación horaria
- #### □ **Tarifa R.0**

Con las siguientes características:

- Esta tarifa deriva de la 3.0, con una reducción en el término de potencia (del 75% aproximadamente), teniéndose en cuenta la estacionalidad del consumo y una reducción del 16.5% en el precio del kWh.
- $F(\text{factura}) = kW \cdot T_p + kW/h \cdot T_e$ ($T_p=0.324907$, $T_e=0.075402$)
- Riegos agrícolas o forestales y distribución de agua de propio consumo en explotaciones agrícolas
- Con complementos de discriminación horaria (excepto tipo 5) y energía reactiva

Los precios de estas tarifas están regulados por el RD 1436/2002 de 27.12.02 BOE 31.12.02.

12.3.2 Tarifas en media y alta tensión ($V > 1kV$)

Las tarifas correspondientes a estos suministros son ya más específicas, aunque muy comunes. De ellas vamos a realizar un resumen, indicando las características y especificaciones más importantes que las definen.

- **Tarifas generales en alta tensión**
- **Tarifas 1-2-3 (Generales $m \cdot n$)**
 - m : según horas de utilización de la potencia contractual
 - n : según nivel de tensión

Pudiendo tomar m y n los siguientes valores:

- | | |
|-----------------------------|--|
| □ $m = 1$ corta utilización | $n=1$ 1kV δ U δ 36kV |
| □ $m = 2$ media utilización | $n=2$ 36kV δ U δ 72.5kV |
| □ $m = 3$ larga utilización | $n=3$ 72.5kV δ U δ 145kV |
| | $n=4$ U ϵ 145kV |

- Aplicable a cualquier suministro, sin límite de potencia
- Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva, así como por estacionalidad e interrumpibilidad, si se cumplen las condiciones requeridas

El precio del término de potencia irá en aumento desde la tarifa 1 a la tarifa 3, mientras que el término de energía irá en disminución en el mismo orden. Estas tarifas están condicionadas según la tensión en la que se realice la acometida eléctrica. Se establecen cuatro escalones de tensión, que se corresponden a las tensiones normalizadas de transporte y distribución de energía eléctrica, quedando doce tarifas generales de la forma indicada en el cuadro precedente.

□ Tarifas de alta tensión específicas

Este segundo grupo de tarifas, de utilización excluyente, está formado por cuatro tipos, denominándose cada uno de ellos por las siglas: T, R, G-4, y D. Estos tipos se describen a continuación.

□ Tarifas T

Con las siguientes características:

- Suministros de tracción eléctrica (ferrocarriles, metropolitanos, etc)
- Derivadas de las tarifas generales de corta utilización (3 niveles de tensión)
 - T.1, hasta 36 kV
 - T.2, de 36kV a 72.5 kV
 - T.3, más de 72.5 kV
- Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad)

□ **Tarifas R**

Con las siguientes características:

- Elevaciones y distribuciones de aguas para riego agrícola o forestales en suministros de alta tensión
- Derivadas de las tarifas generales de corta utilización (3 niveles de tensión)
 - R.1, hasta 36 kV
 - R.2, de 36kV a 72.5 kV
 - R.3, más de 72.5 kV
- Con complementos de discriminación horaria (excepto tipo 5) y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad)

□ **Tarifas G-4**

Con las siguientes características:

- Esta tarifa es utilizable por grandes consumidores que reúnen algunas de las siguientes características:
 - Potencia contratada superior a 100.000 kW
 - Utilización anual superior a 8.000 horas de la potencia contratada
 - Utilización mensual superior a la correspondiente a 22 horas diarias de la potencia contratada
- La tensión de suministro para esta tarifa se establece en 145 kV

□ **Tarifas D**

Con las siguientes características:

- Se destina a la venta de energía eléctrica a compañías distribuidoras de energía eléctrica en alta tensión
- Posee cuatro modalidades, en función de la tensión de suministro
 - D.1, hasta 36 kV
 - D.2, de 36kV a 72.5 kV
 - D.3, de 72.5kV a 145 kV
 - D.4, más de 145 kV
- Con complementos de discriminación horaria y energía reactiva (no estacionalidad e interrumpibilidad)

12.3.3 Complementos de la tarifa básica

Los complementos de la tarifa básica son: energía reactiva, discriminación horaria, interrumpibilidad y estacionalidad.

De estos cuatro, la energía reactiva y la discriminación horaria se aplican solamente a suministros de baja tensión (viviendas, oficinas). Los otros complementos se aplican indistintamente a cualquier tensión.

12.3.3.1 Complementos por discriminación horaria

Los complementos por discriminación horaria vienen determinados por una serie de factores que se exponen a continuación:

□ **El recargo o descuento viene determinado según:**

Este recargo vendrá dado por la siguiente expresión:

$$CH = T_{ej} \oplus \odot E_i \oplus C_i / 100 \quad [12.4]$$

Donde:

- E_i = Energía consumida por periodos horarios de cada tipo de discriminación horaria, expresado en (kWh)
- C_i = coeficiente de recargo/descuento (será (+) en caso de recargo o (-) en caso de bonificación)
- T_{ej} = precio del término de energía de la tarifa general de media utilización (tarifa 3.0 en baja tensión y 2 en alta tensión)

Este recargo será aplicable obligatoriamente a las tarifas: 3.0, 4.0, R.0 de baja tensión y a todas las de alta tensión.

12.3.3.2 Tipos de discriminación horaria

Los tipos de discriminación horaria permitidos por la ley quedan especificados, con sus características más significativas en los siguientes apartados:

□ **Tipo 0**

Con las siguientes características:

- También llamada tarifa nocturna, es aplicable solamente a la tarifa 2.0. nocturna en baja tensión
- Se debe disponer de un contador de doble esfera
- Se aplicará directamente el T_e dado en el apartado anterior según los dos periodos horarios (día – noche)
- Las horas valle varía según la estación del año, con el siguiente detalle:
 - Verano: de 0h a 8h
 - Invierno: de 23h a 0h y de 0h a 7h
- Esta tarifa no considera, a efectos de facturación, la potencia que se demande en horas valle
- Los equipos de medida necesarios para aplicar esta tarifa podrán solicitarse en alquiler a la empresa eléctrica

□ **Tipo 1**

Aplicable con los siguientes requisitos:

- Aplicable a todas las tarifas siempre que la potencia contratada sea δ 50 kW
- Con contador de energía activa de simple lectura con totalizador
- No existe discriminación de consumo respecto a las horas diurnas.
- Con recargo del 20% sobre el total de la energía activa de la tarifa básica

Tipo 2

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de doble tarifa y uso general
- Contador de doble tarifa que discrimine los consumos en horas punta (cuatro al día) y el resto (veinte al día)
- Los consumos en kWh de las horas punta, tendrán un recargo del 40%. El recargo para el resto de las horas será del 0%, siendo las horas de aplicación similares a las que se especifican para el tipo 3

El siguiente cuadro nos resume sus características:

Tabla 12.2 Características del tipo de discriminación horaria 2

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	4h/día	+40 (recargo)
Llano, Valle	20h/día	0%

Tipo 3

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de triple tarifa, sin diferenciar los sábados y domingos
- Su uso es general
- Es necesario un contador de triple tarifa, que discrimine los consumos en horas punta (cuatro al día), horas llano (doce al día) y horas valle (ocho al día)
- Los consumos de las tres discriminaciones tendrán un recargo o bonificación según se expresa en el siguiente cuadro

Tabla 12.3 Recargos o bonificaciones del tipo de discriminación horaria 3

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	4h/día	+70% (recargo)
Llano	12h/día	0%
Valle	8h/día	-43% (bonificación)

- Las horas de aplicación de las discriminaciones dependerán de la zona de España a considerar (división por comunidades autónomas).

Tipo 4

Con las siguientes características:

- Discriminación horaria de triple tarifa, con diferenciación de sábados, domingos y días festivos de ámbito nacional
- Es similar al tipo 3, añadiéndose los días festivos y los sábados, por lo que se necesita un equipo de medida adecuado donde estén programados los sábados y días festivos, de al menos, dos años
- Los complementos de aplicación de esta tarifa se detallan en el siguiente cuadro

Tabla 12.4 Complementos de aplicación de la tarifa con tipo 4

<u>Tipo horario</u>	<u>Duración</u>	<u>Coef.Recargo/Bonif</u>
Punta	6h/día (lunes a viernes)	+100% de recargo
Llano	10h/día (lunes a viernes)	0%
Valle	8h/día (Lunes a viernes)	-43% (bonificación)
Valle	24h/día (Sábados, domingos y festivos)	-43% (bonificación)

□ Tipo 5

Con las siguientes características:

- Aplicable a la discriminación horaria estacional con contador de quintuple tarifa
- Los días del año se dividen en cuatro categorías, según el siguiente cuadro

Tabla 12.5 Características de la discriminación horaria del tipo 5

<u>Días según categoría</u>	<u>Nº días</u>
Pico(E, F, 1/2N,D)	70
Alto(M, 1/2 ^a ,1/2JL,1/2S,O y 1/2N)	80
Medio(1/2 ^a ,My,J,1/2JL y 1/2S)	80
Bajo(Ag, y Sab, Dom y Fest)	Resto

- Se diferencian los días a lo largo del año. El BOE fija cada año los días concretos asignados a cada categoría. Coordinando éstas con la discriminación horaria tipo 3, se obtiene el cuadro de complementos de la siguiente tabla

Tabla 12.6 Cuadro de complementos correspondientes al tipo 5

<u>Tipo horario</u>	<u>Categoría día</u>	<u>Duración</u> <u>(h/día)</u>	<u>Coeficiente</u>
---------------------	----------------------	-----------------------------------	--------------------

Punta	Pico	10	+300% (recargo)
	Alto	4	+100 (recargo)
Llano	Pico	6	0%
	Alto	12	0%
	Medio	8	0%
Valle	Pico	8	-43% (bonificación)
	Medio	8	-43% (bonificación)
	Alto	16	-43% (bonificación)
	Bajo	24	-43% (bonificación)
	Siguiente día bajo	8	-50% (bonificación)

- Contrato anual: va del 1 de noviembre al 31 de octubre
- Esta modalidad combina las variaciones de la curva diaria (variación de la demanda diaria), con las variaciones de la curva de carga anual (variación de la demanda según los días del año)
- Se debe consultar, para las distintas comunidades autónomas, la aplicación horaria establecida para este tipo 5

12.3.4 Complemento por energía reactiva

La energía reactiva no tiene aplicaciones y ensucia las redes eléctricamente hablando, por tanto es deseable que no exista, o cuando menos, que pueda aminorarse sus efectos; para ello, se aplican unos recargos a los usuarios que generan gran cantidad de esta energía y no ponen los medios técnicos para compensarla.

Estos complementos se aplicarán teniendo presentes las siguientes especificaciones:

- Se aplica este recargo o descuento tanto al término de la potencia como al término de la energía consumida
- Se aplica a todas las tarifas generales y específicas, tanto en baja tensión como en alta, excepto las tarifas de baja tensión 1.0 y 2.0 (en 2.0 se aplica sí el $\cos \varphi < 0.8$)
- Instalación de contador o un maxímetro de energía reactiva, permanentemente colocado en el equipo de medida. Este contador puede ser propiedad del usuario o de la empresa eléctrica
- El coeficiente que se asigna para determinar el complemento por energía reactiva se halla a partir del factor de potencia ($\cos \varphi$)

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} \text{ (doscifrasdecimales)} \quad [12.5]$$

Donde:

W_a = energía activa medida en el contador de activa en kWh

W_r = energía reactiva medido en el contador de reactiva en kVARh

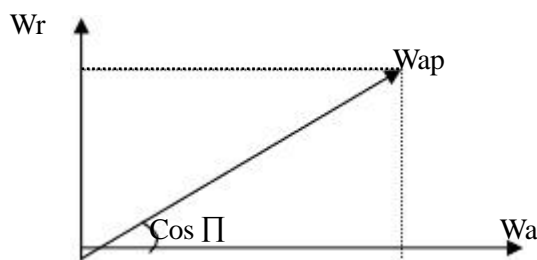


Fig. 12.1 Energías en corriente alterna

□ El recargo o bonificación (K_r) se obtendrá mediante la siguiente expresión:

$$K_r \% = \frac{17}{\cos^2 \Pi} \quad 21(\text{una..cifra..decimal}) \quad [12.6]$$

Este recargo puede ser positivo o negativo:

- Si el valor de K_r , es positivo (+), se aplicará como penalización en porcentaje igual al valor absoluto del mismo
- Si es valor de K_r , es negativo (-), se aplicará una bonificación en porcentaje similar al valor absoluto del mismo
- No se aplicarán recargos absolutos superiores al 47%
- Si un abonado, en más de tres ocasiones consecutivas, tiene un $\cos \Pi \leq 0.55$. La empresa eléctrica lo comunicará al organismo competente de la administración. Esta dará un plazo de tres ó seis meses para mejorar su factor de potencia. En caso contrario puede ordenar el corte del suministro

Los suministros de las tarifas 2.0 y 1.0 deberán tener los equipos adecuados (baterías de condensadores, automático y electrónico, o compensación aparato a aparato) para que el $\cos \Pi$ medio de la instalación sea igual o superior al 0.8. En caso contrario, la empresa eléctrica colocará el contador de energía reactiva por su cuenta, efectuando la facturación a este abonado, con el correspondiente complemento de energía reactiva, en los periodos en los que el $\cos \Pi < 0.8$.

Un caso especial ocurre cuando, por una mala corrección o instalación defectuosa, se producen efectos capacitivos (energía reactiva capacitiva) que den lugar a perturbaciones en la red. El organismo competente de la administración, previo estudio del caso, exigirá al abonado su corrección. En caso de negativa, se puede llegar a cortar el suministro.

A modo de orientación, se exponen en la siguiente tabla, la relación entre el factor de potencia de una instalación ($\cos \Pi$) y los recargos o bonificaciones que ello implica.

Tabla 12.7 Recargos o bonificaciones en función del factor de potencia

Cos Π	Recargo	Bonificación
1	-	4.0%
0.95	-	2.20%
0.90	0%	0%

0.85	2.5%	-
0.80	5.6%	-
0.75	9.2%	-
0.70	13.7%	-
0.65	19.2%	-
0.60	26.2%	-
0.55	35.2%	-
0.50	47.0%	-

12.3.5 Determinación de la potencia a facturar

Existen unos varemos ó fórmulas que nos permiten determinar el valor de la potencia que debemos contratar, estos valores vienen determinados por los siguientes modos:

- Modo 1: sin contadores máxímetros
- Modo 2: con contador máxímetro
- Modo 3: con dos contadores máxímetros
- Modo 4: con tres contadores máxímetros
- Modo 5: estacional

A continuación se detallan cada uno de los módulos, indicando sus características técnicas y económicas más importantes.

Modo 1

Antiguamente llamado de potencia fija de contratación, puede ser solicitado por cualquier abonado con tarifas de alta o baja tensión, pudiendo elegir el nivel o potencia a contratar. Debe ajustarse, no obstante, a los escalones de intensidad normalizados para los aparatos de control.

El aparato de control utilizado por la empresa eléctrica es el limitador o interruptor de control de potencia (ICP). Su instalación corre a cargo de las empresas eléctricas, así como el cargo del importe del alquiler en el recibo de la factura. Las intensidades de los ICP, normalizados por el Ministerio de Industria y Energía, para suministros monofásicos o trifásicos, se describen en la siguiente tabla:

Tabla 12.8 ICP. Diversas potencias en función de la tensión aplicada

Intensidad en A	Potencia activa en W	
	Tensión de 220 V	Tensión de 380 V
1.5	330	1000
3	660	2000
3.5	770	2310
5	1100	3300

7.5	1650	5000
10	2200	6600
15	3300	9900
20	4400	13200
25	5500	16500
30	6600	19800
35	7700	29100
40	8800	26400
45	9900	29700
50	11000	33000
63	13860	41580

A efectos de facturación aparece, en el recibo de la electricidad, el término de potencia, refiriéndose éste a la potencia que se haya contratado.

En el caso de la tarifa nocturna tipo 0, el abonado contrata una potencia de día según la tabla anterior. Ésta es la que aparece en el recibo. La potencia que contrata para la noche no se tendrá en cuenta a efectos de facturación. Esta potencia será igual o menor a la máxima que admita la derivación individual de cada abonado.

A modo de resumen:

- Sin máxímetro, $P_f = P_c$ (Potencia de facturación = Potencia de contratación)

□ **Modo 2**

Este modo también puede ser solicitado por cualquier abonado en baja o alta tensión. Para ello se debe definir una potencia base de contratación y disponer en el equipo de medida de un contador máxímetro. Es independiente de la discriminación horaria que haya elegido el abonado (simple, doble o triple tarifa).

Para el cálculo de la potencia base de facturación, que es la que aparecerá en el recibo de electricidad, se deberá tener en cuenta los tres parámetros siguientes:

- P_c = potencia de contratación
- P_m = potencia media y leída en el máxímetro
- P_f = potencia de facturación

El cálculo se establece de acuerdo con las siguientes especificaciones:

- Si la P_m (potencia del máxímetro) está en un intervalo entre el 5% y el -15% de P_c , la potencia de facturación (P_f) equivaldrá a P_m .
- Si la P_m es superior al 105% de la P_c , la potencia de facturación (P_f) será: la P_m más el doble de la diferencia entre P_m y el 105% de la P_c .
- Si la P_m es inferior al 85% de la P_c , la potencia de facturación (P_f) constituirá el 85% de la P_c .

A modo de resumen tendremos:

- Si $0.85 P_c \leq P_m \leq 1.05 P_c$ $\Rightarrow P_f = P_c$
- Si $P_m > 1.05 P_c$ $\Rightarrow P_f = P_m + 2(P_m - 1.05 P_c)$
- Si $P_m < 0.85 P_c$ $\Rightarrow P_f = 0.85 P_c$

Lo más importante es calcular, del modo más exacto posible, la potencia de contratación P_c .

Al final del capítulo se da un ejemplo de cálculo de la P_c , P_f , y P_m .

□ Modo 3

Este caso es aplicable a los abonados con un sistema de discriminación horaria tipo 3, 4 o 5, que tengan instalados en el equipo de medida dos contadores máxímetros y contratadas dos potencias, una para las horas valle y otra para las horas punta más llano.

En resumen::

- Dos potencias contratadas y dos máxímetros
- Potencias contratadas para horas punta y horas llano
- Potencia contratada para horas valle

$$P_f = P_{12} + 0.2(P_3 - P_{12}) \quad [12.7]$$

Donde:

- P_{12} : Potencia a facturar en horas punta y llano según el modo 2 de facturación
- P_3 : Potencia a facturar en horas valle según el modo 2 de facturación
- Si $P_3 - P_{12} < 0$ se considera nulo

Lo más importante de este modo 3 es que la potencia utilizada en horas valle, sólo se paga los meses que se utiliza, y cuando se utiliza, sólo se paga el 20% del exceso de la potencia diurna utilizada.

Este modo es muy útil para sistemas centralizados de calefacción por acumulación, o bien, para sistemas con aire acondicionado por acumulación.

□ Modo 4

Con las siguientes características:

- Tres potencias contratadas y tres máxímetros
- Potencia contratada horas punta
- Potencia contratada horas llano
- Potencia contratada horas valle

La fórmula a aplicar es la siguiente:

$$P_f = P_1 + 0.5(P_2 - P_1) + 0.2(P_3 - P_2) \quad [12.8]$$

Donde:

- P_1 : Potencia a facturar en horas punta según el modo 2 de facturación
- P_2 : Potencia a facturar en horas llano, según el modo 2 de facturación
- P_3 : Potencia a facturar en horas valle, según el modo 2 de facturación

$$\text{Si } P_2 - P_1 < 0 \quad \square \quad 0 \quad \text{y} \quad P_2 - P_1 \quad \square \quad P_3 - P_1$$

$$\text{Si } P_3 - P_2 < 0 \quad \square \quad 0$$

Modo 5

Con las siguientes características:

- Estacional
- Aplicable junto con el complemento por estacionalidad
- Incompatibilidad con la discriminación horaria (Tipo5)

Modalidad A

Con las siguientes características:

- Potencia contratada horas punta temporada alta (P_1)
- Potencia contratada horas llano temporada alta (P_2)
- Potencia contratada horas punta temporada media (P_3)
- Potencia contratada horas llano temporada media (P_4)
- Potencia contratada horas punta temporada baja y horas punta temporada alta (P_5)
- Potencia contratada horas valle temporada media y horas valle temporada baja (P_6)

Las horas punta, llano y valle son las correspondientes a la discriminación horaria tipo 3 y 4.

$$Pf = 1.2P_1 + (P_2 - P_1) + 0.5(P_3 - P_2) + 0.25(P_4 - P_3) + 0.1(P_5 - P_4) + 0.005(P_6 - P_5) \quad [12.9]$$

Siendo $P_1 \dots P_6$ las potencias calculadas según el modo 2 de facturación.

Modalidad B

Con las siguientes características:

- Tres potencias contratadas y un máxímetro
- Potencia contratada en temporada alta
- Potencia contratada en temporada media
- Potencia contratada en temporada baja
- Potencia a facturar, igual para todo el año:

$$Pf = \text{MAX}(1.1 PA; 0.75 PM; 0.45 PB) \quad [12.10]$$

Siendo PA, PM, PB las potencias a facturar en temporada alta, media y baja respectivamente, según el modo 2 de facturación.

12.4 Liberalización del sector eléctrico

La ley 54/1997 (BOE 28/11/97 N°285) de liberalización del sector eléctrico es la adaptación de la directiva comunitaria MIE 96/92/CE.

Los objetivos que persigue esta ley son varios; entre los más importantes cabe destacar:

- La garantía de suministro a todos los clientes
- La garantía de calidad de dicho suministro
- La disminución del coste de la energía eléctrica
- La disminución del impacto ambiental
- El aumento de la producción mediante las energías renovables

12.4.1 Producción eléctrica

La ley prevé la libre instalación o creación de nuevas centrales siempre que cumplan las condiciones legales de seguridad, eficiencia energética, medio ambiente, etc. Esto repercutirá en una disminución de las trabas que actualmente gravitaban en algunos sectores de la industria eléctrica, permitiendo la instalación, ampliación o mejora de nuevas instalaciones eléctricas, o de las ya existentes.

12.4.2 Competencia en un sistema de ofertas. Mercado de producción

Los productores, incluidos aquellos que se encuentran en regímenes especiales, realizan ofertas de ventas diarias a través del operador de mercado (Compañía Operadora del Mercado Español de Electricidad). Estas ofertas tienen una validez para el día siguiente y están detalladas hora a hora. El operador de mercado casará y liquidará estas ofertas de venta con las de compra, también con validez igual para el día siguiente y detalladas hora a hora, provenientes de distribuidores, comercializados y clientes cualificados.

Con este sistema se asegura una competencia leal entre los productores, los operadores y los compradores o usuarios, de la energía eléctrica, sin que ninguno de estos sectores se vea perjudicado en sus transacciones.

12.4.3 Accesibilidad a las redes de transporte y distribución

En lo referente a la accesibilidad a las redes de transporte, la nueva ley define unos condicionantes que permitirán una adecuación de las mismas, así como un empleo más racional. Entre estas medidas podemos citar:

- No se produce un aumento de redes.
- Existencia de redes únicas por zonas, con acceso libre (separación jurídica producción-distribución).
- Garantizar su acceso con condiciones técnicas y económicas adecuadas (el gestor de red podrá denegar el acceso a las mismas cuando no exista capacidad suficiente).
- El Estado fija un sistema de peajes.

12.4.4 Elección de suministradores

La nueva ley regula la elección de los suministradores, la forma de fijar los precios y las condiciones de contrato. De forma que incide en:

- La fijación entre suministrador y consumidor del precio de la energía y de las condiciones de contrato (el Estado regula los precios a través de un sistema tarifado adecuado y del peaje).

- Se considera consumidores cualificados a los distribuidores, a los comercios y a los consumidores. Estos últimos en función del siguiente esquema (el consumo no cualificado se deberá acoger al sistema de tarifa única).

Tabla 12.9 Elección de los suministradores de energía eléctrica

<u>Consumo anual</u>	<u>Fecha inicio</u>	<u>Consumo</u>
>15 GW-h	1-1-98	26.1%
>5 GW-h	1-1-99	33.2%
>3 GW-h	1-4-99	36.6%
>2 GW-h	1-7-99	39.0%
>1 GW-h	1-10-99	43.1%
Resto	Antes 1-1-2007	100%

12.5 Comercialización de la energía eléctrica

Para la venta de la energía eléctrica es necesario que unas empresas se hagan cargo de su gestión y acondicionamiento. Existe una definición que aclara su cometido:

Como empresas comercializadores se consideran: “aquellas personas jurídicas que, accediendo a redes de transporte o distribución, tienen como función la venta de energía eléctrica a los consumidores que tengan la condición de cualificados o a otros sujetos del sistema”.

Estas empresas se beneficiaran de las ganancias obtenidas, teniendo por el contrario unas obligaciones contraídas con la administración y con los consumidores, que entre otras son las siguientes:

- Las empresas comercializadoras permitirán el fácil acceso al suministrador elegido
- Facilitarán la competencia
- Implicarán unos costes de comercialización
- Efectuarán la medición de suministros al mismo tiempo que la facturación y el cobro
- Deberán cumplir las condiciones técnicas y de construcción para las instalaciones de los usuarios

12.5.1 Producción en régimen especial

Existen unas producciones que por sus características técnicas o económicas especiales entran a formar parte de unas condiciones específicas. Estas producciones gozarán de unos derechos y obligaciones, que de forma resumida se exponen a continuación:

- Autorización otorgada por las Comunidades Autónomas
- La producción en régimen especial goza del derecho de entregar excedentes al sistema
- La producción en régimen especial goza del derecho a percibir una prima sobre el precio de la energía, variable según si ésta proceda de las distintas fuentes renovables, ó de la cogeneración
- Plan de Fomento de las Energías Renovables (alcanzar el 12% de la demanda en el 2010)

12.6 Impuesto sobre la electricidad

A partir de la Ley del Sector Eléctrico, que entró en vigor en 1998, la electricidad se ve gravada por un nuevo impuesto denominado *impuesto sobre la electricidad*, que sustituye al antiguo canon sobre minería del carbón, con el mismo porcentaje (el 4.864%) y aplicación sobre los mismos términos de la facturación, afectado de un coeficiente regulador (1.05113).

A este impuesto sobre electricidad se le debe aplicar el IVA del 16% actualmente en vigor, que es el que se emplea en toda la facturación eléctrica.

Su aplicación es la siguiente:

Impuesto sobre la electricidad (I_e):

- $I_e = 4.864 \cdot 1.05113 \cdot (\text{término de potencia} + \text{término de energía} + \text{complemento de discriminación horaria} + \text{complemento de energía reactiva})$.

Por su parte el IVA se calcula:

- $\text{IVA} = 16\% \text{ de } (\text{término de potencia} + \text{término de energía} + \text{complemento de discriminación horaria} + \text{complemento de energía reactiva} + \text{impuesto sobre la electricidad})$.

12.7 Bajada de las tarifas

Las tarifas eléctricas en los últimos años han experimentado un paulatino descenso en sus costes. Este descenso es debido a múltiples factores, algunos explicados en este capítulo, como pueden ser su liberalización, mayor diversificación en las energías primarias de generación, precio más contenido de los combustibles, mayor presión por parte de las administraciones, etc.

El siguiente cuadro resumen muestra esta evolución al descenso de las tarifas eléctricas en los últimos años, es importante observar que a partir del año 2000 se espera que el descenso se frene, llegándose según algunos autores a la estabilización de su coste.

Tabla 12.10 Evolución del coste de las tarifas eléctricas en los próximos años

Año 1997:	3%
Año 1998:	2%
Años 1999-2001:	1% anual

12.8 Problemas resueltos sobre diversos tipos de tarifas

Se desarrollan a continuación unos ejemplos de facturación de diferentes tarifas para lograr una mejor comprensión de la aplicación de las tarifas eléctricas, así como de sus complementos. Como en estos ejemplos interviene el precio de la energía que se fija anualmente, asignaremos un precio genérico para todos los ejercicios.

$$kW = A \cdot \frac{\text{ptas}}{kW \cdot \text{mes}} \quad kWh = B \cdot \frac{\text{ptas}}{kWh}$$

□ Tarifa 2.0

Datos:

- Potencia contratada: 5.5 kW
- Consumo 1.000 kWh
- Facturación bimestral

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

$$5.5kW \cdot A \cdot \frac{\text{ptas}}{kW \cdot \text{mes}} \cdot \text{meses} = 11 \cdot A(\text{ptas})$$

2.- Término de energía (Te):

$$1.000kWh \cdot B \cdot \frac{\text{ptas}}{kWh} = 1.000 \cdot B(\text{ptas})$$

3.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,864 \cdot 1.05113 \cdot (Tp + Te) =$$

4.- IVA:

$$16\%(Tp + Te + Ie)en\% = IVA(\text{ptas})$$

TOTAL..... T(ptas)

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Éstos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También, estos equipos, pueden ser propiedad del abonado, en cuyo caso no se cobrarían.

□ Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 1

Datos:

- Potencia contratada: 40 kW
- Consumo 5.000 kWh
- Consumo de energía reactiva: 1.500 kVARh
- Facturación mensual

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

$$40kW \cdot A \cdot \frac{ptas}{kW} \cdot 1mes = 40 \cdot A \cdot (ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

$$5.000kWh \cdot B \cdot \frac{ptas}{kWh} = 5.000 \cdot B \cdot (ptas)$$

3.- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \Pi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{5.000}{\sqrt{5.000^2 + 1.500^2}} = 0.96$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \Pi} - 21 = 2.55\%$$

Bonificación: $C_R = 2.55\%(Tp + Te) = \text{Energía..reactiva}$

4.- Complemento por discriminación horaria por no tener contador:

$$C_H = 20\%deTe = +discriminación..horaria$$

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,864 \cdot 1.05113 \cdot (Tp + Te + C_R + C_H)en\% =$$

6.- IVA:

$$TOTAL..... T(ptas)$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También, estos equipos, pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 2

Datos:

- Potencia contratada: 40 kW
- Consumo activa:
 - Horas punta: 1.000 kWh
 - Horas resto: 4.000 kWh
- Consumo de energía reactiva: 1.500 kVARh
- Facturación mensual

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

$$40 \text{ kW} \cdot A \cdot \frac{\text{ptas}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ mes} = 40 \cdot A (\text{ptas})$$

2.- Término de energía (Te):

$$5.000 \text{ kWh} \cdot B \cdot \frac{\text{ptas}}{\text{kWh}} = 5.000 \cdot B (\text{ptas})$$

3.- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \Pi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{5.000}{\sqrt{5.000^2 + 1.500^2}} = 0.96$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \Pi} - 21 = 2.55\%$$

Bonificación: $C_R = 2.55\% (Tp + Te) = \text{Energía..reactiva}$

4.- Complemento por discriminación horaria. Se aplica el precio del kWh de la tarifa 3.0:

$$C_H = \frac{T_{ej} \cdot E_i \cdot C_i}{100} = B \frac{1.000 \cdot 40}{100} = +400 \cdot B$$

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$I_e = 4,8641.05113 \cdot (Tp + Te + C_R + C_H) \text{ en } \% =$$

6.- IVA:

$$TOTAL \dots \dots \dots T (\text{ptas})$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También, estos equipos, pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

Tarifa 2.0, con discriminación horaria tipo 0

Datos:

- Potencia diurna contratada: 8.8 kW
- Potencia nocturna contratada: 13.860 kW
- Consumo día: 300 kWh
- Consumo valle: 1.700 kWh
- Facturación bimestral.

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

$$8.8kW \cdot A \cdot \frac{ptas}{kW} \cdot 2meses = 17.6 \cdot A (ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

$$300kWh \cdot B \cdot \frac{ptas}{kWh \cdot día} = 300 \cdot B (ptas)$$

$$1.700kWh \cdot C \cdot \frac{ptas}{kwh \cdot noche} = 1.700 \cdot C$$

$$Te = 300 \cdot B + 1700 \cdot C$$

3.- Impuesto sobre la electricidad:

$$Ie = 4,864 \cdot 1.05113 \cdot (Tp + Te) en\% =$$

4.- IVA:

$$TOTAL \dots \dots \dots T (ptas)$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También, estos equipos, pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

Tarifa 3.0, con discriminación horaria tipo 3 y con discriminación de la potencia a facturar modo 3

Datos:

- Potencia contratada:
 - Horas punta-llano: 50 kW
 - Horas valle: 200 kW
- Medida de los máxímetros:
 - Horas punta-llano: 50 kW
 - Horas valle: 200 kW
- Consumo activa:
 - Horas punta: 1.500 kWh
 - Horas llano: 3.500 kWh
 - Horas valle: 10.000 kWh
- Consumo de energía reactiva: 6.000 kVARh
- Facturación mensual

Resolución:

1.- Término de potencia (Tp):

$$Pf = 50 + 0.2(200 - 50) = 50 + 0.2 \cdot 150 = 80kW$$

$$T_p = 80kW \cdot A \cdot \frac{ptas}{kW \cdot mes} \cdot 1mes = 80 \cdot A (ptas)$$

2.- Término de energía (Te):

$$15.000kWh \cdot B \cdot \frac{ptas}{kWh} = 15.000 \cdot B (ptas)$$

3.- Complemento por energía reactiva:

$$\cos \Pi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_r^2}} = \frac{15.000}{\sqrt{15.000^2 + 6.000^2}} = 0.93$$

$$Kr(\%) = \frac{17}{\cos^2 \Pi} - 21 = 1.34\%$$

Bonificación: $C_R = 1.34\%(T_p + T_e) = \text{Energía..reactiva}$

4.- Complemento por discriminación horaria. Se aplica el precio del kWh de la tarifa 3.0:

$$C_H = \frac{T_{ej} \cdot E_i \cdot C_i}{100} = B \frac{1.500 \cdot 70}{100} - \frac{10.000 \cdot 43}{100} = +3.250 \cdot B$$

5.- Impuesto sobre la electricidad:

$$I_e = 4,8641.05113 \cdot (T_p + T_e + C_R + C_H) en\% =$$

6.- IVA:

$$TOTAL..... T (ptas)$$

Los aparatos de medida tienen un precio de alquiler que fija anualmente el Ministerio de Industria y Energía. Estos se sumarían al total, incluyendo el IVA correspondiente. También, estos equipos, pueden ser propiedad del abonado en cuyo caso no se cobrarían.

□ **Ejemplo de cálculo del modo 2. Con máxímetro**

Si disponemos de una potencia de contratación $P_c = 100$ kW, siendo las lecturas mensuales del contador de máxímetro, de enero a diciembre, las siguientes:

Tabla 12.11 Lecturas del máxímetro correspondientes al problema

	Enero	Febre	Mar.	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agos	Septi	Octu	Novi	Dici.
Pc	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Pm	100	90	85	80	50	105	110	120	95	85	90	100
Pf	100	90	85	85	85	105	120	150	95	85	80	100

calcular P_c , P_m , y P_f , para todos los meses del año

Resolución:

- *Enero*: la P_m es igual a la P_c , por tanto: $P_f = P_m = 100$ kW.
- *Febrero*: la P_m es menor que la P_c , pero está dentro del -15% de la P_c ; es decir, en nuestro caso 85 kW. Por tanto: $P_f = P_m = 90$ kW.
- *Marzo*: la P_m es menor a la P_c , pero pasa lo mismo que en el mes de febrero, por tanto: $P_f = P_m = 85$ kW.
- *Abril*: la P_m es menor a la P_c , e inferior al -15% de la P_c , por lo que: $P_f = 85\%$ de la P_c . En nuestro caso: $P_f = 0.85 \cdot 100 = 85$ kW.
- *Mayo*: la P_m es menor a la P_c y al -15% de la P_c , por lo que al igual que en el mes de abril tendremos: $P_f = 85\%$ de la P_c . En nuestro caso: $P_f = 0.85 \cdot 100 = 85$ kW.
- *Junio*: la P_m es superior a la P_c , pero esta dentro de margen del $+5\%$ de la P_c . En nuestro caso 105. Por tanto: $P_f = P_m = 105$ kW.
- *Julio*: la P_m es superior a la P_c , y también al $+105\%$ de la P_c , por lo que:

$$P_f = P_m + 2 \cdot \frac{P_m - 105 \cdot P_c}{100} = 110 + 2 \cdot \frac{110 - 105 \cdot 100}{100} = 110 + 10 = 120 \text{ kW}$$

- *Agosto*: la P_m es superior a la P_c , y también a 105% de la P_c , por lo que se aplicará la misma fórmula que en julio:

$$P_f = P_m + 2 \cdot \frac{P_m - 105 \cdot P_c}{100} = 110 + 2 \cdot \frac{120 - 105 \cdot 100}{100} = 110 + 30 = 140 \text{ kW}$$

- *Septiembre*: la P_m es menor que la P_c , pero está dentro del -15% de la P_c ; es decir, en nuestro caso 85 kW. Por tanto: $P_f = P_m = 95$ kW.
- *Octubre*: la P_m es menor a la P_c , pero esta dentro del -15% de la P_c , es decir en nuestro caso 85 kW, por lo tanto: $P_f = P_m = 85$ kW.
- *Noviembre*: la P_m es menor a la P_c , pero esta dentro del -15% de la P_c , es decir en nuestro caso 85 kW. Por tanto: $P_f = P_m = 90$ kW.
- *Diciembre*: la P_m es igual a la P_c , por tanto: $P_f = P_m = 100$ kW.

12.9 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 ¿A qué se denomina tarifa eléctrica? ¿Qué organismos son los encargados de fijar las tarifas eléctricas?
- 2 ¿Qué estructura básica presentan las tarifas eléctricas? Indicar los términos básicos de los que está compuesta la factura eléctrica. ¿Qué términos complementarios pueden añadirse a los anteriores?
- 3 ¿Entre qué tipo de tarifas eléctricas es posible elegir en la actualidad? Enumerar los tipos de contratación posibles en baja tensión.
- 4 Explicar el tipo de tarifa "1.0" correspondiente a baja tensión. ¿Entre qué potencias puede

- contratarse? Características principales. ¿Cuándo se utiliza?
- 5 Explicar el tipo de tarifa "3.0" correspondiente a baja tensión. ¿Entre qué potencias puede contratarse? Características principales. ¿Cuándo se utiliza?
 - 6 Explicar el tipo de tarifa "B.0" correspondiente a baja tensión. ¿Entre qué potencias puede contratarse? Características principales. ¿Cuándo se utiliza?
 - 7 Enumerar los tipos de contratación posibles en media y alta tensión.
 - 8 ¿Cuáles son las tarifas generales en alta tensión? ¿Cuáles son sus características principales?
 - 9 Explicar el tipo de tarifa "T" correspondiente a las tarifas específicas de alta tensión. Características principales. ¿Cuándo se utiliza? Complementos aplicables.
 - 10 Explicar el tipo de tarifa "R" correspondiente a las tarifas específicas de alta tensión. Características principales. ¿Cuándo se utiliza? Complementos aplicables.
 - 11 Explicar el tipo de tarifa "D" correspondiente a las tarifas específicas de alta tensión. Características principales. ¿Cuándo se utiliza? Complementos aplicables.
 - 12 ¿Cuáles son los complementos de la tarifa básica (con breve reseña de cada uno de ellos)?
 - 13 Explicar el complemento por discriminación horaria. Fórmula. Características principales. ¿Cuándo será aplicable esta discriminación? Tipos de discriminación horaria.
 - 14 Explicar el tipo de discriminación horaria "Tipo 2". Características principales. ¿Cuándo es aplicable?
 - 15 Explicar el tipo de discriminación horaria "Tipo 3". Características principales. ¿Cuándo es aplicable?
 - 16 Explicar el tipo de discriminación horaria "Tipo 5". Características principales. ¿Cuándo es aplicable?
 - 17 Explicar el complemento por energía reactiva. Características principales. ¿Cuándo será aplicable ésta discriminación?
 - 18 Fórmula para el cálculo del complemento por energía reactiva ¿Cuándo puede ser positivo o negativo este recargo? ¿Qué equipos serán necesarios para la compensación de ésta energía reactiva?
 - 19 ¿Cómo se determina la potencia a facturar (enumerar los diversos modos existentes para ello)?
 - 20 Explicar el "Modo 1", o de la potencia fija de contratación, para determinar la potencia a facturar. ¿Cuándo puede ser solicitado y por quién? ¿Cómo funciona? ¿Cómo se calcula?
 - 21 Explicar el "Modo 2", o con máxímetro, para determinar la potencia a facturar. ¿Cuándo puede ser solicitado y por quién? ¿Cómo funciona? ¿Cómo se calcula?
 - 22 Explicar el "Modo 4", para determinar la potencia a facturar. ¿Cuándo puede ser solicitado y por quién? ¿Cómo funciona? ¿Cómo se calcula?
 - 23 ¿En qué consiste la liberalización del sector eléctrico? ¿Qué objetivos se persiguen con ésta liberalización?
 - 24 ¿Qué prevé la ley para la producción de energía eléctrica? ¿Y qué prevé para el mercado de producción?
 - 25 ¿Qué prevé la ley para la accesibilidad a las redes de transporte y distribución? ¿Y para la elección de los suministradores?
 - 26 ¿En qué se basa la comercialización de la energía eléctrica? ¿Qué ventajas se ofrece a las empresas comercializadoras? ¿Qué obligaciones se les exige a las mismas empresas?
 - 27 ¿Qué se entiende por producción en régimen especial, dentro de la comercialización de la energía eléctrica?
 - 28 Impuesto sobre la electricidad. ¿Qué es? ¿Cuándo se aplica? ¿Cómo se aplica?

Problemas

Para la resolución de problemas, remitimos al lector a los ejemplos resueltos al final del capítulo. Existe un problema totalmente resuelto para los principales tipos y formas de contratación, de forma

que, una vez comprendidos los mismos, se dispone de las bases para resolver el resto de tarifas o formas de facturación.

13 Despacho económico

13.1 Introducción al despacho económico

El conocimiento del flujo de cargas en un sistema eléctrico de potencia permite hallar la potencia activa y reactiva que debe entregar cada unidad generadora para atender una demanda de potencia determinada. El reparto de cargas o potencias entre generadores depende de las condiciones de operación que se impongan. La demanda de potencia en un sistema eléctrico puede ser generada de diversas formas; de todos los posibles repartos de carga interesa aquel que supone un mínimo coste de generación. El objetivo de este capítulo pasa por el estudio de la operación económica de un sistema eléctrico de potencia. El problema que se plantea es el siguiente: conocida la demanda de potencia total en un sistema determinado, averiguar la potencia que debe entregar cada unidad para que el coste total de generación y transporte sea el mínimo posible. Este estudio recibe el nombre de *despacho económico*.

El funcionamiento de un sistema de potencia requiere una serie de operaciones o funciones de control cuyo número y complejidad dependerá de la dimensión del sistema y del grado de seguridad que quiera obtenerse. El despacho económico debe ser considerado como una función más a realizar dentro de un conjunto más amplio de operaciones, cuya misión es la de alcanzar la seguridad y calidad de servicio deseado con un mínimo de coste de generación y transporte.

Aunque la finalidad última de las empresas es la obtención de unos beneficios, éstos siempre deberán pasar ineludiblemente por unos condicionantes previos. Estos condicionantes seguirán el siguiente orden: seguridad, calidad y finalmente economía.

- Seguridad: la compra, instalación y mantenimiento de equipos de seguridad (interruptores, magnetotérmicos, diferenciales, etc.) siempre suponen un desembolso económico que hay que asumir, aunque esto repercuta en un menor volumen de ingresos. Incluso si por afán ahorrativo no se considerara indispensable su colocación, las normas nos recordarán que nunca podemos prescindir de ellos.
- Calidad de servicio: de poco serviría un suministro a menor precio si, por ejemplo, de forma repetitiva se produjeran cortes del mismo. Nos interesa un suministro que mantenga la potencia, la tensión y la frecuencia lo más constante posible, y asimismo que asegure una continuidad en el servicio. Todo esto conlleva disponer de aislantes acordes para las tensiones empleadas, secciones de conductores aptas para la intensidad de transporte, unos límites de potencias máximas para los alternadores, y de una infraestructura de instalaciones que permitan el flujo de potencia deseado sin sobresaltos. El precio de estos elementos e instalaciones también gravará el beneficio final, pero nunca por esto, se dejarán de emplear.
- Economía de servicio: una vez se han cubierto las necesidades de seguridad y de calidad de servicio, entonces (y nunca antes) se procederá al despacho económico, es decir, a sacar el máximo partido económico de un sistema eléctrico de potencia.

Muy diferente resulta la formulación de un problema de optimización económica en un sistema eléctrico de potencia dependiendo del tipo de generación existente en el sistema; en general, se distingue entre generación de origen térmico y generación de origen hidráulico.

- En la generación de origen exclusivamente térmico: se calcula el reparto de cargas suponiendo que las unidades seleccionadas pueden atender cualquier demanda de potencia, dentro de los límites permitidos para cada unidad. El despacho económico se realiza con intervalos de pocos minutos suponiendo que la demanda de potencia se mantiene constante durante cada intervalo. La optimización es un proceso estático, en la cual, no es importante la variable tiempo.
- En la generación de origen hidráulico: es necesario considerar la disponibilidad de agua para la generación de cada central durante el intervalo de tiempo para el cual se realice el estudio; el proceso de optimización será dinámico y tendrá en cuenta la evolución de la demanda de potencia con el tiempo, de forma que la potencia asignada a cada central para satisfacer la demanda de potencia total no requiera una cantidad de agua superior a la disponible para generación de energía eléctrica. En países como España, la disponibilidad de agua es un problema que se repite año tras año, y por tanto, no debe olvidarse.

En el funcionamiento de un sistema eléctrico debe asegurarse la máxima calidad y continuidad en el servicio con un mínimo coste; para conseguir tales fines son necesarias una serie de operaciones de medida, análisis y control, entre las que se encuentra el despacho económico. En los siguientes apartados, se presenta una breve introducción al control de un sistema eléctrico de potencia, que permitirá relacionar el despacho económico con el resto de operaciones y obtener una visión más completa de este tipo de sistemas.

13.2 Control de un sistema de potencia

La demanda de potencia a lo largo de un día será variable, dependiendo esta variabilidad del día de la semana considerado, de la estación del año, e incluso de la ubicación geográfica en la que se halla situado el sistema. A pesar de estas matizaciones, la curva de carga presentará siempre unas características comunes; las puntas, llanos y valles; en la curva de la figura se puede distinguir un valor mínimo, la carga de base, y un valor máximo, la punta de carga.

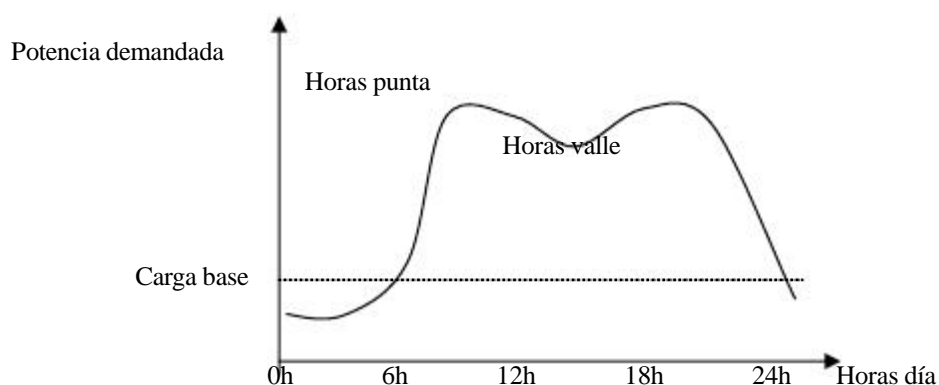


Fig. 13.1 Curva de carga diaria de un sistema convencional de potencia

Estamos, pues, ante un problema importante: por una parte la demanda de potencia, como queda reflejado en la figura, es muy variable con el tiempo; por otro lado, las grandes centrales productoras de energía eléctrica son poco regulables (el tiempo necesario para colocar en sincronismo un grupo térmico o nuclear es muy considerable, de forma que las centrales térmicas ó nucleares se consideran

prácticamente no regulables), no pudiendo seguir la evolución de la curva de demanda; por último, existe la imposibilidad de obtener un gran almacenamiento de energía eléctrica que permita, cuando sea necesario, disponer de ella. Todas estas limitaciones nos obligan a realizar una previsión de la demanda de potencia para preparar y seleccionar con suficiente antelación los grupos que deberán funcionar. Así nacen dos tipos de previsiones: *a corto plazo*, y *a largo plazo*:

- Una estimación de carga a corto plazo: entre un día y varias semanas, es necesaria para la selección de las unidades que atenderán la carga y de las unidades que estarán de reserva. Es decir, con la infraestructura que disponemos, ¿cómo se utilizará para obtener el mayor rendimiento económico, siempre considerando prioritaria la seguridad y calidad de servicio?
- La previsión de carga a largo plazo: cubre un período que puede ser superior a un año, y es necesaria para planificar el mantenimiento de las futuras necesidades de generación. En estas previsiones ya no se trata de seleccionar que instalaciones deberán funcionar, sino más bien si es necesario ampliar, reducir o mejorar las instalaciones existentes.

La selección de unidades que trabajan en paralelo durante un determinado intervalo de tiempo se realiza considerando el coste de operación y ciertos aspectos técnicos, como son las características de regulación o los límites de estabilidad. A los costes de operación, que incluyen costes de combustible, de mantenimiento y amortización de las instalaciones, hay que añadir el coste de arrancada y de parada que presenta cada unidad generadora.

Cada tipo de central tendrá una zona o régimen de carga donde será más útil; de forma resumida el reparto de cargas de un sistema de potencia será atendido de la siguiente forma:

- La potencia base será atendida por unidades de regulación muy lenta, cuya potencia de salida se mantendrá sensiblemente constante y que presenten una gran producción de energía eléctrica; dentro de esta categoría se incluyen las centrales nucleares y las centrales térmicas convencionales.
- El exceso de demanda sobre la carga base puede ser atendida por unidades regulables, como pueden ser las centrales hidroeléctricas y, en caso de no existir una generación suficiente de este tipo, por unidades térmicas de mediana potencia. Estas centrales son más regulables, aunque presentan el inconveniente de no ser grandes productoras de energía.
- Las puntas de carga serán alimentadas por unidades cuya regulación y puesta en marcha sea muy rápida; dentro de esta categoría se encuentran las minicentrales hidroeléctricas y las pequeñas unidades térmicas con turbina de gas. La potencia que pueden entregar estas unidades es inferior a las restantes.

En general, cuanto más regulable sea una central, menos potencia podrá entregar; así pues, las grandes centrales térmicas o nucleares no son regulables, y en cambio las pequeñas turbinas de gas alcanzan el sincronismo en poco tiempo. Tampoco debe olvidarse que siempre es necesario que exista una cierta generación de reserva, es decir, que la potencia total disponible sea en todo momento superior a la demanda de carga prevista, así se evitarán cortes de suministro del todo indeseados.

Para estudiar la vulnerabilidad de un sistema eléctrico de potencia frente a cualquier perturbación o contingencia, se hace imprescindible un análisis que contemple una serie de restricciones, como son: los límites de operación que tiene cada componente, o aquellas que se derivan de un análisis de seguridad. Las restricciones de seguridad nunca deben ser violadas si se desea asegurar la continuidad del servicio y el buen funcionamiento del sistema. Asimismo, el cálculo del despacho económico permite determinar la potencia que deben entregar las unidades seleccionadas para atender la carga de forma que el coste de generación sea mínimo; el planteamiento de este problema depende, tal como se ha mencionado en la sección anterior, del tipo de unidades generadores que existan en el sistema en estudio.

Para que en todo momento sea conocida la situación de un sistema eléctrico de potencia, es necesario disponer, de forma permanente, de un conocimiento fiable de la situación real del sistema. Los datos necesarios serán obtenidos mediante medidas del estado de las líneas e interruptores, así como de la potencia activa y reactiva que fluye por cada elemento de la red. Las medidas realizadas son transmitidas a un centro de control, dispuesto para tal fin, siendo inevitable que aparezcan errores debidos a las interferencias con las líneas de comunicación o al ajuste de los aparatos de medida. La estimación del estado es una operación imprescindible para conocer con precisión y fiabilidad el funcionamiento de una red a partir de las medidas realizadas.

Así, del análisis de seguridad puede dar lugar a ciertos cambios en la estructura de la red (qué líneas debemos utilizar en cada momento para el transporte de energía eléctrica, por ejemplo); la selección de las unidades generadoras dará la orden de parada y puesta en marcha de los generadores (cuáles serán las unidades más apropiadas para entregar el volumen de energía demandado); y finalmente, el despacho económico indicará la potencia que debe entregar cada unidad generadora (desde el punto de vista del mayor rendimiento en beneficios).

Esta explicación, representada en forma de esquema en la figura siguiente, muestra de forma orientativa, algunas de las operaciones de control que se realizan en un sistema de potencia. El funcionamiento real es mucho más complejo y exige ciertas operaciones adicionales. Una de las funciones fundamentales y más precisas de un sistema de control es, por ejemplo, la de mantener la frecuencia de operación de todas las unidades generadoras dentro de límites muy estrictos alrededor de la frecuencia principal. El control de la frecuencia es realizado en cada generador por separado y teniendo en cuenta las interacciones con los restantes generadores; su ejecución tiene lugar con intervalos de tiempo que pueden variar entre unos pocos segundos y un minuto. Variaciones en la frecuencia de un área de control representarían aumentos o disminuciones en las potencias entregadas totalmente inadmisibles.

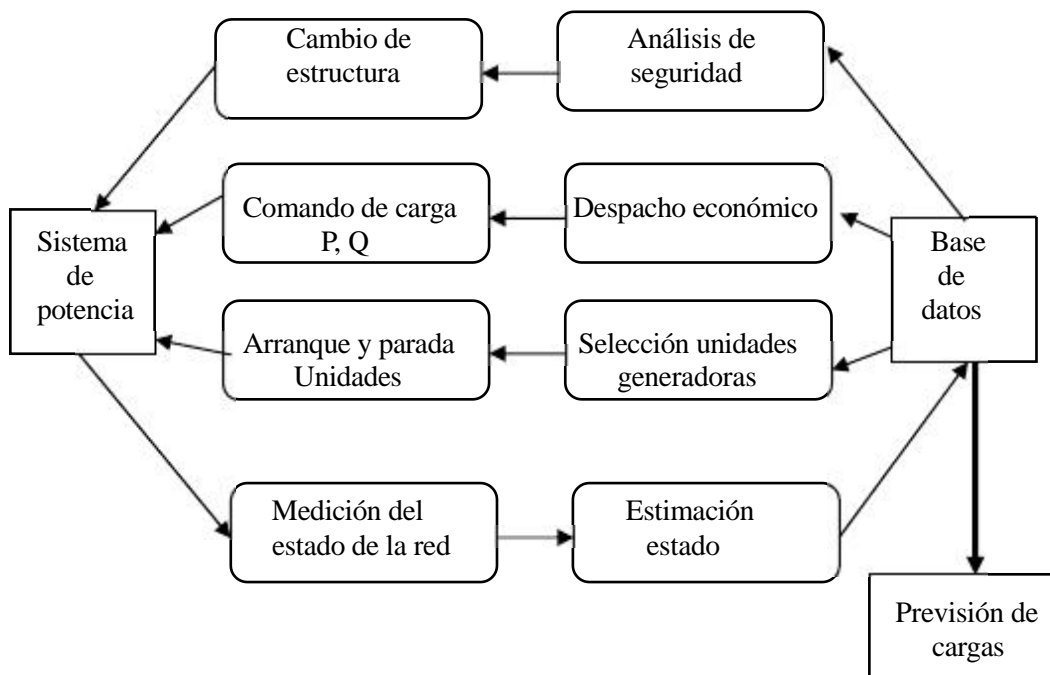


Fig. 13.2 Funciones básicas de control en un sistema de potencia

13.3 Funcionamiento económico de las centrales eléctricas

Aunque ya se han explicado ampliamente las centrales convencionales y las centrales de energía renovables en capítulos precedentes, unas puntualizaciones sobre las centrales convencionales nos ayudarán a entrar en la operación económica de los sistemas de potencia.

En una central térmica, el generador eléctrico convierte en energía eléctrica la energía mecánica entregada por la turbina. El aporte de vapor a la turbina es suministrado de diferente forma, según se trate de una central térmica convencional (en tal caso el vapor será generado en una caldera) o de una central térmica nuclear (el vapor será generado en el reactor de fisión). Si la central es hidroeléctrica, será la fuerza del agua la encargada de suministrar la energía mecánica que mueva los alabes de la turbina. Sea cual sea el sistema de generación, una central generadora de energía eléctrica, requiere una determinada potencia para atender servicios auxiliares, como el alumbrado de la propia central o el accionamiento de bombas y ventiladores. Debido al consumo que requieren estos servicios auxiliares, es necesario distinguir entre potencia bruta y potencia neta, siendo esta última la potencia disponible para el sistema eléctrico al que está conectada la central.

Cada tipo de central deberá tratarse de forma distinta, ya que distintos serán sus comportamientos en cuanto a consumos. En una central hidroeléctrica, el problema lo representará la disponibilidad de agua para accionar las turbinas, aunque si se dispone de ella, el precio de la materia primera (agua) será insignificante. Por el contrario, en una central térmica convencional, no se tendrá problemas para la obtención de su combustible, aunque para ello se pagará un alto precio. En el estudio del despacho económico es fundamental el modelo de entrada-salida en cada unidad generadora. En el caso de una central térmica, la característica de entrada puede ser la cantidad de combustible (medido en toneladas de carbón o en m³ de fuel-oil por hora), necesarios para generar la potencia (medida en MW), que se toma como la característica de salida. Si se multiplica la cantidad de combustible necesaria para obtener la potencia de salida por el coste de combustible, la característica que se obtiene relaciona el coste de generación (en ptas/h), con la potencia de salida (en MW). El coste calculado de esta forma es un coste variable, dependiente de la potencia generada; sin embargo, el coste total de la generación de una central térmica será la suma de los costes fijos (que incluyen los costes de mantenimiento, de personal y de amortización de las instalaciones) y de los coste variables, siendo estos últimos función de la potencia activa que entrega la central.

En la operación de una central térmica (nuclear o convencional), es necesario considerar ciertas restricciones, ya que la potencia de salida puede variar entre un valor máximo y un valor mínimo. La existencia de un valor máximo es obvia, ya que cualquier unidad dispone de una potencia nominal cuyo valor no conviene superar excepto en determinadas emergencias y por un corto período de tiempo. El valor mínimo, en cambio, vendrá fijado por ciertas características del generador eléctrico y por las restricciones propias del generador de vapor.

Por su parte, la potencia reactiva que entrega un generador eléctrico a la red puede regularse mediante la excitación del generador, no dependiendo su valor de la potencia mecánica que acciona la unidad generadora, o lo que es lo mismo, de la cantidad de combustible consumido. La incidencia del coste de la potencia reactiva sobre el coste de una central eléctrica puede considerarse por tanto nulo.

Así pues, resulta mucho más práctico, para el estudio del despacho económico, definir un coste incremental o marginal de una unidad térmica, que no contabilizarse de forma absoluta. Este coste marginal se define como la relación entre el aumento en el coste de combustible y el aumento que se origina en la potencia neta de salida.

$$L = \frac{C}{P} \quad (\text{ptas/MWh}) \quad [13.1]$$

Por tanto, las centrales eléctricas se clasificaran en las cuatro categorías siguientes:

- **Centrales térmicas convencionales:** son grandes centrales que entregan grandes cantidades de potencia. Estas centrales consumen combustibles de origen fósil, pudiendo distinguirse entre centrales que queman combustibles líquidos, sólidos o de gas. Su misión dentro de un sistema de potencia es, generalmente, la de atender la carga de base, operando de forma continua. También pueden funcionar como centrales de reserva; en este caso, la selección de las unidades que han de atender los incrementos previstos en la demanda se realizará teniendo presente la disponibilidad de unidades y los costes de puesta en marcha y parada de cada unidad generadora.
- **Centrales térmicas nucleares:** son grandes centrales que entregan ingentes cantidades de potencia. Las turbinas y generadores eléctricos en este tipo de centrales son similares a los que existen en las centrales térmicas convencionales; sin embargo, presentan diferencias notables en el generador de vapor, ya que mientras las térmicas clásicas disponen de calderas, las nucleares utilizan reactores nucleares aptos para la fisión. La regulación de potencia en una central nuclear es un proceso muy lento, por lo que su potencia de salida se mantiene prácticamente constante durante largos intervalos de tiempo. Las unidades de generación con origen nuclear operan como centrales base, es decir, atendiendo la carga de base.
- **Centrales hidroeléctricas:** normalmente estas centrales generan cantidades de potencia menores que las anteriores, pero por el contrario son más rápidas en entrar en sincronismo con la red, lo que las sitúa en una posición intermedia, ya que aún producen suficiente energía para alimentar extensas zonas, siendo por otra parte regulables, adaptándose a las normales variaciones de la curva de la demanda de potencia. Las unidades de generación con origen hidroeléctrico operan como centrales para los excesos de carga, y en ocasiones, como reserva para cubrir la carga base.
- **Centrales de gas:** se entiende por centrales de gas las pequeñas centrales térmicas de gas con potencias de unos pocos MW, pero que son muy rápidas en conectarse a la red (normalmente unos minutos serán suficientes). Su rapidez y el poco volumen de potencia generado las restringe a operar como centrales para cubrir las horas punta o situaciones con cargas variables e imprevistas.

13.4 Control automático de la generación

Uno de los problemas principales con los que todavía se enfrenta el sector eléctrico lo constituye la imposibilidad de almacenar grandes cantidades de energía. A este problema se le añade que las grandes centrales productoras de energía eléctrica (térmicas y nucleares) no son regulables. Finalmente, como problema adicional, se debe recordar que la demanda de potencia a lo largo del tiempo es muy variable, fluctuando entre amplios márgenes. En resumen, la demanda de potencia es muy variable, pero para cubrirla no se dispone ni de reservas con las que regular el flujo de potencia, ni con centrales capaces de regular de forma rápida su producción, adaptándola a los valores cambiantes del consumo.

¿Cómo se organizan las compañías eléctricas para hacer frente a estos problemas? No existe una respuesta única, pero casi todas las compañías generadoras disponen de líneas de interconexión con las compañías vecinas. Las líneas de interconexión permiten compartir las fuentes de generación en casos de emergencia, o bien en condiciones normales de funcionamiento, vender o comprar tanto los excedentes como los déficits que se produzcan en su producción. De esta forma se consigue un aprovechamiento más racional y una economía con mayores beneficios.

Con el propósito de controlar el sistema, las compañías dividen sus zonas en *áreas de control* que, generalmente, forman las fronteras entre una o más compañías. Debido a esta interconexión, surge algún término importante:

- Intercambio neto de potencia: es la diferencia algebraica entre la generación de potencia del área y la carga consumida por el área (más las pérdidas). Se realiza una programación con las áreas vecinas para unos flujos de potencia determinados en sus líneas de interconexión y mientras una área mantenga el intercambio de potencia programado está, evidentemente, cumpliendo con su responsabilidad primaria de absorber sus propios cambios de carga. Es decir, para que exista intercambio neto de potencia es requisito indispensable que previamente se cumplan las obligaciones energéticas con la propia área, más las pérdidas que puedan surgir. Sólo entonces, suponiendo que exista un remanente de potencia, se podrá hablar de intercambio neto de potencia.

Como cada área comparte los beneficios de la operación interconectada, también se espera que comparta la responsabilidad de mantener, dentro de su zona de control, la frecuencia, la tensión y el factor de potencia dentro de los límites permitidos por los organismos oficiales.

Los cambios en la frecuencia ocurren porque la carga del sistema varía aleatoriamente a lo largo del día, de forma que no puede asegurarse una predicción exacta de la demanda real de potencia. El desequilibrio entre la generación de potencia real y la demanda de la carga (más las pérdidas), a través del ciclo diario de carga, es la causa que la energía cinética de rotación se añada o se tome de las unidades generadoras en operación, dando como resultado una variación de la frecuencia a través del sistema interconectado. Así, si la generación de potencia real es superior a la demanda de potencia esperada, existirá un exceso de energía cinética en los ejes de las máquinas que hará aumentar la velocidad en las unidades generadoras y asimismo repercutirá en un aumento en el valor de la frecuencia. Por el contrario, si la potencia real generada es menor que la demanda de potencia esperada, las unidades de generación sufrirán un déficit de energía cinética en sus ejes, lo que hará disminuir la velocidad y la frecuencia que entregarán al sistema.

Cada área de control dispone de una instalación central llamada *centro de control de energía*, que controla la frecuencia del sistema y los flujos reales de potencia en las líneas de interconexión con las áreas vecinas. La diferencia entre la frecuencia deseada y la frecuencia real del sistema se combina con la diferencia del intercambio de potencia total programado y el intercambio de potencia total real, para formar una medida compuesta, conocida como *error del área de control*, o simplemente EAC (ver figura 9.5). Para eliminar el error del área de control, el centro de control de energía envía órdenes a las unidades generadoras situadas en las plantas dentro de su área. De esta forma se controla los errores que pudieran existir en las salidas de los generadores (denominados *errores de la estación de control* o simplemente ECE), consiguiéndose que se restaure el intercambio de potencia a los valores programados y el valor de la frecuencia del sistema al valor deseado. La medición, telemetría, procesamiento y funciones de control se coordinan dentro del área individual por medio del sistema de control automático de generación (CAG), basado en un sistema informatizado, que se sitúa en el centro de control de energía.

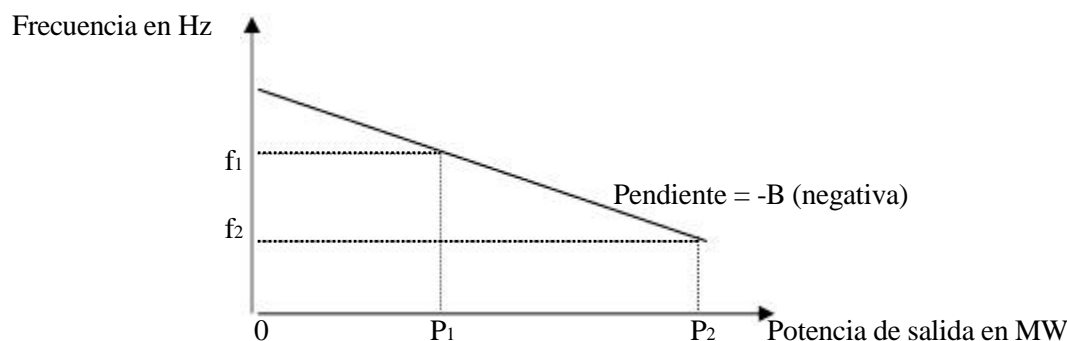


Fig. 13.3 Característica de control de velocidad-gobernador de una unidad generadora

Con el fin de comprender las acciones de control en las plantas de potencia, consideraremos primero la combinación caldera-turbina-generador de una unidad térmica generadora. La mayoría de los turbogeneradores de vapor (y también de las hidroturbinas) que se encuentran en servicio están equipados con *gobernadores de velocidad* situados en las entradas de las turbinas. La función del gobernador de velocidad es medir continuamente la velocidad turbina-generador y controlar las válvulas reguladores que ajustan el flujo de vapor en la turbina (o la posición de la compuerta para el paso de agua en las hidroturbinas), en respuesta a los cambios en la “velocidad del sistema” o frecuencia. Se usarán los términos *velocidad* y *frecuencia* indistintamente porque describen cantidades que son proporcionales.

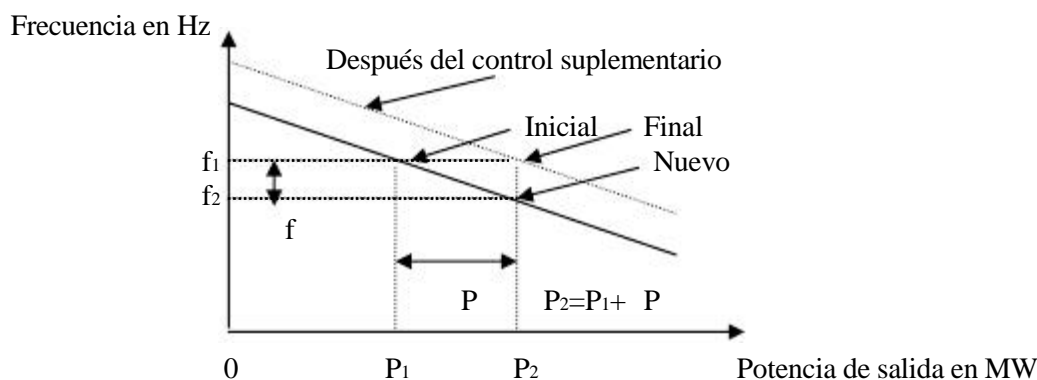


Fig. 13.4 Incremento, antes y después, en la carga y control suplementario

Con el fin de permitir la operación en paralelo de las unidades generadoras, la característica que gobierna la velocidad en función de la potencia de salida de cada unidad dispone de una pendiente decreciente, lo que significa que un incremento en la carga vendrá acompañado de un decremento en la velocidad, de la forma mostrada por la línea recta de la figura 13.3.

De la figura 13.3, se obtiene que la regulación está dada por:

$$B = \frac{(f_2 - f_1)}{(P_2 - P_1)} \quad (\text{Hz/MW}) \quad [13.2]$$

Con f_1 = frecuencia (en Hz) a la carga P_1 en (MW)
 f_2 = frecuencia (en Hz) a una salida P_2 en (MW)

En esta expresión, B es la pendiente de la característica de velocidad decreciente (en Hz/MW). Supongamos ahora que la unidad está suministrando una potencia de salida P_1 , a la frecuencia f_1 . Cuando la carga se incrementa a un valor $P_2 = P_1 + P$, (como se muestra en la figura 9.4) la frecuencia desciende hasta f_2 . Conforme la velocidad de la unidad decrece, el gobernador de velocidad permite un mayor paso de vapor desde la caldera (o agua desde las compuertas), a través de la turbina para impedir el decremento en velocidad. El equilibrio entre la potencia de entrada y salida ocurre a una nueva frecuencia $f_2 = f_1 + _f$. De acuerdo con la pendiente de la característica velocidad-salida dada por la ecuación anterior, el cambio de frecuencia (en Hz) es:

$$f = R \cdot P \quad [13.3]$$

La unidad aislada de la figura 13.4 podría continuar operando a la frecuencia reducida f_2 , si no fuera por acción de *control suplementario del cambiador de velocidad*. El mecanismo de control de velocidad dispone de un motor con cambio de velocidad que mediante un embrague permite arrastrar

o frenar la velocidad de salida del generador, permitiendo la variación paralela de la característica de regulación a la nueva posición mostrada por la línea punteada de la figura 13.4.

Efectivamente, el cambiador de velocidad complementa la acción del gobernador, al cambiar la velocidad para permitir la entrada de más energía desde la fuente mecánica, a través de un incremento de la energía cinética de la unidad generadora, de forma que ésta pueda operar nuevamente a la frecuencia deseada f_i , mientras se suministra la nueva potencia de salida P_2 .

Cuando K unidades generadoras están operando en paralelo en un sistema, sus características velocidad-pendiente decreciente determinan cómo deben repartirse los cambios de carga entre ellas en el estado permanente. Considere que las K unidades están operando sincrónicamente a una frecuencia dada, cuando la carga cambia en P megavatios. Debido a que las unidades están interconectadas por las redes de transmisión, se requiere que operen a velocidades que corresponden a una frecuencia común. En concordancia, en el equilibrio de estado estable, después de la acción inicial del gobernador, todas las unidades cambiarán su frecuencia por la misma cantidad incremental f , en Hz. Los cambios correspondientes en las salidas de las unidades están dados por las siguientes ecuaciones:

$$\text{Unidad 1: } P_{g1} = \frac{S_{R1}}{R_1} \frac{f}{f_R} \text{ en MW} \quad [13.4]$$

$$\text{Unidad 2: } P_{g2} = \frac{S_{R2}}{R_2} \frac{f}{f_R} \text{ en MW} \quad [13.5]$$

$$\text{Unidad } i: P_{gi} = \frac{S_{Ri}}{R_i} \frac{f}{f_R} \text{ en MW} \quad [13.6]$$

Si se suman estas ecuaciones se obtendrá el cambio total en la salida:

$$P = \frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K} \frac{f}{f_R} \text{ en MW} \quad [13.7]$$

Siendo el cambio en frecuencia del sistema:

$$\frac{f}{f_R} = \frac{P}{\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K}} \quad [13.8]$$

Al sustituir esta última ecuación en la ecuación de P , obtenemos la salida adicional de potencia P_{gi} de la unidad i .

$$P_i = \frac{\frac{S_{Ri}}{R_i}}{\frac{S_{R1}}{R_1} + \dots + \frac{S_{Ri}}{R_i} + \dots + \frac{S_{RK}}{R_K}} P \text{ (MW)} \quad [13.9]$$

Esta ecuación combina las salidas adicionales de las otras unidades para satisfacer el cambio de carga del sistema P . Las unidades continuarán operando en sincronismo a la nueva frecuencia del sistema, excepto cuando se ejerza el control suplementario del sistema de CAG en el centro de control de energía del área en la que ocurre el cambio de carga. Cuando esto ocurra se enviarán señales de *elevación o disminución* de algunos o de todos los cambiadores de velocidad en las plantas de potencia del área en particular. A través del control coordinado del conjunto de valores de operación de los

governadores de velocidad, es posible llevar a todas las unidades del sistema a la frecuencia deseada f_i y obtener cualquier reparto de carga deseado dentro de las capacidades de las unidades generadoras.

Por tanto, los gobernadores de velocidad en las unidades de los sistemas interconectados tienden a mantener el balance carga-generación en lugar de una velocidad específica, mientras que el control suplementario del sistema del control automático de generación, dentro del área de control individual, funciona de tal manera que:

- el área absorba sus propios cambios de carga
- suministre el intercambio total acordado con las áreas vecinas
- asegure la salida en despacho económico deseada de cada planta del área
- permita que el área haga su parte correspondiente en mantener la frecuencia deseada del sistema.

El EAC (error del área de control, o error de control del área) se registra continuamente en el centro de control de energía para saber si el área individual está cumpliendo con estas tareas.

El diagrama a bloques de la figura siguiente, indica el flujo de información en un ordenador que controla un área en particular. Los números encerrados en círculos que son adyacentes al diagrama identifican las posiciones sobre el diagrama, que permiten simplificar el análisis que se hará de la operación de control. Los círculos más grandes en el diagrama, que encierran los símbolos (\times) o (Σ), indican los puntos de multiplicación o suma algebraica de las señales que acceden a ellos.

En la posición (1), se indica el procesamiento de información del flujo de potencia en las líneas de interconexión con las otras áreas de control. El intercambio neto real (P_a) es positivo cuando la potencia neta esta fuera del área. El intercambio total *programado* es (P_s). En la posición (2), se resta el intercambio total programado del intercambio total real. Se analizará, en este ejemplo, la condición en la que el intercambio total real y el intercambio total programado están fuera del sistema y por lo tanto son positivos.

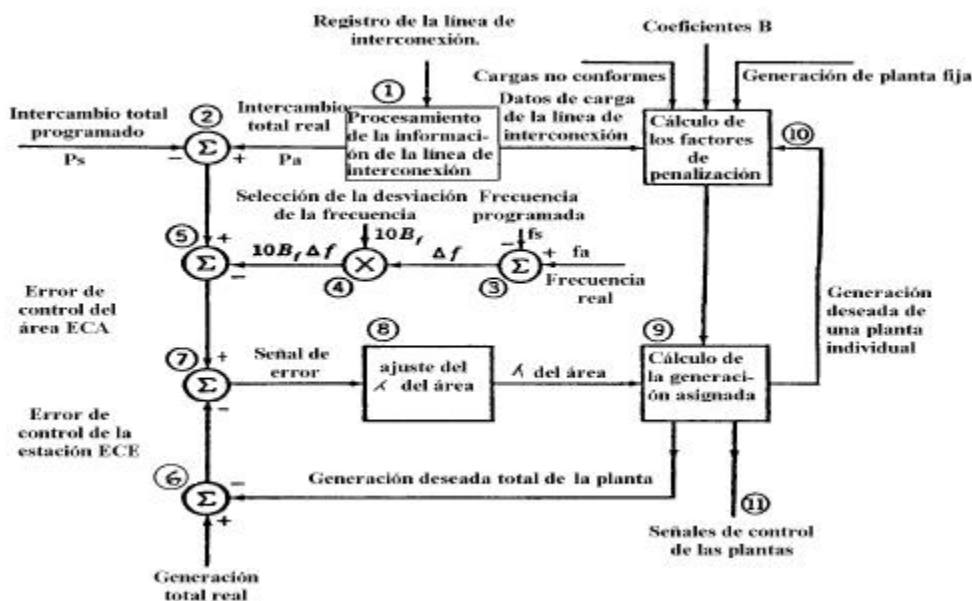


Fig.

Fig. 13.5 Diagrama de los bloques con la operación de control por ordenador de un área

La posición 3, en el diagrama indica la resta de la frecuencia programada (f_s), (por ejemplo 50 Hz), de la frecuencia real (f_a), con lo que se obtiene f , esto es, la desviación del sistema. La posición 4, en el diagrama indica la selección del sesgo de frecuencia B_f (un factor con signo negativo y unidades MW/0.1 Hz). Este sesgo se multiplica por $10 \cdot f$ para obtener un valor en megavatios que se llama *sesgo de frecuencia* ($10 \cdot B_f \cdot f$).

El sesgo de frecuencia (que es positivo cuando la frecuencia real es menor a la programada) se resta de ($P_a - P_s$) en la posición 5 para obtener el ECA, que puede ser positivo o negativo. En forma de ecuación se tiene

$$EAC = (P_a - P_s) - 10 \cdot B_f (f_a - f_s) \dots MW \quad [13.10]$$

Un ECA negativo significa que el área no está generando la potencia suficiente para enviar la cantidad deseada fuera del área. Hay una deficiencia en la salida de potencia total. Sin sesgo de frecuencia, la deficiencia indicada sería menor porque no habría desviación positiva ($10 \cdot B_f \cdot f$) que se sume a P_s (que se resta de P_a) cuando la frecuencia real es menor que la programada, y el ECA sería menor. El área produciría generación suficiente para suministrar su propia carga y el intercambio acordado, pero no daría la salida adicional para asistir a las áreas vecinas interconectadas en la elevación de la frecuencia.

El *error de control de estación* (ECE) es la cantidad de generación real de todas las plantas del área menos la generación total deseada, tal como lo indica la posición 6 del diagrama. Este ECE es negativo cuando la generación deseada es mayor que la generación existente.

La clave para la operación de control total es la comparación del ECA y del ECE. Su diferencia es una señal de error como se indica en la posición 7 del diagrama. Si el ECA y el ECE son negativos e iguales, la deficiencia de la salida desde el área es igual al exceso de la generación deseada sobre la generación real, y no se produce señal de error. Sin embargo, este exceso de generación deseada, dará origen a una señal (indicada en la posición 11) que alentará a las plantas a incrementar su generación y reducir la magnitud del ECE; el incremento resultante en la salida del área reducirá la magnitud del ECA al mismo tiempo.

Si el ECA es más negativo que el ECE, se tendrá una señal de error para incrementar la \lfloor (coste incremental), del área y a su vez, este incremento dará origen a un incremento de la generación deseada de la planta (posición 9). Cada planta recibirá una señal para incrementar su salida determinada mediante los principios del despacho económico.

En este análisis solamente se ha considerado, de manera específica, el caso del intercambio total programado fuera del área (intercambio total programado positivo), que es mayor que el intercambio total real con un ECA igual ó más negativo que el ECE. El lector debe ser capaz de extender el análisis a otras posibilidades haciendo referencia a la figura anterior.

La posición 10 en el diagrama indica el cálculo de los factores de penalización para cada planta. Aquí, se almacenan los coeficientes B que se usan para calcular los ${}^{\text{TM}}P_L / {}^{\text{TM}}P_{gi}$, así como los restantes parámetros necesarios para contemplar las pérdidas en el transporte.

13.5 Funcionamiento económico de los sistemas de potencia

Los costes derivados de los productos y servicios, obtenidos en una empresa, es competencia de los ingenieros. En un sistema de potencia para la obtención de un beneficio sobre el capital invertido, es muy importante un funcionamiento adecuado. Las tarifas fijadas por los organismos reguladores, normalmente están muy controladas, ya que un aumento de las mismas repercute en un aumento

general de los precios al consumo. Por otra parte, la importancia de la conservación de los combustibles fósiles ejerce una gran presión sobre las compañías que han de tratar de lograr una eficiencia máxima de explotación y mejorarla continuamente para mantener una relación razonable entre lo que paga el consumidor por kilovatio-hora y lo que le cuesta a la compañía su suministro. Por último, los precios constantemente crecientes de combustibles, mano de obra, materiales y mantenimiento terminan de configurar el entorno de las compañías eléctricas.

En resumen, los precios de venta de energía eléctrica están muy controlados (por la gran repercusión que ejercen sobre los bienes de consumo); en cambio, todos los gastos y costes (también derivados de su generación, transporte, y consumo) no paran de aumentar. ¿Cómo se las arregla el sector eléctrico para vencer este problema y poder seguir obteniendo beneficios? La respuesta pasa fundamentalmente por dos aspectos:

- Los ingenieros diseñadores de maquinaria han trabajado, con notable éxito, en el aumento de rendimiento de calderas, turbinas y generadores, habiendo conseguido una mejora continua, de tal forma que puede decirse que cada nueva unidad que se añade a una central térmica trabaja con mejor rendimiento que cualquiera de las antiguas.
- Los ingenieros, al operar un sistema para una condición dada de carga, deben determinar la contribución de cada central o planta generadora y, dentro de cada una de éstas, la de cada unidad, de forma que el costo de la energía suministrada sea un mínimo, es decir, cumplir con el despacho económico.

Gracias a estas actuaciones se consigue con menos combustible obtener más MW, y con una buena planificación de las instalaciones e infraestructuras (despacho económico), un aprovechamiento más racional y completo de estos bienes cada vez más limitados.

Un método antiguo de reducir al mínimo los costes consistía en suministrar energía para pequeñas cargas desde la central de mejor rendimiento. Al ir aumentando la carga, la energía debía ser suministrada desde la central de mejor rendimiento hasta alcanzar el punto de rendimiento óptimo de la citada central. Al seguir aumentando la carga, la segunda central con mejor rendimiento, debía de comenzar a suministrar al sistema la potencia que faltaba, no entrando en funcionamiento la tercera central hasta que se sobrepasaba el punto de rendimiento óptimo de la segunda. Este método, aparentemente válido, falla en su concepción, ya que aun despreciando las pérdidas por transmisión, no consigue la reducción del costo al mínimo.

Primeramente se estudiará la distribución más económica de la salida de una central entre los generadores o unidades que la forman. Como un sistema se amplía frecuentemente, añadiendo o retirando unidades, dentro de las centrales existentes, las diversas unidades de una central disponen muchas veces de características diferentes. El método que se desarrollará es aplicable también a la programación económica de la salida de la central para una carga determinada del sistema, sin tener en cuenta las pérdidas por transmisión. Seguidamente, y una vez estudiado el comportamiento económico entre unidades de una misma central, se estudiará un método para expresar las pérdidas por transmisión en función de las salidas de las diversas centrales. Finalmente, determinaremos cómo debe programarse la salida de cada una de las centrales del sistema para conseguir un costo mínimo de la energía suministrada a la carga.

13.5.1 Distribución de cargas entre unidades de una misma central

La mayor parte de nuestra energía eléctrica continuará proviniendo de los combustibles fósiles o nucleares aún durante algunos años, hasta que un mayor número de centrales con energías

hidroeléctricas estén en funcionamiento y otras fuentes de energía (energías renovables) dispongan de la capacidad suficiente para asumir parte del trabajo. En este supuesto basaremos nuestro estudio sobre la economía de los combustibles, en la convicción de que otros costos, que son función de la salida de potencia, puedan incluirse en la expresión para el costo del combustible, independientemente de si la fuente de energía es de combustible fósil o nuclear.

Para determinar la distribución económica de la carga entre las diversas unidades térmicas, formadas por una turbina, un generador y una caldera, el costo de operación de la unidad debe expresarse en términos de la salida de potencia. El costo de combustible es el principal factor en plantas de combustibles fósiles, y el costo del combustible nuclear también puede expresarse como función de la salida. En la siguiente figura se muestra una curva típica entrada-salida, que representa una relación entre la entrada de combustible, para una central de combustible fósil en m^3 o toneladas de combustible, con respecto a la salida de potencia de la unidad en megavatios.

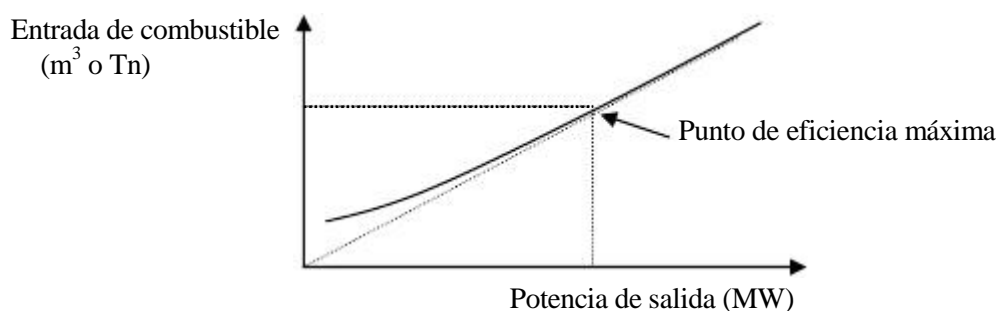


Fig. 13.6 Curva de entrada-salida para una unidad generadora térmica

Si se dibuja una línea por el origen a cualquier punto sobre la curva de entrada-salida, el inverso de la pendiente es la salida de la potencia en megavatios dividida por la entrada en valores de combustible (m^3 , por ejemplo), o la razón de la energía de salida en megavatios-hora al combustible de entrada medido en m^3 . Esta proporción es la eficiencia del combustible. La eficiencia máxima ocurre en el punto en que la pendiente de la línea, desde el origen a un punto sobre la curva es mínima, es decir, el punto donde la línea es tangente a la curva. Para la unidad cuya curva de entrada-salida se muestra en la figura anterior, la eficiencia máxima se encuentra para una salida señalada por las rectas discontinuas.

El combustible requerido para una salida dada fácilmente se convierte a pesetas por megavatio-hora. Como veremos, el criterio para distribución de la carga entre dos unidades cualesquiera se basa en que si aumentamos la carga en la primera unidad, disminuyéndola en la misma proporción en la segunda unidad, resulta un aumento o disminución en el costo total. Así, estamos tratando la variación del coste, que se determina por las pendientes de las curvas de entrada-salida en ptas/MWh.

C_n = entrada en la unidad n , en ptas por hora

P_n = salida en la unidad n , en megavatios

La variación del coste de combustible de la unidad, en ptas por megavatio-hora será:

$$L = \frac{C}{P} \quad \text{en (Ptas/MWh)} \quad [13.11]$$

La variación del coste de combustible en una unidad generadora de energía, para una salida de potencia determinada, es el límite de la relación entre el *incremento* en el coste de la entrada de combustible en pesetas por hora y el correspondiente incremento de potencia en la salida de megavatios, cuando el incremento de potencia de salida tiende a cero. Normalmente estas variaciones del coste se dan para intervalos de tiempo en los cuales la salida de potencia ha aumentado en cantidades pequeñas. Por ejemplo, la variación del coste aproximado en cualquier salida específica es el coste adicional en pesetas por hora al aumentar la salida en 1 MW.

Realmente lo que se realiza es una aproximación de la curva de entrada-salida a una recta, es decir, se linealiza la curva. Esto es debido a que la variación del coste se determina midiendo la pendiente de la curva entrada-salida y multiplicándolo por el coste del combustible en las unidades adecuadas. Como pequeñas cantidades de dinero por kilovatio-hora son equivalentes a las pesetas por megavatio-hora y como un kilovatio es una cantidad de potencia pequeña frente a la salida normal de una unidad de una central térmica, la variación del coste de combustible puede considerarse como el coste de combustible en milésimos por hora para suministrar un incremento en la salida de un kilovatio.

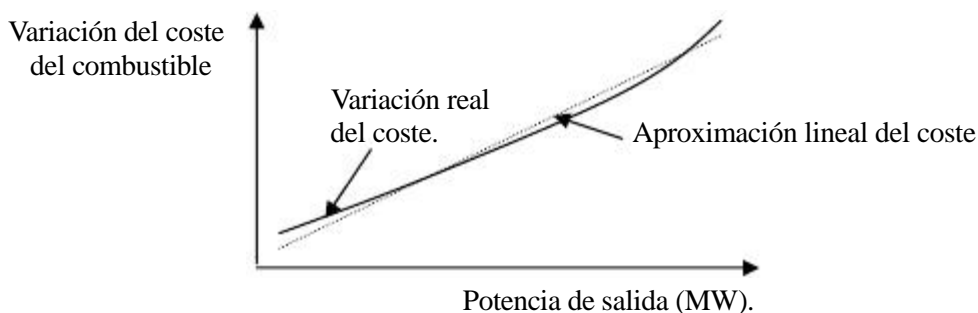


Fig. 13.7 Variación del coste de combustible con respecto a la salida de potencia

En la figura 13.7, se ha representado la variación del coste de combustible en función de la salida de potencia. Este gráfico se ha obtenido midiendo la pendiente de la curva entrada-salida en la figura 9.6, y tomando un coste de combustible determinado. También en esta última figura puede verse que la variación del coste de combustible es sensiblemente lineal respecto a la salida de potencia en un amplio intervalo. Normalmente es posible aproximar la curva por una línea recta, como se observa en la citada figura, no generándose errores de importancia. La recta así obtenida responde a una ecuación como la siguiente:

$$\frac{C}{P} = A \cdot P + B \quad [13.12]$$

En esta ecuación cada término representa un valor determinado:

- $\frac{C}{P}$ = es la variación del coste por unidad de potencia (normalmente por MW)
- A = significa los costes variables (principalmente combustibles y costes derivados de la producción), que por tanto son función de la potencia de salida P
- B = es la suma de todos los costes fijos, como pueden ser amortizaciones, locales, instalaciones, maquinaria, salarios, etc.

Si asignamos unos valores arbitrarios a las constantes A y B , obtendremos una ecuación como la que sigue:

$$\frac{C}{P} = 8 \cdot P + 1360 \quad \text{en Ptas/MWh} \quad [13.13]$$

En el ejemplo anterior, cuando la salida de potencia es de 100 MW, la variación del coste es de 2160 pesetas por megavatio-hora. Este valor es el coste aproximado por hora al aumentar la salida en 1 MW y el ahorro en el coste por hora al reducir la salida en 1 MW. Al multiplicar la ecuación por dP , e integrando de 100 a 101, resultan 2164 pesetas por hora.

Es decir, no se elegirá una unidad por que disponga del mejor rendimiento en conjunto, sino que se comprobará paso a paso (normalmente estos pasos, como se ha indicado, corresponden a fracciones de potencia de 1MW), como responde cada unidad (coste por incremento de potencia o coste incremental).

Con lo anteriormente expuesto, disponemos ya de base para comprender el principio que ha de servir de guía para la distribución de la carga dentro de las unidades de una central. Supongamos, por ejemplo, que la salida total de una central es suministrada por dos unidades, y que la carga se divide entre estas dos unidades, de tal forma que la variación del coste de combustible de una es mayor que la otra. Supongamos ahora que parte de la carga se transfiere de la unidad con variación del coste más alto a la otra. La disminución de carga, en la unidad con variación del coste mayor, dará lugar a una reducción de coste más grande que el incremento de coste por adición de la misma carga en la unidad con variación de coste menor.

La transferencia de carga de una unidad a la otra puede continuar con una reducción en el coste total de combustible hasta que la variación del coste entre las dos unidades se iguale. Cuando esto ocurra, y a partir de ese momento, siempre se trabajará con costes iguales, aumentando la potencia de las unidades (si es necesario) en función del coste, nunca al revés. Así pues, el criterio para el reparto económico de la carga entre las unidades de una central pasa por que todas las unidades funcionen con la misma variación del coste de combustible. Si es preciso aumentar la salida de la central, la variación del coste a que funciona cada unidad aumentará, pero en igual cuantía para todas ellas. El mismo razonamiento es extensible a una central con más de dos unidades.

El criterio que hemos desarrollado intuitivamente puede determinarse matemáticamente. Para ello imaginemos en una central con K unidades, entonces tendremos:

El coste total y la potencia total de la central en estudio serán las sumas de los costes o de las potencias, respectivamente, de todas las unidades en funcionamiento que forman la central:

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_K = \sum_{n=1}^k C_n \quad [13.14]$$

$$P_T = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^k P_n \quad [13.15]$$

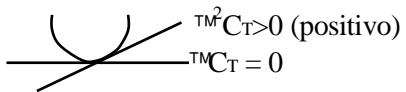
Donde:

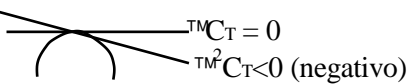
- C_T = coste total de la central
- C_i = coste de cada unidad en funcionamiento
- $P_T = P_R$ = potencia total de la central, que coincide al no existir pérdidas, con la potencia de los consumidores
- P_i = potencia de cada unidad en funcionamiento

Es decir, C_T es el coste total de combustible y P_T la potencia total en las barras de la central transferida al sistema. El coste de combustible de las unidades individuales es C_1, C_2, \dots, C_K y las salidas de potencia correspondientes son: $P_1, P_2, P_3, \dots, P_K$.

Nuestro objetivo es obtener un valor mínimo de C_T para una P_T determinada, lo que exige que el diferencial total sea $dC_T = 0$. Puesto que el coste de combustible depende de la salida de potencia de cada unidad, podemos expresarlo de la siguiente forma:

□ Si ${}^{TM}C_T = 0$, tendremos una pendiente nula (puede ser un máximo o un mínimo). Si realizamos la segunda derivada, sabremos de cuál se trata:

- ${}^{TM^2}C_T > 0$, entonces estamos delante de un mínimo: 

- ${}^{TM^2}C_T < 0$, entonces estamos delante de un máximo: 

Como cuando derivemos por segunda vez esta derivada nunca podrá salir negativa, ya que siempre existirán costes fijos, no será necesaria realizarla, bastándonos la primera derivada para saber que estamos delante de un mínimo:

$$\frac{C}{P} = A \cdot P + B \quad \text{por tanto:} \quad \frac{{}^2C_T}{P} = A > 0 \quad \text{mínimo de la función} \quad [13.16]$$

Así pues, ya estamos en condiciones de expresar el coste total, para que sea mínimo (será suficiente con buscar la primera derivada, ya que sabemos que la segunda siempre nos dará positiva y por tanto un mínimo).

$$dC_T = \frac{C_T}{P_1} dP_1 + \frac{C_T}{P_2} dP_2 + \dots + \frac{C_T}{P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{C_T}{P_n} dP_n = 0 \quad [13.17]$$

Con el coste total del combustible dependiendo de las diferentes unidades, el requisito de P_R constante (potencia de los consumidores) significa que la ecuación de P_T es una restricción al mínimo valor de C_T . La restricción de que P_R permanezca constante exige que $dP_T = dP_R = 0$, y así:

$$dP_R = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_K = 0 \quad [13.18]$$

Multiplicando esta última ecuación por λ (factor de Lagrange):

$$dP_R \lambda = dP_1 \lambda + dP_2 \lambda + \dots + dP_K \lambda = 0 \quad [13.19]$$

Y restando la ecuación resultante a la ecuación $dC_T = 0$, tendremos:

$$dC_T = \frac{C_T}{P_1} dP_1 + \frac{C_T}{P_2} dP_2 + \dots + \frac{C_T}{P_K} dP_K - \lambda (dP_1 + dP_2 + \dots + dP_K) = 0 \quad [13.20]$$

$$\frac{C_T}{P_1} - \lambda \quad \frac{C_T}{P_2} - \lambda \quad \frac{C_T}{P_K} - \lambda \quad [13.21]$$

Esta ecuación se logra si cada término es igual a cero, por tanto nos quedará:

$$= \underset{P_2}{=} \dots \underset{P_k}{=} \lfloor$$

Cada una de las derivadas parciales se convierte en derivada total, puesto que el coste de combustible de una unidad variará solamente si varía la salida de potencia de esa unidad. Por tanto, la expresión anterior quedará:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = \frac{dC_2}{dP_2} = \dots = \frac{dC_k}{dP_k} = \lambda \quad [13.22]$$

Así, todas las unidades deberán funcionar a la misma variación del coste de combustible para obtener un coste mínimo en pesetas por hora. Se ha demostrado matemáticamente el mismo criterio al que llegamos intuitivamente. El procedimiento se conoce como el método de los multiplicadores de Lagrange. El mismo desarrollo matemático será necesario cuando consideremos el efecto de las pérdidas de transmisión sobre la distribución de cargas entre varias centrales, para conseguir también un mínimo en el coste de combustible para una determinada carga.

Si la variación del coste 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 coste de combustible como funciones lineales de la salida de potencia simplifican el cálculo. En estos casos, puede prepararse una tabla para asignar las cargas a cada unidad de una central, suponiendo valores diversos de λ . Así se obtendrá las salidas correspondiente de cada unidad, y sumando estas salidas se determinará la carga total 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 deberían funcionar cada una de las unidades para entregar una carga total determinada. Si se especifican las cargas máximas y mínimas para cada unidad, probablemente algunas unidades no podrán funcionar con la misma variación del coste de combustible durante todo el tiempo, mientras que otras sí. En estos casos, las que puedan funcionar con la misma variación del coste, así lo harán, mientras que las que no, permanecerán dentro de los límites especificados como máximos o mínimos de cada unidad.

Para aclarar estos aspectos, concernientes a diversas unidades de una misma central, se desarrolla a continuación un problema que servirá de ejemplo:

□ **Problema 13.1** *Reparto de cargas entre unidades de una misma central para conseguir su funcionamiento en despacho económico.*

La variación unitaria del coste de combustible, en ptas/MWh, viene determinada, para dos unidades de una misma central, por las siguientes ecuaciones:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 2.5P_1 + 500 \dots \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}} \Big|_1^{\infty}$$

$$\frac{dC_2}{dP_2} = 3P_2 + 400 \dots \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}} \Big|_2^{\infty}$$

Suponemos que las dos unidades trabajan durante todo el tiempo y que la carga total varía desde 50 MW a 250 MW, debiendo ser las cargas máxima y mínima de cada unidad 125 MW y 20 MW, respectivamente. Determinar la variación del coste de combustible y la distribución de carga entre las unidades para tener un coste mínimo con varios regímenes de carga totales.

□ Resolución

Para cargas pequeñas, la unidad 1 tendrá mayor variación del coste de combustible y trabajará en su límite inferior de 20 MW, para cuya carga el valor de dC_1/dP_1 es de 550 ptas/MWh. Cuando la salida de la unidad 2 entregue el mismo valor de carga, es decir, 20 MW, su coste será $dC_2/dP_2 = 460$ ptas/MWh. Por tanto, a medida que la salida de la central aumenta, la carga adicional debe provenir de la unidad 2 (la de menor coste incremental), hasta que $dC_2/dP_2 = 550$ ptas/MWh (se iguale con el valor de la unidad 1). Hasta que se alcance este punto la variación del coste de combustible (λ de la central), se determinará únicamente para la unidad 2 dejando a la unidad 1 que trabaje a 20 MW (en su mínimo). Es decir, cuando la carga de la central es de 50 MW (el mínimo impuesto por el enunciado), la unidad 2 suministrará 30 MW con un $dC_2/dP_2 = 490$ ptas/MWh, suministrando los 20MW restantes la unidad 1, con una variación de coste de $dC_2/dP_2 = 540$ ptas/MWh.

Veamos el problema en números. Para la carga mínima con la que deben trabajar las unidades, las variaciones de coste ascienden a:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{P_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550, \lambda \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}}^{\text{p}}$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{P_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 20 + 400 = 460, \lambda \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}}^{\text{p}}$$

Como la carga total mínima que debe entregar la central es de 50 MW y como la unidad 2, es más rentable que la unidad 1, haremos trabajar esta unidad (2) hasta proporcionar los 30MW, dejando a la unidad 1 trabajando en su mínimo (20MW). Así, para cubrir los 50MW, tendremos:

$$\lambda_1 = \frac{dC_1}{P_1} = 2.5P_1 + 500 = 2.5 \cdot 20 + 500 = 550, \lambda \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}}^{\text{p}}$$

$$\lambda_2 = \frac{dC_2}{P_2} = 3P_2 + 400 = 3 \cdot 30 + 400 = 490, \lambda \frac{\text{ptas}}{\leq \text{MWh}}^{\text{p}}$$

Todavía no hemos alcanzado la misma variación de coste para las dos centrales, esta igualdad se dará cuando $\lambda_2 = 550$ ptas/MWh, que se corresponderá una potencia de salida de la unidad 2 de:

$$P_2 = \frac{550 - 400}{3} = \frac{150}{3} = 50 \text{ MW}$$

Por tanto, ya tenemos el valor de $\lambda = 550$ ptas/MWh, para el cual se igualan los costes incrementales de las dos unidades. La primera unidad (1) dará 20 MW, mientras que la segunda unidad (2) dará 50 MW; en total la potencia de salida de la central será de 70 MW.

Las demás condiciones de funcionamiento se determinarán tomando diversos valores para λ y calculando la potencia de salida para cada unidad y para el total de la central. Los resultados se han resumido en la siguiente tabla, utilizándose las siguientes expresiones:

$$P_1 = \frac{\lambda - 500}{2.5} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{\lambda - 400}{3}$$

Tabla 13.1 Potencias de salida para las diferentes unidades considerando despacho económico

Variación del coste λ (ptas/MWh)	Salida unidad 1 ^o (MW)	Salida unidad 2 ^o (MW)	Salida central (MW)
490	20 ($\lambda=550$)	30 ($\lambda=490$)	50
550	20 ($\lambda=550$)	50 ($\lambda=550$)	70
600	40	66.67	106.7
650	60	83.33	143.3
700	80	100	180
750	100	116.67	216.67
775	110	125	235
812.5	125 ($\lambda=812.5$)	125 ($\lambda=775$)	250

En la tabla anterior, observamos que para $\lambda < 550$, la unidad 1, trabaja en su límite inferior y la carga adicional deberá de proceder de la unidad 2, que es la que determina la λ de la central. Lo mismo ocurre para $\lambda > 775$, aunque en este caso es la unidad 2 la que trabaja en su límite superior, entregando la carga adicional la unidad 1, siendo ésta la que determina la λ de la central.

Existe un método alternativo para determinar la aportación que cada unidad debe efectuar al conjunto de la central, para una potencia determinada. Este método será expuesto teóricamente más adelante, pero es en este ejemplo donde demostraremos su utilidad. Las fórmulas que se utilizan, para dos unidades, son:

$$\lambda = A_T \cdot P_T + B_T \quad \text{con} \quad A_T = \frac{A_1 \cdot A_2}{A_1 + A_2} \quad \text{y} \quad B_T = \frac{B_1 \cdot A_2 + B_2 \cdot A_1}{A_1 + A_2}$$

Aparte de las ya conocidas:

$$P_1 = \frac{500}{2.5} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{400}{3}$$

Las constantes, A_T , y B_T , no dependen de la potencia de salida, siendo función de las características técnicas de las unidades. Son, por tanto, constantes y diferentes para cada grupo de unidades. En nuestro caso, tendrán un valor de:

$$A_T = \frac{A_1 \cdot A_2}{A_1 + A_2} = \frac{2.5 \cdot 3}{2.5 + 3} = 1.363$$

$$B_T = \frac{B_1 \cdot A_2 + B_2 \cdot A_1}{A_1 + A_2} = \frac{500 \cdot 3 + 400 \cdot 2.5}{2.5 + 3} = 454.54$$

Por ejemplo, para una potencia total de salida de la central de 180 MW, la λ (para funcionar el sistema con despacho económico) valdrá:

$$\lambda = A_T \cdot P_T + B_T = 1.363 \cdot 180 + 454.544 = 700 \text{ ptas.}$$

Y como todas las unidades deberán funcionar con igual λ , las potencias de salida de cada unidad valdrá:

$$P_1 = \lambda \frac{500}{2.5} = \frac{700 - 500}{2.5} = 80 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_2 = \lambda \frac{400}{3} = \frac{700 - 400}{3} = 100 \text{ MW}$$

Así se podrían ir buscando otros repartos de carga entre unidades para diversas cargas totales de una central.

La distribución de cargas entre unidades, para una salida de potencia determinada de una central, pueden hallarse también mediante procedimientos gráficos. Para ello se graficarán los resultados de las potencias de salida de cada una de las unidades y del total de la central, en función de los valores que vaya adoptando λ . Entrando con un valor determinado de la potencia total, conoceremos la λ correspondiente. Con este valor de λ , es posible conocer el reparto de potencias entre unidades, bien mediante la misma gráficas, o bien mediante las fórmulas dadas en este apartado.

□ **Problema 13.2** *Considerando los resultados del problema anterior, determinar el ahorro en el coste del combustible, en pesetas por hora, en la distribución económica de varias de las cargas obtenidas. Verifíquese igualmente que la distribución adoptada es la más correcta, no existiendo otras posibilidades más económicas.*

□ **Resolución**

El ahorro conseguido por medio de la distribución económica de carga frente a cualquier distribución arbitraria puede hallarse por integración de la expresión de la variación del coste, comparando los incrementos y decrementos del coste entre las unidades, cuando la carga se separa de su distribución más económica.

Integremos primeramente las expresiones de las variaciones del coste de cada unidad:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_1 = \frac{dC_1}{dP_1} = 2.5 \cdot P + 500 \quad \text{②} \quad dC_1 = (2.5 \cdot P + 500) dP \quad \text{③} \quad C_1 = 1.25 \cdot P^2 + 500P \end{aligned} \right\}_1$$

$$\left. \begin{aligned} \lambda_2 = \frac{dC_2}{dP_2} = 3 \cdot P_2 + 400 \quad \text{②} \quad dC_2 = (3 \cdot P_2 + 400) dP_2 \quad \text{③} \quad C_2 = 1.50 \cdot P_2^2 + 400P_2 \end{aligned} \right\}_1$$

Los valores iniciales (1) siempre corresponderán al despacho económico. Los valores nuevos serán las condiciones finales, que denominaremos 2.

Por ejemplo, vamos a probar una con una salida de potencia total de $P_T = 106.7 \text{ MW/h}$. ¿Qué potencia deberá entregar cada unidad para que el coste total resulte mínimo?

- Condiciones iniciales: $P_1 = 40 \text{ MW}$ y $P_2 = 66.67 \text{ MW}$ (con despacho económico)
- Condiciones finales: $P_1 = 46.67 \text{ MW}$ y $P_2 = 60 \text{ MW}$ (sin despacho económico)

$$C_1 = [1.25 \cdot P_1^2 + 500P_1]_1^2 = 26057.6 \quad 22000 = 4057.6 \text{ (ptas / h)}$$

$$C_2 = [1.50 \cdot P_2^2 + 400P_2]_1^2 = 29400 \quad 33335.3 = 3935.3 \text{ (ptas / h)}$$

Es decir, la unidad 1, pasa de producir 40 MW a 46.67 MW (aumenta su producción) y por tanto aumenta su coste en 4057.6 ptas/h. En cambio la unidad 2, pasa de producir 66.67 MW a una producción de 60 MW (disminuye su producción), con lo que su coste disminuye en -3935.3 ptas/h.

El coste total del cambio será:

$$C_T = C_1 + C_2 = 4057.6 \quad 3935.3 = 116.8 \text{ (ptas / h)}$$

Hemos sufrido un aumento del coste total con el cambio efectuado, demostrándose que las condiciones halladas por despacho económico eran más favorables.

Quizás no sea un ahorro muy grande estas 116.8 ptas/h, pero al cabo del año, supuestas trabajadas unas 8760 horas, el ahorro es ya más importante:

$$\text{Ahorro año} = C_T \cdot \text{n}^\circ \text{ horas} = 116.8 \frac{\text{ptas}}{\text{h}} \cdot 8760 \text{ h} = 1.023.168 \text{ ptas}$$

En la siguiente tabla, se han realizado una serie de supuestos que nos permiten comprobar que la opción en despacho económico es siempre la más favorable. Se deja al lector la posibilidad de contrastar otros valores para diversas salidas de las unidades, recordando que sea cual sea la distribución de cargas entre unidades escogidas, nunca podrá dar un coste total menor que con el funcionamiento económico (si no, el método fallaría).

Tabla 13.2 Comparación de costes para distintas salidas de potencia de cada unidad

P_{TOTAL}	P_1 (DE)	P_2 (DE)	P_1 (no DE)	P_2 (no DE)	C_1	C_2	C_{TOTAL}	Ahorro año
50	20	30	21	29	551.25	-488.5	62.75	0.55M
70	20	50	35	35	8531	-7912	619.25	5.42M
106.7	40	66.67	46.67	60	4057.6	-3935	116.8	1.023M
143.33	60	83.33	58.3	85	-1082	1090	8	0.07M
180	80	100	90	90	7125	-6850	275	2.4M
216.67	100	116.67	106.67	110	5058	-4936	122.11	1.07M
235	110	125	115	120	3906.2	-3837	68.8	0.6M
250	125	125						

En esta tabla, no se ha buscado el último supuesto (para 250 MW), ya que ésta era la única solución posible (recuérdese que se tenía que conseguir los 250 MW, con las limitaciones correspondientes a cada unidad, que eran de 125 MW, por tanto, todas tenían que trabajar al máximo, con o sin funcionamiento económico).

El ahorro conseguido por la distribución económica de la carga justifica la existencia de dispositivos para controlar automáticamente la carga de cada unidad. Consideraremos el control automático

brevemente, después de estudiar la coordinación de las pérdidas por transmisión con la distribución económica de la carga entre varias centrales.

13.5.2 Fórmula rápida para hallar el reparto de cargas, con despacho económico, entre unidades de una misma central

Existe una fórmula rápida para hallar el reparto de cargas en despacho económico para las unidades de una misma central. Para ello se parte de las ecuaciones características dadas para cada unidad:

$$\lambda_1 = P_1 A_1 + B_1 \quad \text{y} \quad \lambda_2 = P_2 A_2 + B_2 \quad [13.23]$$

Despejando las potencias individuales de cada expresión anterior:

$$P_1 = \frac{\lambda_1 - B_1}{A_1} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{\lambda_2 - B_2}{A_2} \quad [13.24]$$

Y recordando que con despacho económico se debe cumplir la condición que $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$, si sumamos las potencias de las unidades para obtener la potencia total de la central, tendremos:

$$P_T = (P_1 + P_2) = \frac{\lambda - B_1}{A_1} + \frac{\lambda - B_2}{A_2} = \frac{A_2 (\lambda - B_1) + A_1 (\lambda - B_2)}{A_1 A_2} =$$

$$P_T = \frac{\lambda (A_1 + A_2) - (B_1 A_2 + B_2 A_1)}{A_1 A_2} = \lambda \frac{A_1 + A_2}{A_1 A_2} - \frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 A_2} \quad [13.25]$$

Finalmente, despejando λ de la ecuación anterior, obtenemos:

$$\lambda = \frac{P_T \frac{A_1 A_2}{A_1 + A_2} + \frac{B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 + A_2}}{\frac{A_1 + A_2}{A_1 A_2}} =$$

$$\lambda = \frac{P_T A_1 A_2 + B_1 A_2 + B_2 A_1}{A_1 + A_2} = P_T A_T + B_T \quad [13.26]$$

Es decir, el modo de proceder es el siguiente:

- Se calculan los valores de las constante A_T y B_T . Estas constantes que dependen de las especificaciones técnicas de cada unidad no variarán si no se modifican las mismas. Es decir, son independientes de las condiciones de funcionamiento eléctrico.
- Entramos con la potencia total de la central (P_T) en MW.
- Obtenemos la variación del coste total (λ), para la potencia pedida, en (ptas/MWh).
- Aplicamos este valor de la variación del coste (λ) a cada expresión de las potencias dadas por las unidades, y obtenemos las salidas pedidas para que el sistema funcione en condiciones económicas (debe recordarse que λ es común para todas las unidades, si el sistema funciona con despacho económico).

$$P_1 = \frac{B_1}{A_1} \quad \text{y} \quad P_2 = \frac{B_2}{A_2} \quad [13.27]$$

Un ejemplo resuelto de la aplicación de este método puede consultarse en el problema nº 1 de este capítulo.

13.5.3 Pérdidas por transmisión en función de la producción de la central

Si ahora intentamos determinar la distribución económica de la carga entre centrales, nos encontramos con la necesidad de considerar las pérdidas en las líneas de transmisión. Aunque la variación del coste de combustible en las barras de una central sea inferior a la de otra central, para una misma distribución de cargas, si consideramos las pérdidas de transmisión, quizás en conjunto sea la central con mayor variación del coste de combustible la más rentable, por encontrarse más cercana al centro de consumo. Las pérdidas por transmisión desde la central con variación del coste menor pueden ser tan grandes que la economía aconseje disminuir la carga en la central con menor variación del coste y aumentarla en la central con mayor variación de coste. Para coordinar las pérdidas por transmisión con el problema de distribución económica de cargas, es preciso que expresemos la pérdida total de energía por transmisión de un sistema en función de las cargas entre centrales.

Para poder ver con más claridad los principios que intervienen en la expresión de las pérdidas en función de la energía suministrada por las centrales, determinaremos dichas pérdidas en un sistema simple formado por dos centrales generadores y una carga. En la figura siguiente, se ha representado un sistema de este tipo. Si las resistencias de las líneas a , b y c son R_a , R_b y R_c , respectivamente, la pérdida total para el sistema de transmisión trifásica será:

$$P_L = 3|I_1|^2 R_a + 3|I_2|^2 R_b + 3|I_1 + I_2|^2 R_c \quad [13.28]$$

Si suponemos que I_1 e I_2 están en fase, podemos expresar estas intensidades de la forma:

$$|I_1 + I_2| = |I_1| + |I_2| \quad [13.29]$$

Con lo que tendremos:

$$P_L = 3|I_1|^2 (R_a + R_c) + 3 \cdot 2 |I_1| |I_2| R_c + 3|I_2|^2 (R_b + R_c) \quad [13.30]$$

Si P_1 y P_2 son salidas de potencia trifásica de las centrales 1 y 2, con factores de potencia, $\cos \Pi_1$ y $\cos \Pi_2$ respectivamente, y si las tensiones en las barras son V_1 y V_2 , tendremos:

$$|I_1| = \frac{P_1}{\sqrt{3}|V_1|\cos\Pi_1} \quad \text{y} \quad |I_2| = \frac{P_2}{\sqrt{3}|V_2|\cos\Pi_2} \quad [13.31]$$

Sustituyendo en la ecuación de las pérdidas de transmisión, obtendremos:

$$P_L = P_1^2 \frac{R_a + R_c}{|V_1|^2 \cos^2 \Pi_1} + 2P_1 P_2 \frac{R_c}{|V_1||V_2|\cos\Pi_1 \cos\Pi_2} + P_2^2 \frac{R_b + R_c}{|V_2|^2 \cos^2 \Pi_2} =$$

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} \quad [13.32]$$

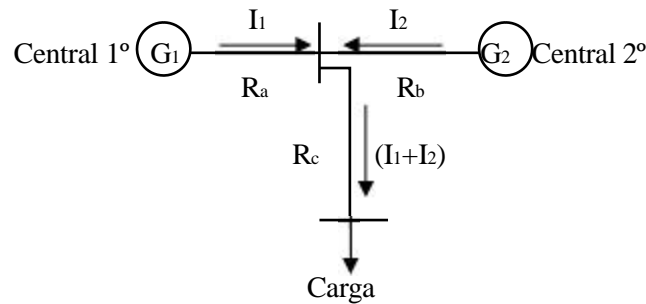


Fig. 13.8 Sistema simple constituido por dos centrales generadoras conectadas a una carga

Donde

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \Pi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \Pi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1| |V_2| \cos \Pi_1 \cos \Pi_2} \quad [13.33]$$

Donde B_{11} , B_{12} y B_{22} son los *coeficientes de pérdida* o *coeficientes B*. Si las tensiones las tomamos entre líneas (en kV) y las resistencias en ohmios, las unidades correspondientes para los coeficientes de pérdida serán $1/\text{MW}$ o MW^{-1} . Entonces, con las potencias trifásicas P_1 y P_2 en megavatios, P_L vendrá también expresada en MW.

Para el sistema para el cual han sido deducidos y con la suposición de que I_1 e I_2 están en fase, estos coeficientes proporcionan la pérdida exacta, solamente para los valores particulares de P_1 y P_2 que resultan de las tensiones y factores de potencia utilizados en las ecuaciones. Los coeficientes B serán constantes (al variar P_1 y P_2) solamente cuando las tensiones, en las barras de las centrales, mantengan un valor constante y los factores de potencia de la central sean asimismo constantes. Afortunadamente, el uso de valores constantes para los coeficientes de pérdida proporciona resultados razonablemente exactos si los coeficientes se calculan para unas condiciones medias de funcionamiento y no se producen diferencias de carga excesivas entre las centrales o en la carga total. En la práctica los grandes sistemas se cargan económicamente por medio de cálculos basados en un conjunto de coeficientes de pérdidas que son lo suficientemente exactos durante la variación diaria de la carga. Si se producen cambios importantes en el sistema, será preciso calcular de nuevo los coeficientes de pérdida.

Las pérdidas, como función de las salidas de las centrales, pueden expresarse por métodos diferentes (más exactos a los de los coeficientes B), pero el enfoque de los coeficientes B se comprende con mayor facilidad y es lo suficientemente válido para dar un tratamiento adecuado a las pérdidas de coordinación en la distribución económica de carga entre centrales.

□ **Problema 13.3** Disponemos de un sistema de potencia como el mostrado en la figura. Dos centrales alimentan a una carga mediante unas líneas de interconexión. Las intensidades se consideran óhmicas, siendo los otros valores los indicados a continuación:

$$\begin{aligned} I_1 &= 262.4(0^\circ) \text{ A} \\ I_2 &= 209.92(0^\circ) \text{ A} \\ U_3 &= 220.000(0^\circ) \text{ V} \\ Z_1 &= (19.36 + j77.44) \ \& \end{aligned}$$

$$Z_2 = (14.52 + j58.08) \ \Omega$$

$$Z_3 = (9.68 + j38.72) \ \Omega$$

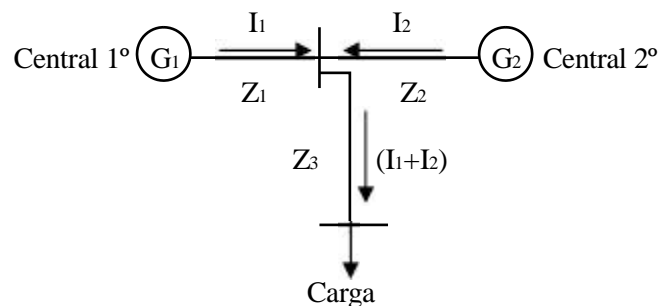


Fig. 13.9 Esquema propuesto para el problema

Con los datos que se anexan, hallar los coeficientes de pérdida, las potencias y demás magnitudes eléctricas importantes.

□ Resolución

Las tensiones en las centrales generadoras serán (recordar que trabajamos siempre en estrella, y por tanto que la tensión de fase es la tensión de línea por $\sqrt{3}$):

$$V_1 = V_3 + I_1 \cdot Z_1 = 127000 \angle 0^\circ + 79.82 \angle 76^\circ \cdot 262.4 \angle 0^\circ = 133621 \angle 8.74^\circ \text{ V}$$

$$V_2 = V_3 + I_2 \cdot Z_2 = 127000 \angle 0^\circ + 59.87 \angle 76^\circ \cdot 209.92 \angle 0^\circ = 130611 \angle 5.36^\circ \text{ V}$$

Por tanto: $U_1 = 231439 \angle 8.74^\circ \text{ V}$ y $U_2 = 226225 \angle 5.36^\circ \text{ V}$

Las potencias activas que se perderán en el transporte de la energía eléctrica serán:

$$P_1 = 3R_1 I_1^2 = 3 \cdot 19.36 \cdot 262.4^2 = 4 \text{ MW}$$

$$P_2 = 3R_2 I_2^2 = 3 \cdot 14.52 \cdot 209.92^2 = 1.92 \text{ MW}$$

$$P_3 = 3R_3 I_3^2 = 3 \cdot 9.68 \cdot (262.4 + 209.92)^2 = 6.48 \text{ MW}$$

La potencia total activa de las pérdidas por transmisión será:

$$P_L = P_1 + P_2 + P_3 = 4 + 1.92 + 6.48 = 12.4 \text{ MW}$$

Seguidamente, buscamos los coeficientes de pérdida:

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \phi_1} = \frac{19.36 + 9.68}{(231.4)^2 \cos^2 8.74^\circ} = 5.55 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

$$B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \Pi_2} = \frac{14.52 + 9.68}{(226.2)^2 \cos^2 5.36^\circ} = 4.77 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

$$B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2| \cos \Pi_1 \cos \Pi_2} = \frac{9.68}{231.4 \cdot 226.2 \cdot \cos 8.74^\circ \cdot \cos 5.36^\circ} = 1.88 \cdot 10^{-4} \text{ MW}^{-1}$$

Comprobamos, una vez hallados los coeficientes de pérdida B , el valor de la potencia total de las pérdidas de transmisión (P_L), pero ahora con la otra fórmula dada:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2^2 B_{22} = (104)^2 \cdot 5.55 \cdot 10^{-4} + (81.9)^2 \cdot 4.77 \cdot 10^{-4} + 2(104 + 81.9) \cdot 1.88 \cdot 10^{-4} = 12.4 \text{ MW}$$

Como vemos, el valor coincide con el determinado directamente considerando las potencias activas pérdidas en cada línea.

Por otra parte, las potencias trifásicas en las barras de las centrales 1, y 2. Serán:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos \Pi_1 \cdot \sqrt{3} = 231439 \cdot 262.4 \cdot \cos(8.74^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 103.96 \text{ MW}$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos \Pi_2 \cdot 3\sqrt{3} = 226225 \cdot 209.92 \cdot \cos(5.36^\circ - 0^\circ) \cdot \sqrt{3} = 81.9 \text{ MW}$$

□ **Problema 13.4** Disponemos del mismo sistema de potencia del problema anterior. Dos centrales alimentan a una carga mediante unas líneas de interconexión. Las intensidades se consideran óhmicas, siendo los otros valores los indicados a continuación:

Caso a)

$$I_1 = 131.2(0^\circ) \text{ A}$$

$$I_2 = 104.96(0^\circ) \text{ A}$$

Caso b).

$$I_1 = 131.2(0^\circ) \text{ A}$$

$$I_2 = 341.12(0^\circ) \text{ A}$$

Los demás datos permanecen igual.

$$U_3 = 220.000(0^\circ) \text{ V}$$

$$Z_1 = (19.36 + j77.44) \ \&$$

$$Z_2 = (14.52 + j58.08) \ \&$$

$$Z_3 = (9.68 + j38.72) \ \&$$

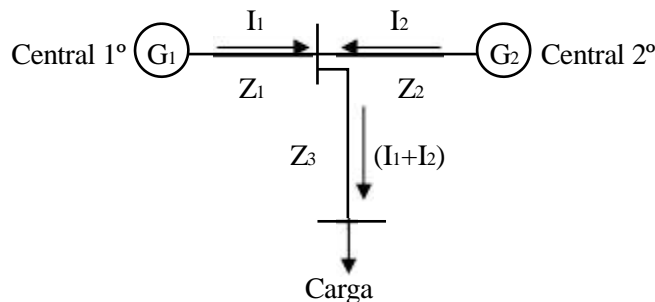


Fig. 13.10 Esquema propuesto para el problema

Con los datos que se anexan, determinar los coeficientes de pérdida, las potencias y demás magnitudes eléctricas importantes.

□ Resolución

Se deja para el lector su resolución, siendo el problema exacto al resuelto anteriormente. Las soluciones a las preguntas planteadas son:

- Potencia pérdida en la transmisión (por cálculo de la pérdidas por caída óhmica):

$$a) P_T = P_T = 3R_1 I_1^2 + 3R_2 I_2^2 + 3R_3 I_3^2 = 3MW$$

$$b) P_T = P_T = 3R_1 I_1^2 + 3R_2 I_2^2 + 3R_3 I_3^2 = 12.8MW$$

- Potencia pérdida en la transmisión (por cálculo con fórmula directa):

$$a) P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2 B_{22} = 3.09MW$$

$$b) P_L = P_1^2 B_{11} + 2P_1 P_2 B_{12} + P_2 B_{22} = 12.68MW$$

Valores muy parecidos a los hallados anteriormente.

- Finalmente hallamos las potencias entregadas por las centrales:

a) Las potencias entregadas son:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos[\pi_1] \cdot \sqrt{3} = 51MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos[\pi_2] \cdot \sqrt{3} = 40.5MW$$

b) Las potencias entregadas son:

$$P_{G1} = U_1 \cdot I_1 \cdot \cos[\pi_1] \cdot \sqrt{3} = 51MW$$

$$P_{G2} = U_2 \cdot I_2 \cdot \cos[\pi_2] \cdot \sqrt{3} = 135.1MW$$

13.5.4 Distribución de la carga entre centrales

El método desarrollado para expresar las pérdidas por transmisión, en función de la salida de las centrales, hace posible que tengamos en cuenta las pérdidas por transmisión al hacer la programación de la salida de cada central para obtener la máxima economía en un sistema de carga determinado. El tratamiento matemático del problema es similar al de la programación de unidades dentro de una misma central, con la excepción de que ahora incluiremos las pérdidas por transmisión como parámetro adicional.

$$C_T = C_1 + C_2 + \dots + C_K = \sum_{n=1}^k C_n \quad [13.34]$$

$$P_T = P_1 + P_2 + \dots + P_K = \sum_{n=1}^k P_n \quad [13.35]$$

Donde:

- C_T = coste total del conjunto de centrales
- C_i = coste de cada central en funcionamiento
- P_T = potencia total del conjunto de centrales
- P_i = potencia de cada central en funcionamiento

C_T es ahora, el coste total de todo el combustible para el sistema completo, es decir, la suma de los costes de combustible de las diversas centrales C_1, C_2, \dots, C_K . Siendo P_1, P_2, \dots, P_K , las aportaciones de potencia individuales a la red de cada central, por tanto tendremos:

- P_T = potencia total
- P_R = potencia de los consumidores
- P_L = potencia de las pérdidas de transporte

Siempre se cumplirá: $P_T = P_R + P_L$ [13.36]

Que en forma diferencial será: $dP_T = dP_R + dP_L$ [13.37]

Como la potencia de los consumidores es constante para un corto periodo de tiempo, tendremos que $dP_R = 0$, y la ecuación anterior quedará:

$$dP_T = dP_L \quad \text{ó bien,} \quad dP_T - dP_L = 0 \quad [13.38]$$

Recordando que la potencia total es:

$$dP_T = dP_1 + dP_2 + \dots + dP_k = \sum_{n=1}^k dP_n \quad [13.39]$$

Y teniendo presente que la potencia de las pérdidas de transmisión es función de las potencias que entrega cada central, tendremos:

$$dP_L = \frac{P_L}{P_1} dP_1 + \frac{P_L}{P_2} dP_2 + \dots + \frac{P_L}{P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{P_L}{P_n} dP_n = 0 \quad [13.40]$$

Multiplicando por \square y restando estas dos últimas expresiones, tendremos:

$$\square \sum_{n=1}^k dP_n - \square \sum_{n=1}^k \frac{P_L}{P_n} dP_n = 0 \quad [13.41]$$

Nuestro objetivo es obtener un valor mínimo de C_T para una P_T determinada, lo que exige que el diferencial total sea $dC_T = 0$. Puesto que el coste de combustible depende de la salida de potencia de cada central, podemos expresarlo de la siguiente forma:

$$dC_T = \frac{C_T}{P_1} dP_1 + \frac{C_T}{P_2} dP_2 + \dots + \frac{C_T}{P_k} dP_k = \sum_{n=1}^k \frac{C_T}{P_n} dP_n = 0 \quad [13.42]$$

Restando la ecuación 9.41 de esta última 9.42 (ya que aquella es una restricción de esta última), obtendremos:

$$\sum_{n=1}^k \frac{C_T}{P_n} dP_n - \sum_{n=1}^k \frac{dP_L}{P_n} = 0 \quad [13.43]$$

Esta ecuación se logra siempre que:

$$\frac{C_T}{P_n} - \frac{P_L}{P_n} = 0 \quad [13.44]$$

Para cada valor de n , y recordando que al cambiar la salida de una central solamente puede afectar al coste de esta central, podremos pasar a derivadas totales el primer término de la expresión anterior. En cambio, el término de las pérdidas de transmisión quedará con derivadas parciales ya que éste depende de las potencias de todas las centrales, así pues:

$$\frac{dC_n}{dP_n} - \frac{P_L}{P_n} = 0 \quad [13.45]$$

Despejando el multiplicador de Lagrange, de esta última expresión, tendremos:

$$\lambda = \frac{dC_n}{dP_n} \frac{1}{\frac{P_L}{P_n}} = \frac{dC_n}{dP_n} L_n \quad [13.46]$$

Siendo L_n , el factor de penalización de la central n .

$$L_n = \frac{1}{\frac{P_L}{P_n}} \quad [13.47]$$

El multiplicador λ se expresa en pesetas por megavatio-hora, cuando el coste de combustible está en pesetas por hora y la potencia en megavatios. El resultado es análogo al obtenido en la programación de carga dentro de las unidades de una central. El coste mínimo de combustible se obtiene cuando la variación del coste de cada central multiplicado por su factor de penalización es igual para todas las centrales del sistema. Los productos son iguales a λ , que se denomina la λ del sistema y aproximadamente es el coste en pesetas por hora al aumentar la carga total entregada en 1 MW. Para un sistema de k centrales, por ejemplo, tendremos:

$$\lambda = \frac{dC_1}{dP_1} L_1 = \frac{dC_2}{dP_2} L_2 = \dots = \frac{dC_k}{dP_k} L_k \quad [13.48]$$

Las pérdidas por transmisión, P_L , vienen dadas por las siguientes ecuaciones:

- Para 2 centrales:
$$P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + 2P_1 P_2 B_{12} \quad [13.49]$$

- Para 3 centrales:
$$P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + P_3^2 B_{33} + 2P_1 P_2 B_{12} + 2P_1 P_3 B_{13} + 2P_2 P_3 B_{23} \quad [13.50]$$

Estos coeficientes de pérdida adoptan la siguiente forma:

$$B_{11} = \frac{R_k \frac{I_{k1}}{I_L}}{|V_1|^2 \cos^2 \Pi_1} \quad B_{22} = \frac{R_k \frac{I_{k2}}{I_L}}{|V_2|^2 \cos^2 \Pi_2} \quad [13.51]$$

$$B_{12} = \frac{\cos(\Pi_1 - \Pi_2) \frac{R_k}{I_L} \frac{I_{k2}}{I_L}}{|V_1|^2 |V_2| \cos \Pi_1 \cos \Pi_2} \quad [13.52]$$

Estos coeficientes pueden simplificarse si consideramos la posibilidad de que las líneas sean óhmicas, obteniéndose un sistema como el de la figura:

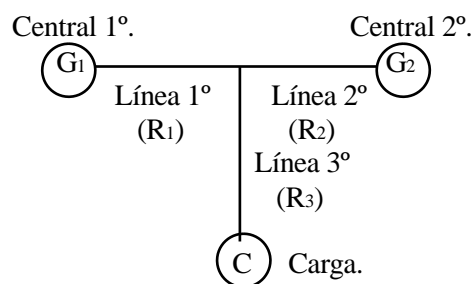


Fig. 13.11 Sistema con dos centrales generadoras

Con este esquema simplificado, y para el caso de dos centrales alimentando una carga común, tendremos:

$$B_{11} = \frac{R_1 + R_3}{|V_1|^2 \cos^2 \Pi_1} \quad B_{22} = \frac{R_2 + R_3}{|V_2|^2 \cos^2 \Pi_2} \quad B_{12} = \frac{R_3}{|V_1|^2 |V_2| \cos \Pi_1 \cos \Pi_2} \quad [13.53]$$

Las ecuaciones simultáneas obtenidas, para cada central del sistema, pueden resolverse suponiendo para λ un valor determinado. Entonces se determina, para el valor adoptado de λ , la carga económica de cada central. Resolviendo las ecuaciones para varios valores de λ , se encuentran datos suficientes para representar la energía generada por cada central frente a la total. Si se calculan las pérdidas por transmisión para cada λ , pueden representarse las salidas de cada central frente a la carga total recibida.

Si se transfiere energía a través de las líneas de interconexión a otros sistemas o si se recibe de centrales hidráulicas, la distribución de la carga restante entre las centrales térmicas viene afectada por los cambios en las pérdidas por transmisión originados por la circulación por estos puntos adicionales de entrada de energía en el sistema. No intervienen nuevas variables, pero sí son necesarios unos coeficientes de pérdida adicionales. Por ejemplo, un sistema con cinco centrales térmicas, tres centrales hidráulicas y siete interconexiones necesitaría una matriz de coeficientes de pérdida de 15×15 , aunque las únicas incógnitas a determinar para un valor cualquiera de λ seguirían siendo las cinco entradas al sistema desde las cinco centrales térmicas.

Unos ejemplos nos permitirán comprender mejor cómo se obtiene la distribución de cargas entre centrales, suponiendo funcionamiento económico.

- **Problema 13.5** *Un sistema está formado por dos centrales unidas por una línea de transmisión y una carga situada en la central 2. Como dato para la ecuación de pérdida sabemos que si se suministran 100 MW desde la central 1 a la carga, se produce una pérdida de 10 MW. Determinar la energía que ha de generar cada central y la energía recibida por la carga si el valor de λ para este sistema es de 1200 ptas/MWh. Suponer que las variaciones del coste de combustible vienen dadas, aproximadamente, por las ecuaciones siguientes:*

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 1.4P_1 + 820. \text{ (ptas / MWh)} \qquad \frac{dC_2}{dP_2} = 2.8P_2 + 920. \text{ (ptas / MWh)}$$

□ **Resolución**

Para un sistema de dos centrales hemos obtenido la siguiente expresión para los coeficientes de pérdida:

$$P_L = P_1^2 B_{11} + P_2^2 B_{22} + 2P_1 P_2 B_{12}$$

Cada central influirá en el total de las pérdidas de transmisión, en la siguiente medida:

$$\frac{P_L}{P_1} = 2P_1 B_{11} + 2P_2 B_{12} \qquad \frac{P_L}{P_2} = 2P_2 B_{22} + 2P_1 B_{12} = 0$$

Como la carga esta situada en la central número 2, las variaciones en la potencia de salida debidas a esta central no pueden influir en las pérdidas por transmisión de la línea; por tanto, su influencia es nula y los coeficiente ha ella asociados deben valer $B_{22} = B_{12} = 0$. Quedando las pérdidas de transmisión de carga con un valor:

$$P_L = P_1^2 B_{11}$$

Como en el enunciado se indica que, cuando $P_1 = 100\text{MW}$, la $P_L = 10\text{MW}$, tendremos:

$$10 = (100)^2 B_{11} \text{ obteniéndose } B_{11} = 0.001\text{MW}^{-1}$$

Las pérdidas por transmisión tendrán pues la siguiente expresión:

$$P_L = 0.001P_1^2$$

Las aportaciones de cada central a las pérdidas de transmisión serán:

$$\frac{P_L}{P_1} = 2P_1 B_{11} + 2P_2 B_{12} = 0.002P_1 \qquad \frac{P_L}{P_2} = 2P_2 B_{22} + 2P_1 B_{12} = 0$$

Y los factores de penalización quedarán como sigue:

$$L_1 = \frac{1}{1 - \frac{P_L}{P_1}} = \frac{1}{1 - 0.002P_1} \qquad L_2 = \frac{1}{1 - \frac{P_L}{P_2}} = \frac{1}{1 - 0} = 1$$

Como para tener despacho económico se debe cumplir:

$$\lambda = \frac{dC_1}{dP_1} L_1 = \frac{dC_2}{dP_2} L_2$$

Tendremos en nuestro caso, recordando que $\lambda = 1200$ ptas/MWh:

$$\frac{1.4P_1 + 820}{1 - 0.002P_1} = 1200 \qquad \frac{2.8P_2 + 920}{1} = 1200$$

Despejando P_1 , y P_2 , obtenemos: $P_1 = P_2 = 100$ MW.

Resultando para este valor de λ unas pérdidas totales de transmisión de:

$$P_L = P_1^2 B_{11} = 0.001 \cdot 100^2 = 10 \text{ MW}$$

Siendo, finalmente la potencia que llega a los consumidores o carga:

$$P_R = P_T - P_L = (100 + 100) - 10 = 190 \text{ MW}$$

□ **Problema 13.6** Para el mismo sistema anterior (manteniéndose todos sus datos), Calcular los mismos parámetros (P_L, P_R, P_T , etc.), pero con las siguientes λ :

a) Para $\lambda = 1000$ ptas/MWh

b) Para $\lambda = 1500$ ptas/MWh

c) Para $\lambda = 2500$ ptas/MWh

Recordamos que las variaciones de coste de las dos centrales eran:

$$\frac{dC_1}{dP_1} = 1.4P_1 + 820 \text{ (ptas / MWh)} \qquad \frac{dC_2}{dP_2} = 2.8P_2 + 920 \text{ (ptas / MWh)}$$

Y que las pérdidas por transmisión para una $P_1 = 100$ MW, valían $P_L = 10$ MW.
Suponer que las centrales pueden absorber las cargas que se les aplica.

□ **Resolución**

Sabemos que:

$$P_L = 0.001P_1^2 \qquad L_1 = \frac{1}{1 - \frac{P_L}{P_1}} = \frac{1}{1 - 0.002P_1} \qquad L_2 = \frac{1}{1 - \frac{P_L}{P_2}} = \frac{1}{1 - 0} = 1$$

ya que las condiciones de funcionamiento, en cuanto a pérdidas, no han cambiado.

Por otra parte, en despacho económico, las respuestas de las centrales eran:

$$\frac{1.4P_1 + 820}{1 - 0.002P_1} = \lambda \qquad \frac{2.8P_2 + 920}{1} = \lambda$$

Sustituyendo, para cada valor de λ en los apartados pedidos, obtenemos las potencias (P_1 , y P_2) representadas en las columnas 2º y 3º de la tabla adjunta. Sumando las potencias de las dos centrales se obtiene la potencia total representada en la columna 4º:

Por ejemplo, para $\lambda = 2500$ ptas/MWh, tendremos:

$$P_1 = 262.5MW \qquad P_2 = 564.3MW \qquad \text{y por tanto} \qquad P_T = 826.8MW$$

Como la potencia de las pérdidas de transmisión viene dada por la expresión:

$$P_L = 0.001P_1^2$$

Resulta fácil sustituir cada una de las potencias P_1 halladas, y con este valor obtener la potencia de las pérdidas de transmisión en cada caso. Los valores obtenidos están representados en la columna 5º de la tabla.

Siguiendo nuestro ejemplo, para $\lambda = 2500$ ptas/MWh, tendremos:

$$P_L = 0.001P_1^2 = 0.001 \cdot (262.5)^2 = 68.9MW$$

Finalmente, la potencia recibida por los receptores, o carga, vendrá determinada por la siguiente expresión:

$$P_R = P_T - P_L$$

que con el caso estudiado ($\lambda = 2500$ ptas/MWh), dará un valor de:

$$P_R = 826.8 - 68.9 = 757.9MW$$

Estando representados el resto de resultados en la última columna de la tabla:

Tabla 13.3 Valores obtenidos con diversas λ , dadas

λ (ptas/MWh)	P_1 (MW)	P_2 (MW)	P_T (MW)	P_L (MW)	P_R (MW)
1000	52.93	28.6	81.5	2.8	78.69
1500	154.54	207.1	361.6	23.9	337.7
2500	262.5	564.3	826.8	68.9	757.9

- **Problema 13.7** En el mismo sistema anterior, considerando el caso de $\lambda = 1200$ ptas/MWh, y siendo 190 MW la potencia recibida por la carga, determinar la economía en pesetas por hora al tener en cuenta, en vez de despreciarlas, las pérdidas por transmisión en el cálculo de las cargas de las centrales.

□ Resolución

Si se desprecian las pérdidas por transmisión, las variaciones del coste de combustible en las dos centrales se igualan dando:

$$1.4 + 820 P_1 = 2.8 P_2 + 920$$

La potencia suministrada a la carga es

$$P_1 + P_2 - 0.001 P_1^2 = 190 \text{ MW}$$

Resolviendo estas dos ecuaciones en P_1 y P_2 , se obtienen para la potencia generada por las dos centrales, sin tener en cuenta las pérdidas por transmisión, los siguientes valores:

$$P_1 = 170 \text{ MW} \quad \text{y} \quad P_2 = 49 \text{ MW}$$

La carga en la central 1 ha aumentado de 100 MW a 170 MW. El aumento del coste de combustible es

$$\int_{100}^{170} (1.4 P_1 + 820) dP_1 = \int_{100}^{170} \frac{1.4}{2} P_1^2 + 820 P_1 \Big|_{100}^{170} = f_{100}$$

La carga en la central 2 disminuye de 100 MW a 51 MW. El decremento (incremento negativo) en el coste para la central 2 es:

$$\int_{100}^{51} (2.8 P_2 + 920) dP_2 = \int_{100}^{51} \frac{2.8}{2} P_2^2 + 920 P_2 \Big|_{100}^{51} = f_{100}$$

El ahorro neto al tener en cuenta las pérdidas por transmisión al programar la carga recibida de 190 MW vale

$$353.15 - 287.79 = 65.36 \text{ ptas/h}$$

13.5.5 Métodos alternos para calcular los factores de penalización

El método más utilizado para el cálculo de ${}^{\text{TM}}P_L / {}^{\text{TM}}P_n$, con coste mínimo consiste en expresar las pérdidas por transmisión en función de las salidas de la central en términos de los coeficientes B . La principal ventaja de este método es la simplicidad de la ecuación de pérdidas en términos de los coeficientes B , lo cual repercute en grandes ahorros en los costes de operación del sistema.

Se ha desarrollado una expresión exacta para ${}^{\text{TM}}P_L / {}^{\text{TM}}P_n$, basada en términos de las admitancias de la línea y los ángulos de fase de los voltajes. Este método presenta la ventaja de no ocultar las constantes del sistema, como ocurre con el método de los coeficientes B , pero incluye cálculos extremadamente largos.

Otro método, también basado en las admitancias, es mucho más sencillo y, aunque no es exacto, es bastante preciso. El enfoque, igual al método exacto, se basa en el hecho de que:

$$\frac{P_L}{P_n} = \frac{L}{\sum_{j=1}^n P_j} \quad [13.54]$$

Donde δ_j es el ángulo de fase de la tensión en el nodo j en un sistema de K barras. Si se supone que los voltajes de barra son constantes, puede demostrarse que en términos de los ángulos de fase de las tensiones tendremos:

$$\frac{P_n}{\nabla_j} = 2 \sum_{k=1}^k V_j V_k G_{jk} \sin(\delta_k - \delta_j) \quad [13.55]$$

Donde G_{jk} es la parte real de K_{jk} de la matriz de admitancias de barra. Es muy dificultoso expresar $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_n}$ (diferencial directa) ya que los ángulos de fase de los voltajes no pueden expresarse en términos de las potencias generadas en las centrales.

Ya que los términos de $\frac{\partial \delta_j}{\partial P_n}$ expresan un cambio en el ángulo de fase del voltaje δ_j debido a un cambio en la P_n generada en la central cuando la generación en las otras centrales permanece constante, estos términos pueden aproximarse con estudios de carga. Para un modelo de carga típico, la carga total recibida se aumenta incrementando cada carga individual en la misma cantidad d , por ejemplo en un 5%. El cambio en la potencia total recibida más las pérdidas se suministra por la central n , mientras que las salidas de las otras centrales se mantienen constantes. Se determinan, asimismo, los cambios en cada ángulo de fase de voltaje δ_j y se determinan las relaciones de cambio en ángulo de fase en función del cambio en la entrada de la central δ_j / P_n para todos los valores de j para la central n . Se activa el programa de estudio de carga del ordenador digital y se repite el proceso para cada central que suministre el cambio de carga. Finalmente, se encuentran un conjunto de coeficientes A_{jn} , dados por:

$$A_{nj} = \frac{\nabla_j}{P_n} \quad [13.56]$$

Luego la variación de pérdida para la una central n viene dada por:

$$\frac{P_L}{P_n} = \sum_{j=1}^k \frac{P_L}{\nabla_j} A_{nj} \quad [13.57]$$

Los valores de A_{jn} son prácticamente constantes e independientes de las diversas combinaciones del programa de generación y los niveles de carga. Así, una vez se ha determinado una matriz de coeficientes A_{jn} , un ordenador, supervisando el flujo de carga puede calcular los factores de penalización de la central resolviendo continuamente las ecuaciones dadas.

13.6 Cuestiones y problemas

Cuestiones

- 1 Definir despacho económico. ¿Forma parte de las funciones u operaciones que se realizan en las centrales productoras de energía eléctrica? ¿De qué depende su complejidad?
- 2 ¿Qué condicionantes previos son necesarios cumplir antes de efectuar un despacho económico? ¿Y cuáles son los requisitos y las condiciones de las magnitudes que define la calidad de un suministro?

- 3 ¿Qué condicionantes aporta la seguridad de las instalaciones eléctricas? ¿Y qué condicionantes aporta la calidad de servicio? ¿Y los aspectos económicos?
- 4 La formulación de un problema de optimización económica depende del tipo de generación existente. ¿Cuáles son los condicionantes que definen un sistema de generación de origen térmico? ¿Y cuáles son los condicionantes que definen un sistema de origen hidroeléctrico?
- 5 ¿Cómo es la demanda de potencia a lo largo de un día? ¿Qué condicionantes pueden hacer fluctuar la forma de esta demanda de potencia? ¿Qué inconvenientes hallamos para abastecer o seguir esta curva de demanda de potencia? ¿Cómo solventan estos problemas las compañías eléctricas?
- 6 ¿Qué es una previsión de demanda de potencia o carga a corto plazo? ¿Cuáles son las actuaciones en una previsión a corto plazo? ¿Qué es una previsión de demanda de potencia o carga a largo plazo? ¿Cuáles son las actuaciones en una previsión a largo plazo?
- 7 ¿Con qué tipo de centrales será atendida la demanda de potencia base diaria? ¿Por qué? ¿Y qué centrales atenderán el exceso de potencia diaria? ¿Por qué? ¿Qué centrales serán las encargadas de proporcionar las puntas de potencia diarias?. ¿Por qué?
- 8 Para disponer de un conocimiento real del sistema eléctrico es necesario disponer de forma permanente de una serie de datos. ¿Cómo se obtiene estos datos? ¿Qué operaciones posteriores se realizan con estos datos antes de darlos por definitivos? ¿Del análisis de seguridad, qué medidas se desprenden referentes al sistema eléctrico controlado? ¿Y del análisis de calidad? ¿Y del análisis del despacho económico?
- 9 Indicar uno de los parámetros eléctricos más difíciles de mantener dentro de unos límites estrictos. ¿Cómo se efectúa el control de este parámetro? ¿Qué representarían variaciones incontroladas de este parámetro?
- 10 ¿Qué nos indica el término de potencia neta de una central? ¿Y el término de potencia bruta de una central? ¿Cuáles serán los problemas o condicionantes que nos planteará una generación de energía de origen hidroeléctrico? ¿Y cuáles serán los problemas o condicionante a tener presentes cuando tratemos de centrales térmicas?
- 11 Haciendo referencia a las centrales térmicas o nucleares, ¿cuáles serán los condicionantes o restricciones a tener presentes? ¿Afectará a la operación del despacho económico el término de la potencia reactiva? ¿Por qué? ¿A qué se denomina coste incremental o marginal de una unidad térmica?
- 12 Indicar las características más notorias de las siguientes centrales, con respeto a su uso para la generación de energía eléctrica: Centrales hidroeléctricas. Centrales térmicas. Centrales nucleares. Minicentrales hidroeléctricas y pequeñas centrales térmicas con turbina de gas.
- 13 ¿Cuáles son los problemas principales con los que todavía se enfrenta el sector eléctrico? ¿Cómo se organizan las compañías eléctricas para hacer frente a estos problemas (indicar las soluciones adoptadas)?
- 14 ¿A qué se denomina área de control? ¿Qué ventajas ofrece estar interconectados entre diversas áreas de control (indicar al menos tres ventajas que justifique esta interconexión)?
- 15 ¿Qué es el intercambio neto de potencia? ¿Qué parámetros incluye este término? ¿Cuáles son los condicionantes primarios que deben acompañar a este intercambio neto de potencia?.
- 16 ¿Qué se espera de las compañías eléctricas, además de compartir los beneficios de la operación interconectada? ¿Qué factores pueden provocar un aumento en el valor de la frecuencia en un sistema eléctrico? ¿Y qué factores pueden provocar una disminución del valor prefijado de la frecuencia?
- 17 ¿A qué se denomina control automático de generación? ¿Qué operaciones o funciones incluye este control? ¿Qué es el error de la estación de control? ¿Cómo puede disminuirse este error? ¿A qué se denomina error del área de control? ¿Cómo puede eliminarse o aminorarse este error?
- 18 ¿Qué es el gobernador de velocidad? ¿Cuál es su función? ¿Cómo actúa? ¿Qué es el control suplementario de velocidad? ¿Cuál es su función? ¿Cómo actúa?

- 19 ¿Por qué la característica de velocidad de una unidad generadora presenta una pendiente negativa? ¿Cómo responderá un sistema con esta característica de pendiente negativa, si nos demandan un aumento de potencia de salida de la central? ¿Sobre qué elementos, cómo y en que orden, deberemos actuar para conseguir un nuevo valor de la potencia (sin variar la frecuencia), si lo que nos piden en este caso es una disminución en el valor de la potencia de salida de una central?
- 20 ¿Cuáles son los objetivos principales que se esperan del control automático de generación? Enumerarlos. ¿Qué medios tenemos para controlar o comprobar que se cumplen los citados objetivos?
- 21 Teniendo presente el diagrama de la figura 5 de este capítulo, si el intercambio total programado es de 15 MW, el intercambio total real es de 10 MW, existe un exceso de frecuencia de 2 Hz (suponer que los Hz son asimilables a MW una vez se han multiplicado por $10B_f$ f), la generación total real es de 15MW y la generación deseada total de la planta es de 18 MW (se desprecian todos los coeficientes B_{ij}): ¿cuál es el error del área de control? ¿Y el error de la estación de control? ¿Existirá señal de error final (variaciones de Δ)?
- 22 ¿Cómo se consigue mantener los precios de las tarifas eléctricas dentro de unos márgenes aceptables, si los costes de generación y combustibles no paran de aumentar? Explicar un método antiguo usado para reducir al mínimo los costes. ¿Por qué no se emplea actualmente dicho método?
- 23 ¿Qué es el coste incremental o variación de coste? ¿Por qué no se utiliza el coste total? ¿Qué unidad de energía se toma como patrón para definir este coste incremental? ¿A qué expresión geométrica puede aproximarse una gráfica que represente la potencia de salida de una central térmica, en función de las T_n o los m^3 de combustible?
- 24 ¿Qué costes se incluyen dentro de los gastos o costes fijos de explotación o generación? ¿Y dentro de los costes variables? ¿Demostrar analíticamente cómo deben funcionar las diversas unidades dentro de una misma central para obtener el coste mínimo en ptas?
- 25 Demostrar analíticamente cómo debe ser la distribución de cargas entre centrales (es decir, considerando las pérdidas de transmisión), para obtener el coste mínimo en ptas.
- 26 ¿Qué es el factor de penalización de una línea de transporte de energía eléctrica? ¿Cómo están expresadas las pérdidas por transmisión P_L , de un sistema formado por tres centrales eléctricas? ¿Cómo están expresados los coeficientes de pérdidas B_{ij} , de un sistema eléctrico formado por dos centrales, una carga, y tres líneas de interconexión, considerando que estas líneas son óhmicas?

Problemas

Para la resolución de problemas, nos remitimos a los ejemplos resueltos en el presente capítulo, así como a los enunciados establecidos a tal fin.

ANEXOS

ANEXO I. Constantes de magnitudes físicas, terrestres y cuánticas

Tabla I.I. Constantes Terrestres

Aceleración gravitacional a nivel de mar	9,80665 m/s ² (referencia estándar 9,807 m/s ²) 9,7804 m/s ² (en el ecuador) 9,8322 m/s ² (en el polo)
Masa de la Tierra	5,98·10 ²⁴ kg
Radio de la Tierra	6,37·10 ⁶ m (valor medio) 6.378,2 km (en el ecuador) 6.356,8 km (en el polo)
Presión atmosférica a nivel del mar (760 mmHg)	1,013·10 ⁵ N/m

Tabla I.II. Constantes Físicas

Constante de Boltzmann	K = R/N	1,38·10 ⁻²³ J/°K
Constante de Faraday	F = N·e	9,6485·10 ⁴ C
Constante de Rydberg	R	1,097·10 ⁷ m ⁻¹
Constante de la gravitación universal (de Cavendish)	G	6,67·10 ⁻¹¹ Nm ² /kg ²
Constante universal de los gases	R	8..314 J/mol·K 1=1,9872 kcal/mol·k
Electrón: Carga eléctrica	q _e	1,602·10 ⁻¹⁹ C
Masa	m _e	9,1091·10 ⁻³¹ kg
Número de Avogadro	N _A	6,023·10 ²³ partículas/mol
Neutrón: Carga eléctrica	q _n	Cero
Masa	m _n	1,6750·10 ⁻²⁷ kg
Permitividad del vacío	Σ ₀	8,8542·10 ⁻¹² C ² /Nm ² = 1 = 4π·10 ⁻⁷ C ² /Nm ²
Permeabilidad del vacío	α ₀	4π·10 ⁻⁷ N/A ² = 4π·10 ⁻⁷ N s ² /C ²
Protón: Carga eléctrica	q _p	1,602·10 ⁻¹⁹ C
Masa	m _p	1,6725·10 ⁻²⁷ kg
Velocidad de la luz	C	2,997925·10 ⁸ m/s

Tabla I.III. Constantes de Física Cuántica

Constante de Planck	h=6,6238·10 ⁻³⁴ J·s
Unidad atómica de momento angular	h=1,054·10 ⁻³⁴ J·s
Masas en reposo de algunas partículas fundamentales (uma):	
Neutrón	¹ ₀ n = 1,008982 uma
Protón	¹ ₁ p = 1,007593 uma
Electrón	⁰ ₁ e = 5,4876·10 ⁻⁴ uma
Partícula alfa	⁴ ₂ He = 4,002603
Energía de un fotón	E = hf
Factores de conversión masa-energía	1 uma=931,162 MeV ; 1 kg=5,60999·10 ²⁹ MeV
Factor de conversión de la energía (electronvolt)	1 eV = 1,6021892·10 ⁻¹⁹ J
Factor de conversión de la masa (unidad masa atómica)	1 uma = 1,6605655·10 ⁻²⁷ kg

ANEXO II. Resistividad (ρ), coeficiente de temperatura (α), punto de fusión (T_f) y densidad (ρ_m) de diversos materiales y aleaciones

Metales

Material	Composición	Resistividad > a 20 °C (ρ mm ² /m)	Coefficiente de temp. (α °C ⁻¹)	Punto de fusión aprox. (°C)	Densidad (kg/dm ³)
Plata recocida		0,0146	0,0038	960	10,5
Plata martillada		0,0159	0,0038	960	10,5
Cobre electrolítico		0,01754	0,00393	1.083	8,97
Cobre reducido patrón		0,0195	0,00393	1.083	8,97
Cobre recocido industrial		0,0207	0,00393	1.083	8,97
Oro recocido		0,0233	0,0034	1.063	19,3
Oro martillado		0,0236	0,0034	1.063	19,3
Aluminio puro		0,0261	0,00446	660	2,7
Aluminio recocido		0,028	0,00446	660	2,7
Molibdeno		0,0557	0,0033	2.625	10,2
Cinc		0,057	0,0007	419,4	7,15
Tungsteno		0,06	0,0045	3.410±20	19,3
Hierro fundido		0,098	0,0050	1.535	7,86
Hierro puro		0,13	0,0050	1.535	7,86
Hierro galvanizado duro		0,196	0,0050	1.535	7,86
Hierro galvanizado extraduro		0,205	0,0050	1.535	7,86
Níquel		0,11	0,0048	1.455	8,9
Platino		0,12	0,0037	1.769	21,45
Estaño		0,13	0,0037	232	7,29
Plomo		0,205	0,0039	327,4	11,342
Antimonio		0,36	0,0039	630,5	6,618
Mercurio		0,95	0,0007	-38,87	13,6

Aleaciones

Aleación 875 (2)	Cr 22,5% + Al 5,5% + Fe	1,42	0,00002	1.520	7,1
Aleación 815 (2)	Cr 22,5% + Al 4,6% + Fe	1,32	0,00008		
Kanthal DR (3)	Fe 75% + Cr 20% + Al 4,5% + Co 0,5%	1,32	0,00007	1,505	7,2
Karma (1)	Ni 73% + Cr 20% + Al 7% Fe	1,23	-	1,400	8,105
Nikrothal (3)	Ni 75% + Cr 17% + Si + Mn	1,23	0,000003	1,410	8,1
Aleación 750n (2)	Cr 15% + Al 4% + Fe	1,22	0,00015	1,520	7,43
Chromel AA (2)	Ni 68% + Cr 20% + Fe 8%	1,14	0,00011	1,390	8,33
Nichrome (1)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00015	1,350	8,247
Chromel C (2)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00015	1,350	8,247
Nikrothal 6 (3)	Ni 60% + Cr 16% + Fe	1,1	0,00014	1,350	8,25
Nichrome V (1)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00011	1,400	8,412
Chromel A (2)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00011	1,400	8,412
Nikrothal 8 (3)	Ni 80% + Cr 20%	1,06	0,00008	1,400	8,41
Chromax (1)	Ni 35% + Cr 20% + Fe	0,974	0,00036	1,380	7,95
Chromel D (2)	Ni 35% + Cr 20% + Fe	0,974	0,00036	1,380	7,95
Nilvar (1)	Ni 36% + Fe	0,786	0,00135	1,425	8,06
Inoxidable tipo 304	Cr 18% + Ni 8% + Fe	0,711	0,00094	1,399	7,93
Aleación 142	Ni 42% + Fe	0,65	0,0012	1,425	8,12
Advance (1)	Ni 43% + Cu	0,477	±0,00002	1,210	8,9
Copel (2)	Ni 43% + Cu	0,477	±0,00002	1,210	8,9
Cuprothal 294 (3)	Ni 45% + Cu	0,477	0,00002	-	8,9
Therlo (1)	Ni 29% + Co 17% + Fe	0,477	0,0038	1,450	8,36
Manganina	Mn 13% + Cu	0,471	±0,000015	1,020	8,192
Aleación 146	Ni 46% + Fe	0,447	0,0027	1,425	8,17
Aleación 152	Ni 51% + Fe	0,422	0,0029	1,425	8,247
Duranickel	Níquel + aditivos	0,422	0,001	1,435	8,75
Midohm (1)	Ni 23% + Cu	0,2921	0,00018	1,100	8,9
Cuprothal 180 (3)	Ni 22% + Cu	0,292	0,00018	-	8,9
Aleación R63	Mn 4% + Si 1% + Ni	0,211	0,003	1,425	8,72
Hytenco (1)	Ni 72% + Fe	0,195	0,0042	1,425	8,46
Permanickel	Níquel + aditivos	0,162	0,0033	1,150	8,75
Aleación 90	Ni 11% + Cu	0,146	0,00049	1,100	8,9
Cuprothal 90 (3)	Ni 11% + Cu	0,146	0,00045	-	8,9
Cuprothal 60 (3)	Ni 6% + Cu	0,0974	0,0006	-	8,9
Gr. A Níquel	Ni 99%	0,097	0,055	1,450	8,9
Lohm (1)	Ni 6% + Cu	0,097	0,0008	1,100	8,9
Aleación 99	Ni 99,8%	0,078	0,006	-	-
Aleación 30	Ni 2,25% + Cu	0,049	0,0015	1,100	8,9
Cuprothal 30 (3)	Ni 2% + Cu	0,0487	0,0014	-	8,9
Cu Ni 44 (Kostantan)	Ni 44% + Mn 1,5% + Cu	0,49	0,00006	1,200	8,9

ANEXO III Coeficientes de resistividad de los aislantes

Tabla III.1. Coeficientes de resistividad de semiconductores

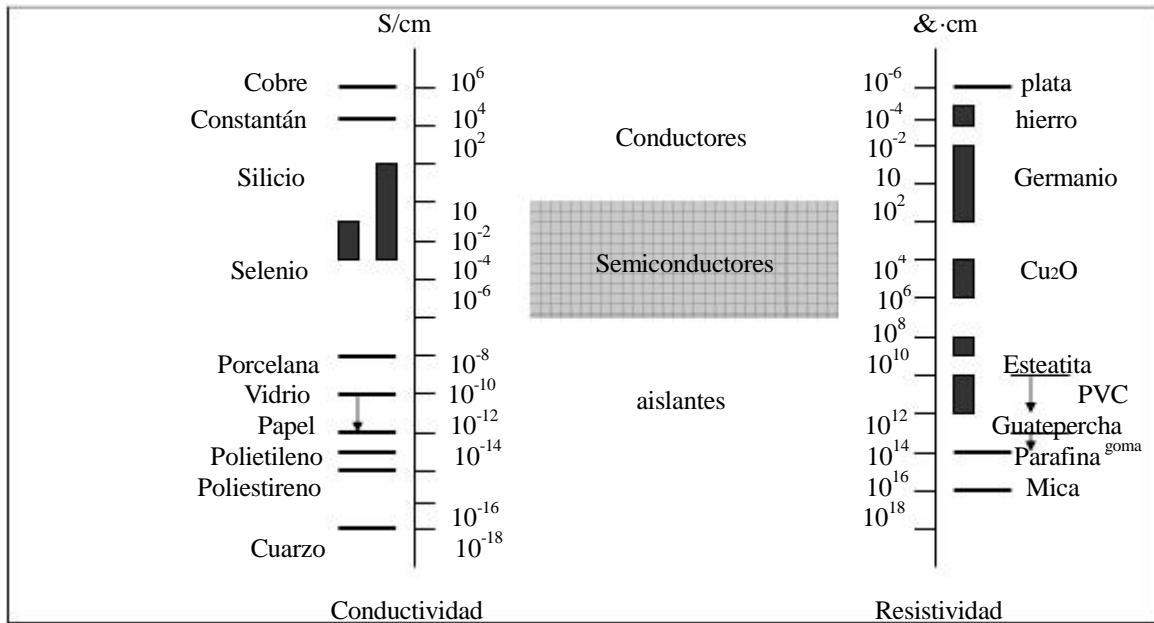


Tabla III.II. Coeficientes de resistividad de líquidos y sólidos aislantes más usuales

Aislante	Resistividad (M& cm)	($\cdot 10^6$) &·cm	($\cdot 10^{-4}$) &·mm ² /m
Aceite de transformador	1 a $10 \cdot 10^{12}$	1 a $10 \cdot 10^{18}$	1 a $10 \cdot 10^{14}$
Aire seco			
Amianto	0,16	$0,16 \cdot 10^6$	$0,1 \cdot 10^2$
Arcilla	200	$200 \cdot 10^6$	$200 \cdot 10^2$
Baquelita	$2 \cdot 10^{12}$	$2 \cdot 10^{18}$	$2 \cdot 10^{14}$
Celulosa	$1 \cdot 10^3$	$1 \cdot 10^9$	$1 \cdot 10^5$
Cera de abejas	$5 \cdot 10^{10}$	$5 \cdot 10^{16}$	$5 \cdot 10^{12}$
Cuarzo fundido	$5 \cdot 10^{12}$	$5 \cdot 10^{18}$	$5 \cdot 10^{14}$
Ebonita	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^{18}$	$1 \cdot 10^{14}$
Goma laca	$1 \cdot 10^{10}$	$1 \cdot 10^{16}$	$1 \cdot 10^{12}$
Madera parafinada	10 a $100 \cdot 10^8$	10 a $100 \cdot 10^{14}$	10 a $100 \cdot 10^{10}$
Mármol	$1 \cdot 10^5$	$1 \cdot 10^{11}$	$1 \cdot 10^7$
Mica	$2 \cdot 10^{11}$	$2 \cdot 10^{17}$	$2 \cdot 10^{13}$
Micalex	0,5	$0,5 \cdot 10^6$	$0,5 \cdot 10^2$
Macanita	$1 \cdot 10^6$	$1 \cdot 10^{12}$	$1 \cdot 10^8$
Papel barnizado	1 a $20 \cdot 10^{12}$	1 a $20 \cdot 10^{18}$	1 a $20 \cdot 10^{14}$
Parafina	$1 \cdot 10^{13}$	$1 \cdot 10^{19}$	$1 \cdot 10^{15}$
Pirex	$1 \cdot 10^{11}$	$1 \cdot 10^{17}$	$1 \cdot 10^{13}$
Pizarra	$1 \cdot 10^2$	$1 \cdot 10^8$	$1 \cdot 10^4$
Porcelana	$3 \cdot 10^8$	$3 \cdot 10^{14}$	$3 \cdot 10^{20}$
Vidrios comunes	$2 \cdot 10^7$	$2 \cdot 10^{13}$	$2 \cdot 10^9$

Tabla III.III. Resistividades de líquidos aislantes

Aislante	Resistividad (M& cm)	($\cdot 10^6$) &·cm	($\cdot 10^{-4}$) &·mm ² /m
Aceite de alquitrán	$1,67 \cdot 10^9$	$1,67 \cdot 10^{15}$	$1,67 \cdot 10^{11}$
Aceite de cáñamo	$28,5 \cdot 10^3$	$28,5 \cdot 10^9$	$28,5 \cdot 10^5$
Aceite de colza	$95 \cdot 10^3$	$95 \cdot 10^9$	$95 \cdot 10^5$
Aceite de parafina	$8 \cdot 10^9$	$8 \cdot 10^{15}$	$8 \cdot 10^{11}$
Aceite de resina	$3 \cdot 10^5$	$3 \cdot 10^{11}$	$3 \cdot 10^7$
Aceite de ricino	$3,9 \cdot 10^5$	$3,9 \cdot 10^{11}$	$3,9 \cdot 10^7$
Acido esteárico	$35 \cdot 10^7$	$35 \cdot 10^{13}$	$35 \cdot 10^9$
Bencina	$14 \cdot 10^6$	$14 \cdot 10^{12}$	$14 \cdot 10^8$
Benzol	$1,32 \cdot 10^3$	$1,32 \cdot 10^9$	$1,32 \cdot 10^5$
Petróleo	$4 \cdot 10^4$	$4 \cdot 10^{10}$	$4 \cdot 10^6$

ANEXO IV. Magnitudes y unidades magnéticas

Tabla IV.I. Magnitudes magnéticas fundamentales

Término	Símbolo	Relación	Unidad en el sistema SI	Unidad en el sistema práctico de medidas	Unidad en el sistema de medidas electro-magnéticas
Transflujo	\mathcal{L}	$\mathcal{L} = I$ $\mathcal{L} = \mathcal{L} \cdot R_m$	A (amperio)	A AW(amperio-vuelta)	A AW
Flujo magnético	Ψ	$\Psi = B \cdot A$ $\Psi = \mathcal{L} R_m$	Wb (weber) Vs (voltio-segundo)	Vs Wb	M (maxwell)
Inducción magnética	B	$B = \Psi/A$ $B = \alpha \cdot H$	T(tesla) Wb/m ² Vs/m ²	Vs/cm ² Wb/cm ²	M/cm ² G (gauss)
Reluctancia magnética	R _m	$R_m = \frac{l}{\alpha \cdot A}$ $R_m = \frac{\mathcal{L}}{\Psi}$	1 H A Vs	A Vs 1 H	A G \cdot cm ²
Permeabilidad	α	$\alpha = \frac{B}{H}$	$\frac{H}{m}$ Vs Am	Vs A \cdot cm A cm	$\frac{G \cdot m}{A}$
Intensidad de campo magnético	H	$H = \frac{B}{\alpha}$ $H = \frac{\int}{l}$	$\frac{A}{m}$ m	A cm $\frac{AW}{cm}$	Oe (oersted)
Tensión magnética	V	V = H \cdot l	A	A	Gb(gilbert)

Tabla IV.II. Conversiones magnéticas más usuales

Término	Conversiones
Flujo magnético	1 Wb = 1 Vs = 10 ⁸ M
Inducción magnética	1 T = 1 Wb/m ² = 1 Vs/m ² = 10 ⁴ M/cm ² = 10 ⁴ G 1 Vs/cm ² = 1 Wb/cm ² = 10 ⁸ M/cm ² = 10 ⁸ G
Reluctancia magnética	1 A/Vs = 1 1/H = 10 ⁸ $\frac{A}{G \cdot cm^2}$
Permeabilidad	1H/m = 1 $\frac{Vs}{Am} = 10^6 \frac{G \cdot cm^2}{A}$ 1 $\frac{Vs}{A \cdot cm} = 1 \frac{H}{cm} = 10^8 \frac{g \cdot cm}{A}$
Intensidad de campo magnético	1 A/m = 10 ⁻² A/cm = 1,256 \cdot 10 ⁻² Oe 1 ^a /cm = 1,256 Oe
Tensión magnética	1 ^a = 1,256 Gb

ANEXO V. Conductores eléctricos

V.I. Los conductores más utilizados para el transporte de energía eléctrica son cuatro: (denominaciones en Español e Inglés)

Halcón □ *Hawk*
Cóndor □ *Condor*
Gaviota □ *Gull*
Cardenal □ *Cardinal*

Tabla V.I. Conductores de Aluminio-Acero

	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Composición: Aluminio; mm. Acero; mm.	26-3,442			
Secciones: Aluminio; mm ² . Acero; mm ² . Total; mm ² .	241,68 39,42 281,10	54-3,084 402,84 455,10	54-2,822 337,74 381,55	7-3,376 483,42 546,06
Sección equivalente de cu; mm ² .	152,01	253,36	212,31	304,03
Diámetro del alma de acero; mm.	8,031	9,246	8,466	10,135
Diámetro de cable; mm.	21,793	27,762	25,4	30,378
Pesos: Aluminio; Kg/Km. Acero; Kg/Km. Total; Kg/Km.	666,6 308 974,6	1.115 407 1.522	934,6 342,2 1.276,8	1.338 488 1.826
Carga de rotura; Kg.	8.817,8	12.950	11.135,7	15.536
Modulo de elasticidad; Kg/mm ² .	7.730	6.860	6.860	6.860
Coefficiente de dilatación por grado de temperatura	18,99 · 10 ^{-h}	19,35 · 10 ^{-h}	19,35 · 10 ^{-h}	19,35 · 10 ^{-h}
Resistencia eléctrica a 20° C; &/Km	0,119	0,0721	0,0851	0,0597

Tabla V.II. Densidad máxima admisible y su intensidad correspondiente

MAGNITUD	CONDUCTORES			
	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Densidad máxima admisible; A/mm ²	2,043	1,757	1,869	1,628
Intensidad correspondiente; A	574,28	799,61	713,116	888,98

Tabla V.III. Intensidad máxima admisible para fases simples, dúplex, tríplex y cuádruplex

LÍNEA CON	CONDUCTORES			
	Halcón	Cóndor	Gaviota	Cardenal
Un circuito de fases simples	574,28	799,61	713,116	888,98
Un circuito de fases dúplex	1.148,56	1.599,22	1.426,23	1.777,96
Un circuito de fases tríplex	1.722,84	2.398,83	2.139,34	2.666,94
Un circuito de fases cuádruplex	2.297,12	3.198,44	2.852,46	3.555,92
Dos circuitos de fases simples, acoplados en paralelo	Iguales valores que para una línea con un circuito dúplex			
Dos circuitos de fases dúplex, acoplados en paralelo	Iguales valores que para una línea con un circuito cuádruplex			

ANEXO VI. Conductancia. Autoinducción y Susceptancia

VI.I. Pérditancia o Conductancia

$$G_K = \frac{P(\text{kW/km})}{V_{FASE}^2 (\text{kV})} \cdot 10^3 (\text{S/km}) \quad G_{TOTAL} = G_K \cdot \text{Long} \cdot n^{\circ} \text{ fases}$$

Donde:

G_K = Conductancia por km y fase. (S/km)

P = potencia activa por km y fase (kW/km)

V_{FASE} = tensión de fase (kV).

Tabla VI.I. Valor del radio equivalente r_{eq} , para n subconductores, por fase

Fases	Radio equivalente
Simplex	$r_{eq} = r$
Dúplex	$r_{eq} = \sqrt{r \Delta}$
Triplex	$r_{eq} = \sqrt[3]{r \Delta^2}$
Cuádruplex	$r_{eq} = \sqrt[4]{r \Delta^3 \sqrt{2}}$
con n subconductores	$r_{eq} = \sqrt[n]{r \Delta^{n-1}}$

Tabla VI.II. Fórmulas del coeficiente de autoinducción con fases simples y múltiples.
Reactancia inductiva ($X_{Lk} = w \cdot L_k$) &/km

Fases	Coficiente de autoinducción en H/Km
Simplex	$L_k = \left[0,5 + 4,6 \lg \frac{D}{r} \right] 10^{-4}$
Dúplex	$L_k = \left[0,25 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt{r \Delta}} \right] 10^{-4}$
Triplex	$L_k = \left[0,166 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \Delta^2}} \right] 10^{-4}$
Cuádruplex	$L_k = \left[0,125 + 4,6 \lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r \Delta^3}} \right] 10^{-4}$

Tabla VI.III. Fórmulas de capacidad con fases simples y múltiples. Susceptancia ($B_k = w \cdot C_k$) (S/km)

Fases	coeficiente de capacidad F/km
Simplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{r}} 10^{-9}$
Dúplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt{r \Delta}}} 10^{-9}$
Triplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[3]{r \Delta^2}}} 10^{-9}$
Cuádruplex	$C_k = \frac{24,2}{\lg \frac{D}{\sqrt[4]{\sqrt{2} r \Delta^3}}} 10^{-9}$

ANEXO VII. Método de las constantes auxiliares

Tabla VII.I. Constantes auxiliares $\bar{A}, \bar{B}, \bar{C},$ y \bar{D} de las líneas

Constante	Módulo	Argumento	Parte real	Parte imaginaria
$\bar{A} = \text{Cosh } \bar{\theta}$	$A = \rho_{(\text{Cosh } \theta)}$	$\beta_A = \beta_{(\text{Cosh } \theta)} = \text{arc tg } \frac{a''}{a'}$	$a' = A \text{ Cos } \beta_{\bar{A}}$	$a'' = A \text{ Sen } \beta_{\bar{A}}$
$\bar{B} = \bar{Z}_c \text{ Senh } \bar{\theta}$	$B = Z_c \rho_{(\text{Senh } \theta)}$	$\beta_B = \beta_{\bar{Z}_c} + \beta_{(\text{Senh } \theta)} = \text{arc tg } \frac{b''}{b'}$	$b' = B \text{ Cos } \beta_{\bar{B}}$	$b'' = B \text{ Sen } \beta_{\bar{B}}$
$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \text{ Senh } \bar{\theta}$	$C = \frac{1}{Z_c} \rho_{(\text{Senh } \theta)}$	$\beta_C = \beta_{(\text{Senh } \theta)} - \beta_{\bar{Z}_c} = \text{arc tg } \frac{c''}{c'}$	$c' = C \text{ Cos } \beta_{\bar{C}}$	$c'' = C \text{ Sen } \beta_{\bar{C}}$
$\bar{D} = \bar{A}$	$D = A$	$\beta_{\bar{D}} = \beta_{\bar{A}}$	$d' = a'$	$d'' = a''$

VII.I Fórmulas para la obtención de las constantes auxiliares

□ **Método de las funciones hiperbólicas y circulares**

$$\begin{aligned} \bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') &= \cosh \bar{\theta}_c = (\cosh \theta_c \cdot \cos \theta_c'') + j(\sinh \theta_c \cdot \sin \theta_c'') \\ \bar{B} = (b' + jb'') &= Z_c \cdot \sinh \bar{\theta}_c = Z_c \cdot ((\sinh \theta_c \cdot \cos \theta_c'') + j(\cosh \theta_c \cdot \sin \theta_c'')) \\ \bar{C} = (c' + jc'') &= \frac{1}{Z_c} \cdot \sinh \bar{\theta}_c = \frac{1}{Z_c} \cdot ((\sinh \theta_c \cdot \cos \theta_c'') + j(\cosh \theta_c \cdot \sin \theta_c'')) \end{aligned}$$

□ **Método del desarrollo en series de funciones hiperbólicas y circulares**

$$\begin{aligned} \bar{A} = \bar{D} = (a' + ja'') &= \frac{1}{\bar{Z}_c} + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{2} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{4} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{6} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{8} + \dots \Big|_{\infty} \\ \bar{B} = (b' + jb'') &= Z_L \cdot \frac{1}{\bar{Z}_c} + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \Big|_{\infty} \\ \bar{C} = (c' + jc'') &= Y_L \cdot \frac{1}{\bar{Z}_c} + \frac{\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L}{3} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^2}{5} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^3}{7} + \frac{(\bar{Z}_L \cdot \bar{Y}_L)^4}{9} + \dots \Big|_{\infty} \end{aligned}$$

Se tomará un término con 80km, dos términos con 160km, tres términos con 240km, etc.

□ **Impedancia característica**

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}_{LÍNEA}}{\bar{Y}_{LÍNEA}}} \quad \text{con:} \quad \begin{aligned} \bar{Z}_{LÍNEA} &= (R_{LÍNEA} + jX_{LÍNEA}) = \bar{Z}_L \\ \bar{Y}_{LÍNEA} &= (G_{LÍNEA} + jB_{LÍNEA}) = \bar{Y}_L \end{aligned}$$

□ **Ángulo característico**

$$\bar{\theta}_c = \sqrt{\bar{Z}_{LÍNEA} \cdot \bar{Y}_{LÍNEA}} \quad \text{En radianes.} \quad \bar{\theta}_{cGRADOS} = \frac{360^\circ}{2\pi} (\theta_c' + j\theta_c'') = \frac{360^\circ}{2\pi} \sqrt{\bar{Z}_{LÍNEA} \cdot \bar{Y}_{LÍNEA}} = \text{en..gra dos.}$$

□ **Potencia característica**

$$P_c = \frac{U_{DÍNEA}}{Z_c} \quad \text{Siendo el valor de la tensión, sólo en módulo: } U_{LÍNEA} = V_{FASE} \cdot 3\sqrt{3}$$

VII.II. Comprobación de las constantes auxiliares

- $\bar{A} \bar{B} \bar{C} = (1 + j0)$ Siendo $\bar{A} = (a' + ja'')$ $\bar{B} = (b' + jb'')$ $\bar{C} = (c' + jc'')$
- $(a'^2 - a''^2) - (b'c') + (b''c'') = 1$
- $(2a'a'') - (b'c'') + (b''c') = 0$

Para que las constantes sean correctas se tienen que cumplir las tres condiciones a la vez.

VII.III. Fórmulas a aplicar con el método de las constantes

- Conocidos los valores al principio de línea. (Todos los parámetros son vectores)

$$\begin{array}{ll} \text{Carga:} & \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \bar{D} \quad \bar{I}_1 \bar{B} \\ & \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \bar{A} \quad \bar{V}_1 \bar{C} \end{array} \quad \text{Vacío:} \quad \begin{array}{l} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 \bar{D} \\ \bar{I}_2 = \bar{I}_1 \bar{A} \end{array}$$

- Conocidos los valores al final de línea. (Todos los parámetros son vectores)

$$\begin{array}{ll} \text{Carga:} & \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \bar{A} + \bar{I}_2 \bar{B} \\ & \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \bar{C} + \bar{I}_2 \bar{D} \end{array} \quad \text{Vacío:} \quad \begin{array}{l} \bar{V}_1 = \bar{V}_2 \bar{A} \\ \bar{I}_1 = \bar{V}_2 \bar{C} \end{array}$$

VII.IV. Fórmulas generales para sistemas eléctricos de potencia

- Potencia activa, reactiva y aparente trifásicas

$$\begin{array}{lll} P_i = U_i \cdot I_i \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_i & Q_i = U_i \cdot I_i \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_i & \bar{S}_i = \bar{U}_i \cdot \bar{I}_i^* \cdot \sqrt{3} = (P_i + jQ_i) \\ P_1 = S_i \cdot \cos \Pi_i & Q_1 = S_i \cdot \sin \Pi_i & S_1 = \frac{P_i}{\text{tag} \Pi_i} \end{array}$$

- Impedancia, reactancia inductiva, y ángulo total de un sistema de potencia

$$\bar{Z}_i = (R_i + jX_i) = Z_i \Pi_i \quad X_{Tri} = \frac{U_{ni}^2}{S_{ni}} \sum_{XCCni} \quad \Pi_i = \Pi_{U_i} \quad \Pi_{R_i} = \Pi_{S_i}$$

- Intensidad al final de línea, tensión de fase, tensión al inicio de línea y rendimiento total de un sistema de potencia

$$\bar{I}_i = \frac{P_i}{U_i \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_i} (\Pi_{U_i} \quad \Pi_{\bar{n}}) \quad \bar{V}_i = \frac{\bar{U}_i}{\sqrt{3}} \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_2 + \bar{Z}_{12} \cdot \bar{I}_{12} \quad \left| = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} 100 \right.$$

- Fórmula para obtener el módulo de la tensión al final de línea conocidos: la tensión al inicio de línea, las potencias finales de línea y la impedancia de la línea

$$U_2 + [2 \cdot (R_{12} \cdot P_2 + X_{12} \cdot Q_2) \quad U_1^2] U_2 + (Z_{12} \cdot S_2)^2 = 0$$

- Compensación de energía reactiva. Diversas fórmulas para su obtención, conocidas las tensiones de la zona a compensar, así como la potencia total activa y las impedancias

$$\begin{array}{ll} Q_{2 \text{ NUEVA}} = Kq \pm \sqrt{K^2 (P_2 + Kp)^2} & Q_{COMP} = (Q_{2 \text{ NUEVA}} \quad Q_{2 \text{ ANTIGUA}}) \\ K = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} & K = \frac{U_2^2}{Z_{12}} \cos \Pi_{Z_{12}} \quad K = \frac{U_2^2}{Z_{12}} \sin \Pi_{Z_{12}} \quad X_{COMP} = \frac{U_i^2}{Q_{COMP}} \quad C_{COMP} = \frac{1}{X_{COMP} \cdot 2 \cdot \pi \cdot f} \end{array}$$

- Impedancias de los transformadores trifásicos con tres devanados

$$\begin{array}{lll} X_{PS} = \frac{U_{PS}^2}{S_{PS}} \sum_{XCCPS} & X_{ST} = \frac{U_{ST}^2}{S_{ST}} \sum_{XCCST} & X_{PT} = \frac{U_{PT}^2}{S_{PT}} \sum_{XCCPT} \\ X_P = \frac{X_{PS} + X_{PT} \quad X_{ST}}{2} & X_S = \frac{X_{PS} + X_{ST} \quad X_{PT}}{2} & X_T = \frac{X_{PT} + X_{ST} \quad X_{PS}}{2} \end{array}$$

ANEXO VIII. Método del circuito equivalente en "T" y en "∠"

VIII.I. Método del circuito equivalente en "T"

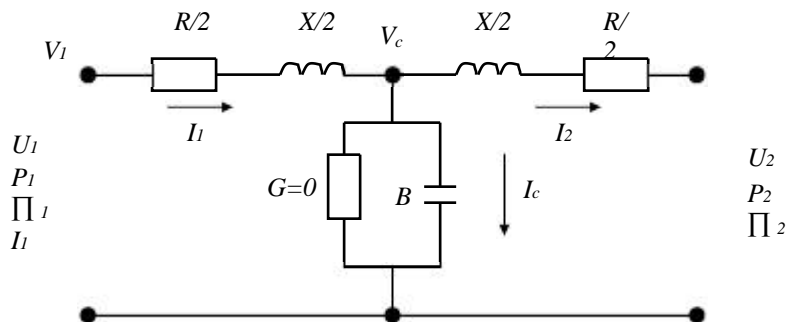
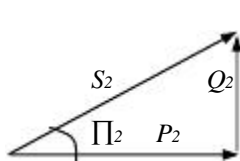


Figura VIII.1 Circuito equivalente en "T", para una línea de longitud media

□ Régimen en carga



$$P_2 = S_2 \cdot \cos \Pi_2 \quad \text{siendo} \quad P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \Pi_2 \quad \text{siendo} \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_2$$

$$\bar{S}_2 = \frac{P_2}{\cos \Pi_2} \quad \text{siendo} \quad \bar{S}_2 = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2)$$

Otras fórmulas importantes son: $\Pi_2 = \Pi_{V2} - \Pi_{I2} \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2} (\Pi_{V2} \quad \Pi_2)$

Las fórmulas específicas del circuito equivalente en "T" (ver figura) son:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_2 \quad \bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_1$$

Y recordando que: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ la tensión es: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ y el ángulo inicial es: $\Pi_1 = \Pi_{U1} \quad \Pi_{I1}$

Conocidos la tensión, intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_1 \quad \bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1)$$

Finalmente la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento del sistema serán:

$$U = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100 \quad P = \frac{P_1 - P_2}{P_1} 100 \quad \eta = \frac{P_2}{P_1} 100$$

La caída de tensión no excederá de un 10%. La pérdida de potencia no excederá de un 3% cada 100k.

□ Régimen en vacío

En ese caso, los cálculos se simplifican, ya que no es necesario conectar la carga y por tanto las potencias, la intensidad y el ángulo final de línea son nulas:

$$P_2 = Q_2 = S_2 = 0. \quad \Pi_2 = \Pi_{V2} - \Pi_{I2} = 0 \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2} (\Pi_{V2} \quad \Pi_2 = 0)$$

Las otras fórmulas quedan como sigue:

$$\bar{V}_C = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_2 = \bar{V}_2 \quad \bar{I}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_C = \bar{B} \cdot \bar{V}_2 \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_C + \bar{I}_2 = \bar{I}_C \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_C + \frac{\bar{Z}_{Línea}}{2} \bar{I}_1 = \bar{V}_2 + \frac{\bar{Z}}{2} \bar{I}_C$$

Una vez obtenidas la intensidad y la tensión al inicio de línea se prosigue con las fórmulas dadas para el régimen de carga.

VIII.II. Método del circuito equivalente en \angle

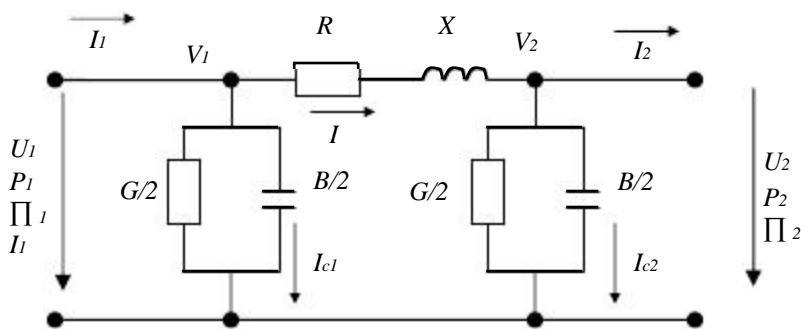
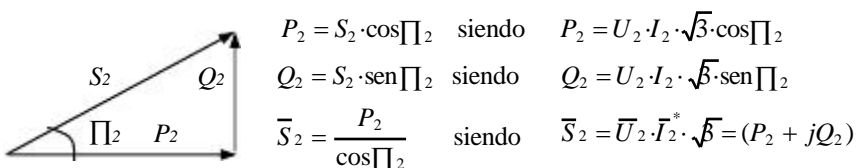


Figura VIII.2 Circuito equivalente en "□", para una línea de longitud media

□ Régimen en carga



$$P_2 = S_2 \cdot \cos \Pi_2 \quad \text{siendo} \quad P_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2$$

$$Q_2 = S_2 \cdot \sin \Pi_2 \quad \text{siendo} \quad Q_2 = U_2 \cdot I_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_2$$

$$\bar{S}_2 = \frac{P_2}{\cos \Pi_2} \quad \text{siendo} \quad \bar{S}_2 = \bar{U}_2 \cdot \bar{I}_2^* \cdot \sqrt{3} = (P_2 + jQ_2)$$

Otras fórmulas importantes son:

$$\Pi_2 = \Pi_{v2} - \Pi_{l2} \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2} (\Pi_{v2} \quad \Pi_2)$$

Las fórmulas específicas del circuito equivalente en " \angle " (ver figura) son:

$$\bar{I}_{C2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad \bar{I} = \bar{I}_{C2} + \bar{I}_2 \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} \quad \bar{I}_{C1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2}$$

Al principio de línea tendremos:

$$\bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} \quad \bar{I}_{C1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_{C1} + \bar{I}$$

Y recordando que: $\bar{I}_{1L} = \bar{I}_{1Fase}$ la tensión es: $\bar{U}_{1L} = \bar{V}_{1Fase} \cdot \sqrt{3}$ y el ángulo inicial es: $\Pi_1 = \Pi_{v1} \quad \Pi_{l1}$

Conocidos la tensión, la intensidad y ángulo inicial podremos hallar las potencias iniciales:

$$P_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_1 \quad Q_1 = U_1 \cdot I_1 \cdot \sqrt{3} \cdot \sin \Pi_1 \quad \bar{S}_1 = \bar{I}_1^* \cdot \bar{U}_1 \cdot \sqrt{3} = (P_1 + jQ_1)$$

Finalmente la caída de tensión, la pérdida de potencia y el rendimiento del sistema serán:

$$U = \frac{U_1 \quad U_2}{U_1} 100 \quad P = \frac{P_1 \quad P_2}{P_1} 100 \quad \left| \quad \frac{P_2}{P_1} 100 \right.$$

La caída de tensión no excederá de un 10%. La pérdida de potencia no excederá de un 3% cada 100km

□ Régimen de vacío

En ese caso, los cálculos se simplifican, ya que no es necesario conectar la carga y por tanto las potencias, la intensidad y el ángulo final de línea son nulas:

$$P_2 = Q_2 = S_2 = 0. \quad \Pi_2 = \Pi_{v2} - \Pi_{l2} = 0 \quad \bar{I}_2 = \frac{P_2}{U_2 \cdot \sqrt{3} \cdot \cos \Pi_2} (\Pi_{v2} \quad \Pi_2 = 0)$$

Las otras fórmulas quedan como sigue:

$$\bar{I}_{C2} = \bar{V}_2 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad \bar{I} = \bar{I}_{C2} + \bar{I}_2 = \bar{I}_{C2} \quad \bar{V}_1 = \bar{V}_2 + (R_L + jX_L) \cdot \bar{I} \quad \bar{I}_{C1} = \bar{V}_1 \cdot \frac{\bar{B}}{2} \quad \bar{I}_1 = \bar{I}_{C1} + \bar{I}$$

Una vez obtenidas la intensidad y la tensión al inicio de línea se prosigue con las fórmulas dadas para el régimen de carga.

ANEXO IX. Fórmulas para el cálculo de líneas eléctricas

IX.I. Cálculo del Efecto Corona

□ Tensión crítica disruptiva (U_c)

$$U_c = 84 \cdot mc \cdot mt \cdot r \cdot r^{TM} \cdot \log \frac{D}{re}$$

Con:

mc = Coeficiente de rugosidad del conductor con:

$mc = 1$ para hilos con superficie lisa

$mc =$ de 0,93 a 0,98 para hilos oxidados o rugosos

$mc =$ de 0,83 a 0,87 para cables.

mt = Coeficiente de la humedad relativa del aire, que provoca una disminución en la U_c (lluvia, niebla, escarcha, nieve) con:

$mt = 1$ para tiempo seco

$mt = 0,8$ para tiempo húmedo

re = Radio del conductor en centímetros

D = Distancia media geométrica entre fases, en centímetros

r^{TM} = Factor de corrección de la densidad del aire, en función de la altura sobre el nivel del mar. Si la temperatura se pone en grados centígrados y la altura de presión de la columna de mercurio en cm de Hg, la densidad del aire no tendrá unidades.

∇ = Temperatura ambiente en °C

$$r^{TM} = \frac{3.921h}{273 + \nabla}$$

Para hallar la altura de presión del aire en cm de Hg, utilizaremos la expresión dada por Halley.

□ Fórmula de Halley

$$\log h = \log 76 - \frac{y}{18336}$$

Donde: h = altura de presión del aire en cm de Hg (mercurio)

y = altura topográfica en (m)

□ Tensión más elevada (U_{me})

La tensión más elevada se obtendrá en tablas, o bien, aplicando un aumento del 10% al 15% por encima de la tensión nominal:

$$U_{me} = 1.15 \cdot U_n$$

□ Comprobación del Efecto Corona

Si $U_c < U_{me}$ si se produce el efecto corona

Si $U_c > U_{me}$ no se produce el efecto corona

□ Pérdida de potencia por Efecto Corona (Fórmula de Peek)

$$P_{km \text{ FASE}} = \frac{241}{r^{TM}} (f + 25)^2 \sqrt{\frac{re}{D}} \frac{U_{MAX}}{\sqrt{3}} \frac{U_{CRITICA}}{\sqrt{3}} \frac{1}{f} \cdot 10^{-5} \text{ (kW / km Fase)}$$

Con:

U_c = Tensión eficaz compuesta crítica disruptiva, capaz de producir el efecto corona, en kV

r^{TM} = Factor de corrección de la densidad del aire (sin unidades)

r = Radio del conductor en centímetros

f = Frecuencia en períodos por segundo, en general 50 Hz

D = distancia media geométrica entre fases, en centímetros

U_{max} = Tensión compuesta más elevada, definida en el artículo 2 del Reglamento de Líneas, en kilovoltios. Si no se dispone del reglamento, adoptar $U_{max} = U_n \cdot 1.15$

IX.II. Momento Eléctrico

$$Me = Pe \cdot L = u\% \cdot \frac{U_n^2}{R_{K \text{ fase}} + X_{K \text{ fase}} \cdot \tan \Pi}$$

Con:

$L =$ Longitud de la línea en km

$u\% =$ Caída de tensión en tanto por ciento, siempre menor al 10%

$Pe =$ Potencia que podrá transportar la línea calculada mediante el momento eléctrico, en MW

$Un =$ Tensión nominal de la línea en kilovoltios (kV)

$Me =$ Momento Eléctrico, en MW·km

$R_{K\text{-fase}} =$ Resistencia eléctrica por kilómetro y fase, en Ω/km

$X_{K\text{-fase}} =$ Reactancia inductiva por kilómetro y fase, en Ω/km

$\tan \Pi =$ tangente del ángulo total ($\Pi_v - \Pi_l$), calculado para el tramo buscado (final de línea por ejemplo)

$$\text{Entonces:} \quad L = \frac{Me}{Pe} \text{ (km)} \quad Pe = Me \cdot L \text{ (MW)}$$

Que es la distancia máxima (en km) a la que el sistema (línea) podrá transportar una determinada potencia, o bien, la potencia máxima que el sistema podrá transportar a una determinada distancia.

IX.III. Pérdida de potencia en el transporte de energía

$$P_{K\%} = \frac{100 R_{K \text{ fase}}}{U_n^2} \cdot \frac{Pe}{\cos^2 \Pi} \quad P_{100km} = P_{K\%} \cdot 100$$

$$P_{\text{pérdida total } \%} = P_{K\%} \cdot L \quad P_{\text{pérdida total}} = P_{T\%} \cdot Pe$$

Con:

$P_{K\%} =$ Pérdida de potencia por cada km y fase, en %.

$Un =$ Tensión nominal de la línea, en KV

$Pe =$ Potencia que podrá transportar la línea calculada mediante el momento eléctrico, en MW

$\cos \Pi =$ coseno del ángulo total ($\Pi_v - \Pi_l$), de un tramo de línea considerado (final de línea por ejemplo)

$P_{\% \cdot 100km} =$ Pérdida de potencia, en %, a los 100 km (este valor no debe superar el 3% según normas)

$P_{\% \text{pérdida-total}} =$ Pérdida de potencia en %, para el total de la longitud de la línea

$P_{\text{pérdida-total}} =$ Potencia total perdida (MW) para el total de la longitud de la línea

Como máximo se admite una pérdida de potencia inferior al 3% por cada 100km de línea.

IX.IV. Pérdida de potencia por efecto térmico

$$P_{MAX} = (\sqrt{3} \cdot U_2 \cdot \cos \Pi_2 \cdot I_{MAX}) \cdot N^{\circ}_{CONDUCTORES} \cdot N^{\circ}_{CIRCUITOS}$$

Con:

$P_{MAX} =$ Potencia máxima a transportar sin rebasar los límites térmicos en MW

$U_2 =$ Tensión compuesta al final de línea en kV

$\cos \Pi_2 =$ Ángulo total al final de línea ($\Pi_2 = \Pi_{U_2} - \Pi_{I_2}$)

$I_{MAX} =$ $I_{MAX}^{\text{TM}} \cdot S_{CONDUCTOR}$ (Intensidad máxima modificada por tablas)

$I_{MAX}^{\text{TM}} = I_{MAX}^{\text{TM}} \oplus \odot$

$I_{MAX}^{\text{TM}} =$ Densidad de corriente máxima admisible del (Aluminio) en tablas

$\odot =$ Factor de corrección de la densidad admisible que depende de la composición del cable

$\odot = 0,902$ para 30 Aluminio + 7 Acero

$\odot = 0,926$ para 6 Aluminio + 7 Acero y 26 Aluminio + 7 Acero

$\odot = 0,941$ para 54 Aluminio + 7 Acero

La I_{max} , puede hallarse directamente en la tabla V.VIII de estos anexos, siempre para un circuito simple, ya que si existen más de un circuito, o bien, más de un conductor por circuito, ya se tiene en cuenta en la fórmula dada en este apartado.

ANEXO X. Resumen de fórmulas de líneas eléctricas

Magnitud	Módulo	Argumento	Parte real	Parte imaginaria
$Y = G + jB$	$Y = \sqrt{G^2 + B^2}$	$\Pi_y = \arctg \frac{B}{G}$	$G = Y \cos \Pi_y$	$B = Y \sen \Pi_y$
$Z = R + jX$	$Z = \sqrt{R^2 + X^2}$	$\Pi_z = \arctg \frac{X}{R}$	$R = Z \cos \Pi_z$	$X = Z \sen \Pi_z$
$\varphi = \Pi_z - \Pi_y$	$\varphi = \arctg \frac{R^2 + X^2 - G^2 - B^2}{2(RG + XB)}$	$\Pi_\varphi = \frac{1}{2}(\Pi_z + \Pi_y)$	$\cos \varphi = \frac{1}{2} \left[\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2} + \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$	$\sen \varphi = \frac{1}{2} \left[\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2} - \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$
$Z_e = \frac{Z}{Y}$	$Z_e = \frac{Z}{Y} = \frac{\sqrt{R^2 + X^2}}{\sqrt{G^2 + B^2}}$	$\Pi_{Z_e} = \frac{1}{2}(\Pi_z + \Pi_y)$	$Z_e \cos \Pi_{Z_e} = \frac{1}{2} \left[\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2} + \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$	$Z_e \sen \Pi_{Z_e} = \frac{1}{2} \left[\frac{R^2 + X^2}{G^2 + B^2} - \frac{RG + XB}{G^2 + B^2} \right]$
$\cosh \varphi = \cosh(\varphi + j\varphi)$	$\rho(\cos \varphi) = (\cos \varphi)^2 - (\sen \varphi)^2 = 2 \cos^2 \varphi - 1$ $= (\sen \varphi)^2 + (\cosh \varphi)^2$	$\Pi \cosh \varphi = \arctg(\tanh \varphi \tg \varphi)$	$(\cosh \varphi)^2 = \cosh \varphi \cos \varphi$	$(\cosh \varphi)^3 = \sen \varphi \sen \varphi$
$\sinh \varphi = \sinh(\varphi + j\varphi)$	$\rho(\sen \varphi) = (\cos \varphi)^2 - (\sen \varphi)^2 = 2 \cos^2 \varphi - 1$ $= (\sen \varphi)^2 + (\sen \varphi)^2$	$\Pi \sinh \varphi = \arctg \frac{\tg \varphi}{\tanh \varphi}$	$(\sen \varphi)^2 = \sen \varphi \cos \varphi$	$(\sen \varphi)^3 = \cosh \varphi \sen \varphi$

Bibliografía

- *Tecnología eléctrica*. Mujal Rosas, Ramón M^a. 1^o edición. Ediciones UPC. Aula Politécnica (2000).
- *Electrotécnica*. Mujal Rosas, Ramón M^a. Ediciones UPC. Aula Politécnica (2002).
- *Calculo de líneas y redes eléctricas*. Mujal Rosas, Ramón M^a. Ediciones UPC. Aula Politécnica. (2002).
- *Protección de sistemas eléctricos de potencia*. Mujal Rosas, Ramón M^a. Ediciones UPC. Aula Politécnica (2002).
- *Análisis de sistemas eléctricos de potencia*. Stevenson, William D. 2^a edición. Mc.Graw-Hill (1992).
- *Protección de las instalaciones eléctricas*. Muntanè, Paulino. 2^a edición. Marcombo (1993).
- *Líneas de transporte de energía eléctrica*. Checa, Luís M^a. 3^a edición. Marcombo (1988).
- *Energías renovables*. ProgenSA (1995).
- *Líneas y redes eléctricas*. Martínez Velasco J. 3^a edición. CPDA. ETSEIB (1996).
- *Centrales eléctricas*. UNESA. Editorial Marca (1998).
- *Tecnología eléctrica*. A. Castejon. G. Santamaria. McGraw-Hill (1993).
- *Sistemas eléctricos de potencia*. A. Nasar. McGraw-Hill (1991).